



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N:

NOHEMI ARIAS IBARRA
RICARDO ERIC CHAVARRÍA EMETERIO



ASESOR: ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY

MÉXICO, D.F.

2004

Indice General

	Página
Indice	2
Introducción	5
Capitulo I Antecedentes Generales	7
1.1 Subestaciones Eléctricas	7
1.1.1 Definición	
1.1.2 Clasificación	
1.2 Equipo principal de una subestación de distribución	9
1.3 Filosofía del mantenimiento a subestaciones	11
1.3.1 Mantenimiento predictivo	
1.3.2 Mantenimiento preventivo	
1.3.3 Mantenimiento correctivo	
1.3.4 Programación de mantenimiento	
Capitulo II Transformador	13
2.1 Clasificación	13
2.2 Principio de funcionamiento	17
2.2.1 Circuito equivalente	
2.3 Tipos de conexiones	22
2.4 Transformadores de instrumento	25
2.4.1 Transformador de corriente	
2.4.2 Transformador de potencial	
2.4.3 Divisores de voltaje	
2.5 Pruebas de diagnóstico al transformador	29
2.5.1 Información necesaria para realizar el mantenimiento	
2.5.2 Actividades generales a desarrollar durante la revisión	
2.6 Pruebas de diagnóstico a transformadores de instrumento	33
2.6.1 Información necesaria para realizar el mantenimiento	
2.6.2 Actividades generales a desarrollar durante la revisión	

2.7	Mantenimiento	35
2.7.1	Prueba de resistencia de aislamiento	
2.7.2	Prueba de factor de potencia	
2.7.3	Prueba de relación de transformación	
2.7.4	Pruebas al aceite	
2.7.5	Pruebas adicionales	
Capitulo III Interruptor		71
3.1	Definición	72
3.2	Principio de funcionamiento	74
3.3	Parámetros de los interruptores	76
3.4	Clasificación de interruptores	80
3.5	Tipos de fallas en interruptores	83
3.6	Protección contra sobrecorrientes	85
3.6.1	Relevadores de sobrecorriente	
3.6.2	Fusibles	
3.6.3	Seccionalizadores y restauradores	
3.7	Mantenimiento	91
3.7.1	Prueba de resistencia de contacto	
3.7.2	Prueba de resistencia de aislamiento	
3.7.3	Prueba de cierre y apertura	
3.7.4	Prueba de factor de potencia	
Capitulo IV Banco de baterías		103
4.1	Definición	105
4.2	Principio de operación de la batería	106
4.3	Clasificación	109
4.3.1	Baterías primarias	
4.3.2	Baterías secundarias	
4.4	Cargadores de baterías	113
4.4.1	Cargadores M-G	
4.4.2	Cargadores estáticos	
4.5	Instalación del banco de baterías	118
4.6	Conservación y comprobación de baterías	119
4.7	Mantenimiento	120
4.7.1	Prueba de capacidad	
4.7.2	Pureza del electrolito	
4.7.3	Prueba de voltaje	
4.8	Criterio para determinar el reemplazo del banco de baterías	125

Capitulo V	Sistemas de Tierras	126
5.1	El suelo como conductor	127
5.1.1	Resistividad del suelo	
5.1.2	Medición de la resistividad	
5.1.3	Medición de resistencia a tierra	
5.2	Potenciales peligrosos	131
5.2.1	Duración de la falla	
5.2.2	Corriente de fibrilación	
5.3	El electrodo de puesta a tierra	135
5.3.1	Electrodos horizontales	
5.3.2	Electrodos profundos	
5.3.3	Electrodos químicos	
5.4	Mantenimiento	139
Capitulo VI	Seguridad en instalaciones eléctricas	143
6.1	Aspectos psicológicos en la prevención de accidentes	144
6.2	Equipos de protección	145
6.2.1	Equipo de protección personal	
6.2.2	Protecciones individuales	
6.3	Conducta y utilización del equipo de protección	150
6.3.1	Procedimientos de trabajo en una instalación eléctrica	
6.3.2	Recomendaciones en trabajos que se efectúan sin tensión	
6.3.3	Recomendaciones en trabajos que se efectúan con tensión	
6.3.4	Recomendaciones al utilizar baterías	
6.4	Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica	153
6.5	Primeros auxilios	156
Apéndice	Mantenimiento a la Subestación No 2 de CU	159
Conclusiones		171
Bibliografía		176

Introducción

El objetivo de la presente tesis es servir como manual de consulta para la elaboración de programas de mantenimiento del equipo principal que constituye a una subestación eléctrica de distribución, proporcionando los fundamentos necesarios para auxiliar al personal de mantenimiento en el conocimiento del equipo. Describiendo el funcionamiento, características de los elementos principales que componen una subestación de distribución, procedimientos de pruebas de diagnóstico, calibración necesarias para determinar el estado actual del equipo, ejecución del mantenimiento y puesta en servicio de la subestación.

Una subestación eléctrica debe proporcionar un servicio eléctrico confiable y de alta calidad, para ello es indispensable realizar un mantenimiento predictivo, preventivo y, si se requiere, correctivo en los elementos que constituyen la subestación de distribución.

Uno de los elementos más importantes de los sistemas eléctricos de potencia que pertenecen a empresas privadas o estatales, es el sistema de distribución. En todos los casos la energía eléctrica que vende cualquier compañía pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante el buen diseño y enfoque de tales sistemas. Estos pueden variar desde una simple línea aérea que conecte un generador con un solo consumidor, hasta un sistema malla o de red automática que alimente la zona más importante de una ciudad.

¿Qué es lo que realmente significa el término sistema de distribución? Tal vez no esté perfectamente definido; sin embargo, comúnmente se acepta que es el conjunto de instalaciones desde tensiones de 120V hasta tensiones de 34.5kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios.

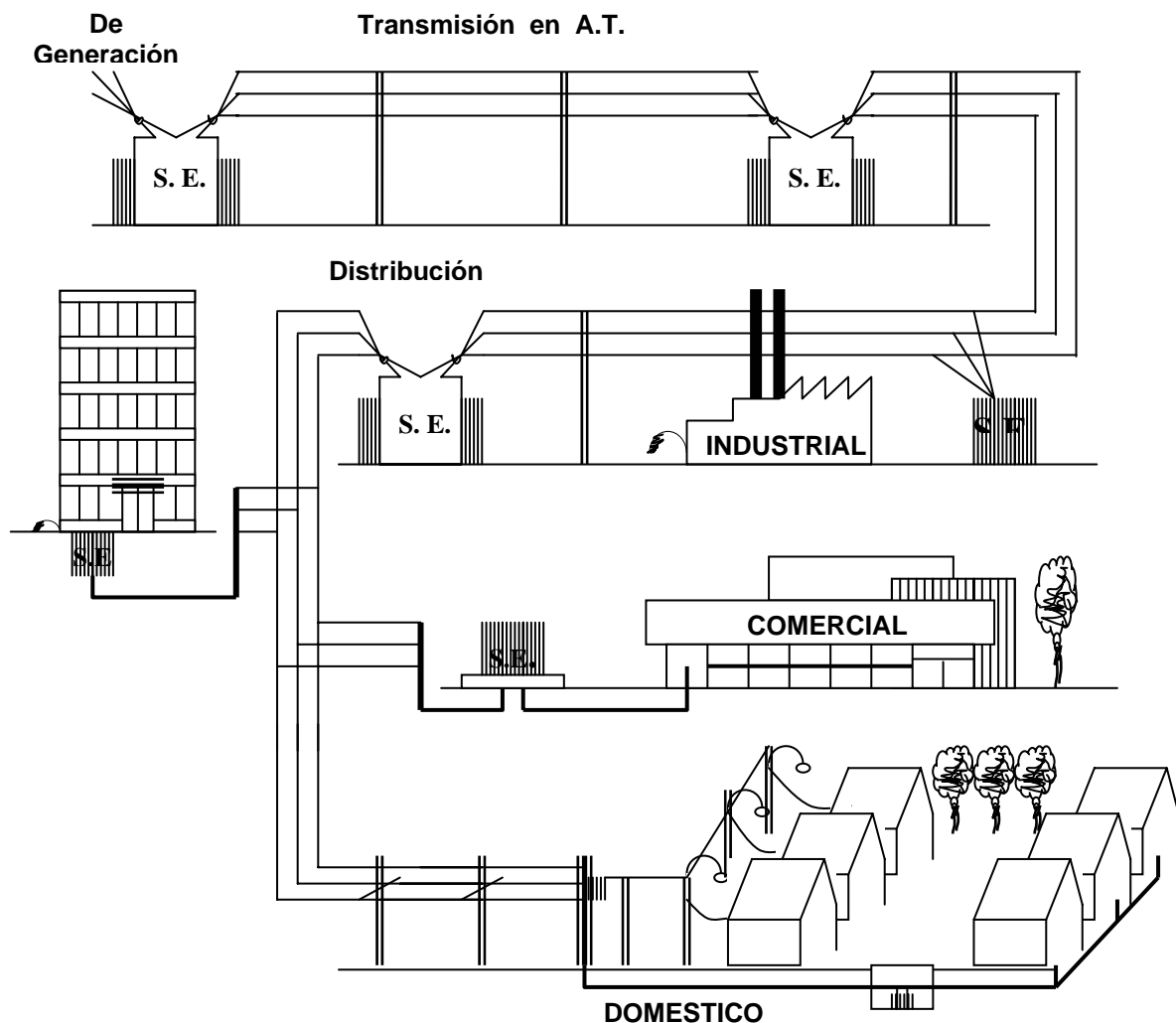
Los grandes sistemas de distribución de energía eléctrica son necesarios entre la planta generadora y la planta industrial. Esto se debe a que en un país generalmente existen pocos lugares donde las riquezas naturales son suficientes para generar energía eléctrica en forma económica; como es el caso donde existe

gran cantidad de energía hidráulica o combustible natural de bajo costo para impulsar los generadores eléctricos.

En general, la energía eléctrica proveniente de la planta generadora es elevada a tensiones muy altas (85kV, 115kV, 230kV o 400kV) y enviada mediante una línea de transmisión a una subestación reductora local, hasta la periferia del área de consumo.

En la subestación local se utilizan transformadores para reducir la tensión (13.8kV, 23kV o 34.5kV) y se envía la energía eléctrica mediante una línea de distribución a una subestación ubicada en el área de consumo.

Con el objeto de convertir las tensiones mencionadas a niveles adecuados, tales como 127V, 220V, 240V y 480V en baja tensión se requiere una subestación eléctrica de distribución.



Capítulo I

Antecedentes Generales

1.1 Subestaciones Eléctricas

1.1.1 Definición

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de dispositivos, máquinas, aparatos y circuitos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, que tiene la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, tensión y corriente, además de proveer un medio de interconexión que permite el suministro de la energía al sistema y líneas de transmisión existentes.

1.1.2 Clasificación

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de acuerdo a su tensión, su instalación o su construcción.

Por su tensión

Elevadoras

Empleadas en transmisión eléctrica a niveles de tensión mayores a 230kV.

Receptoras

Empleadas en subtransmisión eléctrica en tensiones comprendidas entre los 115kV y 230kV.

Distribución primaria (enlace)

Para servicios cuyas tensiones de operación comprenden los 23kV a los 115kV.

Distribución secundaria

Subestaciones que operan a tensiones menores a 23kV.

Por su instalación

Intemperie

Se encuentra al aire libre sometida a condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, contaminación e inclemencias atmosféricas diversas), generalmente se usan para sistemas de alta y extra alta tensión.

Interior

Son instaladas en el interior de edificios, por lo tanto, no se encuentran sometidas a condiciones atmosféricas. Este tipo de subestaciones ocupa poco espacio y operan con potencias relativamente bajas.

Blindada

Se emplean en instalaciones de altos riegos como son las áreas peligrosas; en estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido.

Por su construcción

Abiertas

Tienen sus elementos y dispositivos a la vista. Dentro de este tipo se encuentran algunas subestaciones eléctricas receptoras como las de tipo poste y las de tipo azotea comúnmente empleadas en la República.

Compactas o blindadas

Están contenidas dentro de un gabinete tipo metálico fabricado de lámina calibre 12 que permite el resguardo de los elementos y pueden ser tipo interior o interperie.

Tipo pedestal

Son llamadas tipo jardín y su diseño se basa en que un mismo tanque aloja los devanados del transformador y los dispositivos de seccionamiento y protección.

Encapsuladas

Utilizan como medio aislante el hexafluoruro de azufre (SF₆) y se emplean interruptores con capacidad nominal superior a 200A.

Tipo bóveda

Se instalan dentro de un recinto subterráneo con equipos y elementos tipo sumergible, a prueba de inundaciones. Su campo de aplicación se encuentra en las empresas suministradoras en zonas de distribución subterránea.

1.2 Equipo principal de una subestación de distribución

Una subestación eléctrica de distribución es la parte de un sistema eléctrico de potencia donde se conectan líneas primarias de distribución, bancos de transformadores de servicio y líneas secundarias o redes, que en conjunto dan servicio a las áreas de carga.

Como la subestación es un conjunto de elementos es importante conocer los principales componentes que la constituyen, así como la función que desempeñan dentro de los sistemas con el objeto de analizar con mayor propiedad las características más importantes para una aplicación específica; como su mantenimiento.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación eléctrica tienen una función que desempeñar y cada uno es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, sin embargo es obvio que es necesario conocer con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resultan de mayor importancia.

El transformador

Es una de las partes más importantes de una subestación eléctrica por la función que representa al transferir la energía eléctrica de un circuito a otro, que son de diferente tensión y están acoplados magnéticamente; o por su costo con relación a otras partes de la instalación.

Interruptor

Es otro de los elementos importantes dentro de la subestación, cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o corto circuito, es decir, en condiciones normales o anormales de operación.

Cuchillas

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

Transformadores de potencial

Se emplean para medición y/o protección, su nombre se debe a que la cantidad principal por variar es la tensión, permiten reducir una tensión de un valor que puede ser muy alto a un valor bajo utilizado por los instrumentos de medición o protección (generalmente 127V).

Transformador de corriente

Su función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos, que por lo general son de 5A, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión.

Banco de baterías

Es una fuente de almacenamiento de energía que puede entregarla o absorberla del sistema eléctrico de potencia, por lo que provee de un sistema eléctrico de respaldo que le permite continuar con la rutina de trabajo.

Fusible

Es un elemento reservado para la interrupción automática del circuito que protege cuando se verifican condiciones anormales del circuito que están normalmente asociadas con las sobrecorrientes, esta interrupción se obtiene de la fusión del elemento fusible que representa la parte fundamental que determina sus características.

Equipo de protección

Es el conjunto de sistemas de vigilancia permanente, cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de este sistema son los relevadores que sirven para detectar la falla y que a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortos circuitos, que aíslan las partes del sistema que han fallado.

1.3 Filosofía del mantenimiento de subestaciones

Se basa en la planeación y el seguimiento de los equipos durante su periodo de vida útil, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo.

1.3.1 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo o de diagnóstico, consiste en predecir anomalías en las condiciones de operación aceptadas en un equipo, basadas en algunas técnicas, sin necesidad de parar el equipo.

La primera fase a determinar es, si el sistema puede establecer un programa de mantenimiento predictivo, a través de un estudio de todo el equipo del sistema en operación. Un programa de mantenimiento predictivo utiliza herramientas de diagnóstico, es decir, incluye instrumentos de medición, como son: voltmetro, ampermetro, medidor de resistencia de aislamiento, etc.

Ventajas:

- Ampliación del tiempo de funcionamiento.
- Reducción de los costos de mantenimiento.
- Eliminación de equipo de reserva.
- Incremento en seguridad de maquinaria.

El mantenimiento predictivo es un método sistemático de monitoreo y seguimiento del estado del equipo basado en un programa establecido para determinar el estado del equipo y piezas sometidas al desgaste.

1.3.2 Mantenimiento preventivo

Consiste en actividades que son necesarias desarrollar en un equipo para evitar interrupciones en el servicio eléctrico.

El mantenimiento preventivo es ampliamente reconocido como de extrema importancia en la reducción de los costos de mantenimiento y el mejoramiento en la confiabilidad del equipo.

El mantenimiento planeado o preventivo, con los recursos materiales que el sistema nos ofrece, nos permite fortalecer la eficiencia y la seguridad de eliminar fallas del equipo y por consiguiente reducir los problemas en el sistema.

Los procedimientos preventivos más importantes incluyen inspección detallada en el total del equipo, reemplazo de partes y reparaciones tan pronto sea necesario. Por lo tanto, el mantenimiento preventivo consiste en la inspección, reparación y reacondicionamiento programado.

Ventajas:

- Menor número de reparaciones en gran escala y menor número de reparaciones repetitivas, por lo tanto, menor acumulación de la fuerza de trabajo del mantenimiento y del equipo.
- Disminuye los costos de reparaciones de los desperfectos sencillos debido a la menor fuerza del trabajo a las pocas técnicas empleadas y a la menor cantidad de partes que se necesitan para los paros planeados en relación con los no previstos.
- Mejor control de las refacciones.

El buen mantenimiento preventivo se inicia con el diseño de instalaciones adecuadas.

1.3.3 Mantenimiento correctivo

Como su nombre lo indica consiste en la reparación o corrección de fallas no programadas, generalmente de emergencia; el mantenimiento correctivo es necesario para corregir paros no programados.

1.3.4 Programación de mantenimiento

La programación del trabajo es una de las herramientas más efectivas que pueden usarse en el mejoramiento de la eficiencia de cualquier departamento de mantenimiento. La forma de programar puede variar desde planear lo que se va a designar a un trabajador en un día de trabajo hasta un sistema de planeación elaborado y centralizado que emplea especialistas para distribuir todo el tiempo de cada técnico en trabajos específicos. La justificación de cualquier sistema de mantenimiento requiere de la programación en términos de mejora de la eficiencia.

Capítulo II

El transformador

Los transformadores se definen como máquinas estáticas que tienen la misión de transformar o transferir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema primario con determinada tensión, a un sistema secundario con tensión deseada.

Las principales partes que constituyen un transformador son: núcleo magnético, devanados, cambiador de derivaciones (en vacío o bajo carga), tanque, dispositivos de enfriamiento, boquillas así como algunos otros accesorios (ruedas, ganchos de sujeción, etc.) instalados de acuerdo a los requerimientos de la Norma NMX-J-116 Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación.

2.1 Clasificación

Por la construcción del núcleo:

Tipo columna

En estos transformadores los devanados de cobre rodean casi por completo al núcleo de hierro, por esta razón se le da el nombre de “transformador de circuito envolvente”; los devanados o bobinas de estos transformadores se montan sobre el núcleo colocándose primero el devanado de baja tensión y sobre éste el devanado de alta tensión, el objetivo de colocar el devanado de baja tensión próximo al hierro, es para disminuir la cantidad de cobre utilizado en este devanado y permitir que el aislamiento sea de menor grado.

Tipo acorazado

En este transformador el hierro rodea casi por completo los devanados, por esta razón se le conoce como circuito magnético envolvente; debido a esto, el flujo total pasa por el centro y se divide en dos partes iguales, que fluye por las dos partes exteriores del mismo núcleo.

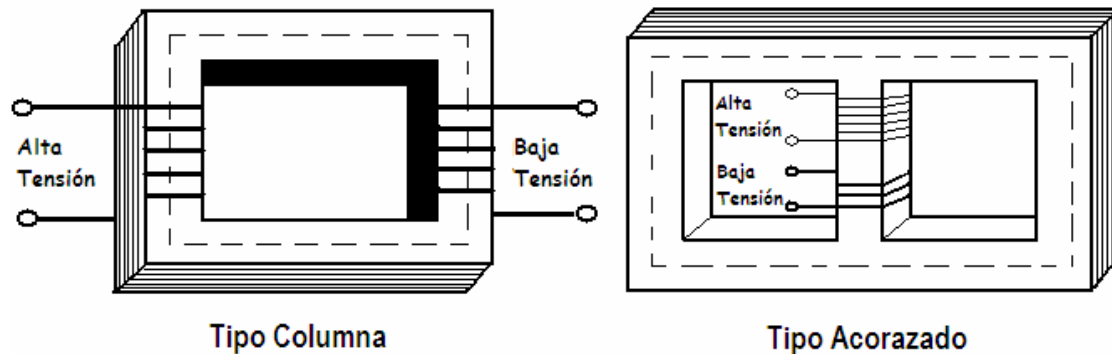


Fig. 2.1 Núcleos del transformador

Por el número de fases:

Monofásico

Este tipo de transformadores está construido de una sola fase y se alimentan de una red monofásica, con este tipo de transformadores es posible formar un banco trifásico (transformador trifásico constituido por tres transformadores monofásicos).

Trifásicos

El empleo de los transformadores trifásicos en comparación con un banco de tres transformadores monofásicos es mucho más funcional debido a que tiene un peso considerablemente menor; así como, el espacio que ocupa produciendo la misma potencia. Los transformadores trifásicos tienen devanados simétricos y cada arrollamiento se conecta a cada una de las fases tanto en la entrada como en la salida del transformador, se alimenta de una red trifásica.

Por su operación:

Transformadores de instrumento

Son los transformadores de pequeñas capacidades de potencia, del orden de cientos de VA, destinados a reducir a valores no peligrosos las características de tensión y de corriente de un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de dispositivos de protección, control, señalización y medición.

Transformadores de distribución

Transformadores eléctricos cuya capacidad de potencia es menor o igual 500kVA. Las capacidades acordadas por los fabricantes nacionales son las siguientes: 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500 y 750kVA. Los transformadores de distribución están diseñados específicamente para alimentar cargas residenciales, comerciales e industriales, tanto de alumbrado como de fuerza.

Transformadores de potencia

Transformadores eléctricos cuya capacidad de potencia es mayor a 500kVA.

Por su tipo de enfriamiento:

Tipo AA

Tipo seco con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento, se usan en tensiones nominales hasta 23kV.

Tipo AFA

Tipo seco enfriado por aire forzado, el cual circula por la acción de ventiladores y extractores.

Tipo OA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio (Autoenfriamiento). En transformadores de más de 50kVA se emplean radiadores o tanques corrugados, para capacidades mayores a 3000kVA los radiadores son de tipo desmontable.

Tipo OA/FA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio por medio de aire forzado. Consiste en un transformador tipo OA con adición de ventiladores.

Tipo FOA

Sumergido en aceite con enfriamiento a base de aceite forzado y aire forzado, operan simultáneamente las bombas de circulación de aceite y los ventiladores.

Tipo OA/FA/FOA

Sumergido en aceite autoenfriado, enfriado por aire forzado y enfriado por aire y aceite forzado. Es un transformador tipo OA con dos pasos de enfriamiento; primero el FA (ventiladores) incrementándose la capacidad del transformador en un 25% aproximadamente y el segundo FOA donde actúan las bombas de circulación del aceite.

Tipo OW

Sumergido en aceite y enfriado con agua, en este tipo, el agua de enfriamiento se conduce por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite del transformador.

Por su localización:

Tipo Interior

1. Tipo Pozo

Son transformadores de diseño y construcción especial que cuentan con cubiertas que protegen a boquillas y terminales de los efectos del agua cuando los cubre totalmente debido a imprevistos en el drene del agua que se introduce en los pozos o registros en donde se encuentran los transformadores.

2. Tipo Subestación

Son transformadores que están sometidos a los mínimos efectos del medio ambiente, dado que se localizan en locales o áreas compactas.

3. Tipo bóveda o caverna

Son transformadores empleados en plantas hidroeléctricas, los cuales se localizan en el interior de la montaña que conforma la presa; se instalan muy próximos a los generadores eléctricos, debido a su localización requieren elementos adicionales para su enfriamiento.

Tipo intemperie

1. Tipo poste

Estos transformadores están diseñados y contruidos para soportar los efectos de las condiciones atmosféricas a las que se ven sometidos, incluyendo en su construcción aditamentos especiales para sujetarlo en los postes en donde se instalará.

2. Tipo subestación

Son transformadores que están dispuestos en forma adecuada para ser instalados en una plataforma, cimentación o estructura similar; que están sometidos a los efectos del medio ambiente.

2.2 Principio de funcionamiento

El transformador fundamenta su operación en la acción mutua entre fenómenos eléctricos y magnéticos y no contiene partes móviles o movibles a excepción de los mecanismos para cambios de derivaciones y la impulsión de ventiladores o bombas de enfriamiento. La transferencia de la energía eléctrica por inducción electromagnética de un arrollamiento a otro, dispuesto en el mismo circuito magnético, se realiza con excelente rendimiento.

Las fuerzas electromotrices (f.e.m.) se inducen por la variación del flujo electromagnético. Las espiras y el circuito magnético están en reposo uno con respecto al otro, y las f.e.m. se inducen por la variación de la magnitud del flujo con el tiempo.

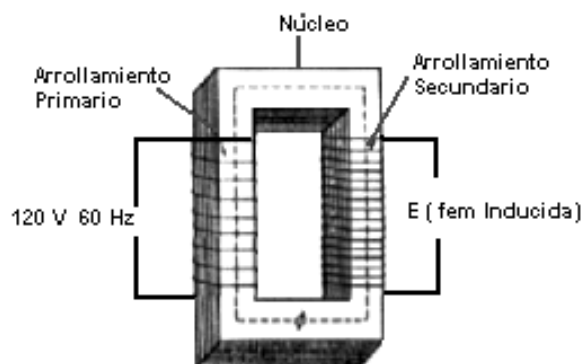


Fig. 2.2 Circuito Electromagnético

Un transformador consiste esencialmente de dos o más devanados interrelacionados mediante flujo magnético mutuo. Si uno de estos devanados, el primario, se conecta a una fuente de tensión alterna, se produce un flujo alterno cuya amplitud dependerá de la tensión primaria y el número de vueltas. El flujo mutuo eslabona al otro devanado, el secundario, e inducirá una tensión en él, cuyo valor dependerá del número de vueltas de ese devanado. Si se da la correcta proporción del número de vueltas del primario al del secundario, se puede obtener cualquier relación de tensión, o relación de transformación.

La acción del transformador demanda, de manera evidente, la presencia de flujo mutuo, que es variable en el tiempo y que enlaza los dos devanados, lo cual es simplemente la utilización del concepto de inductancia mutua. Se obtiene esa acción si se usa un núcleo de aire, pero se obtiene con mucho mayor eficiencia con un núcleo de hierro u otro material ferromagnético, porque la mayor parte del flujo se confina entonces a un camino definido que encadena los dos devanados y que tiene una permeabilidad mucho mayor que la del aire. A este tipo de transformador se le llama en general transformador de núcleo de hierro.

Para reducir las pérdidas originadas por las corrientes parásitas en el núcleo, el circuito magnético consiste en general en una pila de laminaciones delgadas.

En general se usan laminaciones de acero al Silicio para transformadores que trabajan a frecuencias menores de algunos cientos de Hertz. El acero al Silicio tiene las propiedades de bajo costo, bajas pérdidas en núcleo y alta permeabilidad a grandes densidades de flujo. Los núcleos de los transformadores pequeños que se usan en los circuitos de comunicaciones a grandes frecuencias y bajos niveles de energía se fabrican preferentemente con aleaciones ferromagnéticas pulverizadas y comprimidas.

La mayor parte del flujo está confinado en el núcleo y por lo tanto enlaza a ambos devanados. Aunque el flujo de dispersión, que es el que encadena a un devanado sin encadenar al otro, es una fracción pequeña del flujo total y tiene un efecto importante sobre el comportamiento del transformador.

Fuerza electromotriz inducida en vacío

El flujo ϕ o flujo común o mutuo, al pasar por el circuito constituido por el núcleo de hierro, no sólo lo abrazan las espiras del secundario, sino también las del primario, y, por lo tanto, debe inducir una f.e.m. en ambos arrollamientos. Como el flujo es el mismo en cada uno de ellos debe inducir la misma f.e.m. por espira, y la f.e.m. inducida en cada uno de los arrollamientos debe ser proporcional al número de espiras que lo componen, es decir,

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad \dots (1)$$

Siendo E_1 y E_2 las f.e.m. inducidas en el primario y en el secundario, y N_1 y N_2 los números de espiras en cada uno de ellos, respectivamente.

La f.e.m. inducida en un transformador es proporcional a tres factores: la frecuencia (f), el número de espiras (N) y el flujo instantáneo máximo (ϕ_m). La ecuación de la f.e.m. inducida, suponiendo que el flujo varía según una ley senoidal, es la siguiente:

$$E = 4.44 f N \phi_m 10^{-8} [V] \quad \dots (2)$$

Relación de tensiones y corrientes en un transformador

En cualquier transformador, las tensiones inducidas en el primario y en el secundario están relacionadas una de la otra por la relación del número de vueltas del primario y del secundario. Como se indica en la ecuación (1).

Los transformadores estáticos son extremadamente eficientes porque las únicas pérdidas son aquellas que se producen en el cobre de los devanados ($R I^2$) y en el hierro (histéresis y corrientes de Eddy); de aquí que no haya pérdidas como resultado de la rotación, como están presentes en las máquinas rotatorias. Si asumimos que la potencia de entrada al transformador es igual a la potencia de salida del transformador y considerando que las caídas de tensión son insignificantes entonces:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad \dots (3)$$

Relación de transformación

La relación de vueltas del primario y el secundario $N_1:N_2$, las cuales equivalen a la relación de f.e.m. del primario y del secundario $E_1:E_2$, indica que la magnitud de la f.e.m. del primario es baja o alta. La relación de vueltas, o la relación de tensiones inducidas, es llamada la relación de transformación, y es representada por el símbolo **a**, como sigue:

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} \quad \dots (4)$$

Porque la entrada de tensión del primario V_1 y la tensión de carga del secundario V_2 son casi iguales a sus tensiones inducidas respectivamente, la relación de las tensiones terminales $V_1:V_2$ es frecuentemente llamada relación de transformación.

2.2.1 Circuito equivalente

Para efectuar mediciones prácticas en un transformador que conduzca a la capacidad de predecir el desempeño, son deseables ciertas simplificaciones del circuito equivalente del transformador, como se muestra en la Fig. 2.3. Resulta útil el poder agrupar el circuito combinado equivalente de un primario y un secundario. Esto depende del concepto de impedancia equivalente (impedancia reflejada).

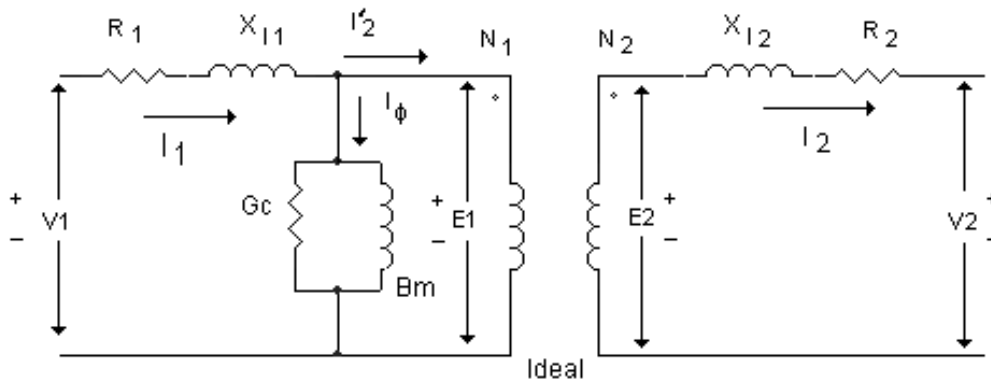


Fig. 2.3 Circuito equivalente del transformador

El hecho de que la relación de la impedancia de entrada a la de salida sea igual al factor de transformación al cuadrado es de vital importancia para el uso de transformadores en la industria. En los equipos de energía eléctrica, es de gran utilidad para los cálculos de desempeño de transformadores.

$$a^2 = \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) \dots (5)$$

Los circuitos equivalentes aproximados que se usan en general para los análisis de transformadores de potencia constantemente se resumen, para su comparación, en la Fig. 2.4. Todas las cantidades en estos circuitos se refieren al primario o al secundario y no se muestra el transformador ideal.

El trabajo de cálculo se puede reducir apreciablemente moviendo el ramal en paralelo que representa a la corriente de excitación fuera de la parte media del circuito T, ya sea a las terminales del primario o del secundario, como en la Fig. 2.4a y 2.4b.

Estos son los circuitos equivalentes simplificados. La rama en serie es la resistencia reactancia de dispersión combinadas y referidas al mismo lado. A esta impedancia se le llama impedancia equivalente y a sus componentes la resistencia equivalente R_{eq} y reactancia equivalente X_{eq} . Se introduce un error por la caída de tensión en la impedancia del primario o secundario causado por la corriente de excitación, pero este error es insignificante en la mayor parte de problemas que implican transformadores de sistemas de potencia.

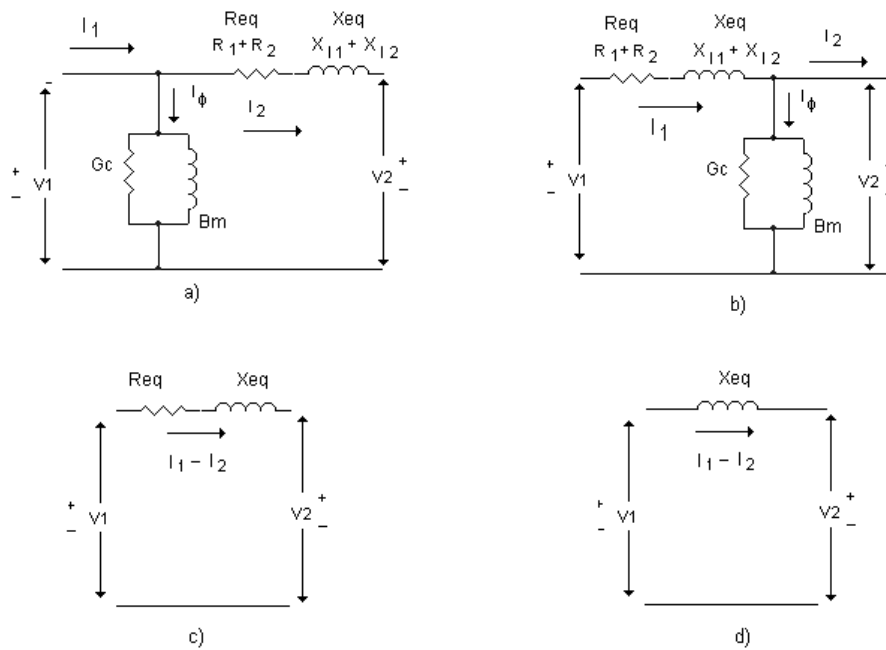


Fig. 2.4 Circuitos equivalentes aproximados del transformador

Se tiene una mayor simplificación si se desprecia completamente a la corriente de excitación, como se indica en la Fig. 2.4c, en la cual se representa al transformador como una impedancia equivalente en serie. Si el transformador es grande (de algunos cientos de kilovoltsampere o más), la resistencia equivalente R_{eq} es pequeña en comparación con la reactancia equivalente X_{eq} , y frecuentemente se puede despreciar, con lo que se llega a la Fig. 2.4d. Los circuitos de la Fig. 2.4c y 2.4d son lo bastante exactos para usarlos en la mayor parte de los problemas ordinarios de sistemas de potencia. Por último, en los casos que no se requiera gran exactitud, o cuando las corrientes y las tensiones se determinen casi por completo por los circuitos externos al transformador, se puede omitir toda la impedancia del transformador, considerando a éste como ideal.

Los circuitos de la Fig. 2.4 tienen la ventaja adicional de que la resistencia equivalente R_{eq} y la reactancia equivalente X_{eq} se pueden encontrar mediante una prueba muy sencilla, mientras que las reactancias de dispersión X_{l1} y X_{l2} es una tarea experimental compleja.

2.3 Tipos de conexiones

Para seleccionar un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Dichas conexiones son las siguientes:

Delta – Delta ($\Delta - \Delta$)

Es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias. La conexión en delta requiere que el devanado del primario del transformador este especificado para la tensión completa entre líneas. Esto no es un problema en los niveles de tensión bajo e intermedio. Una ventaja de las conexiones delta – delta es que las tensiones del sistema son más estables con relación a una carga desbalanceada. Otra ventaja es que si un transformador falla se puede desconectar de la línea y continuar la operación a un nivel inferior de potencia. Esto se conoce como *delta abierta* o $V - V$. Entre otras características tenemos:

- Es un circuito económico para alta carga y baja tensión.
- Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina las tensiones de tercera armónica.
- No se pueden conectar a tierra los puntos neutros, se necesita un banco de tierra.
- Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.
- Rara vez se utiliza para tensiones superiores a 138kV por el alto costo del aislamiento.

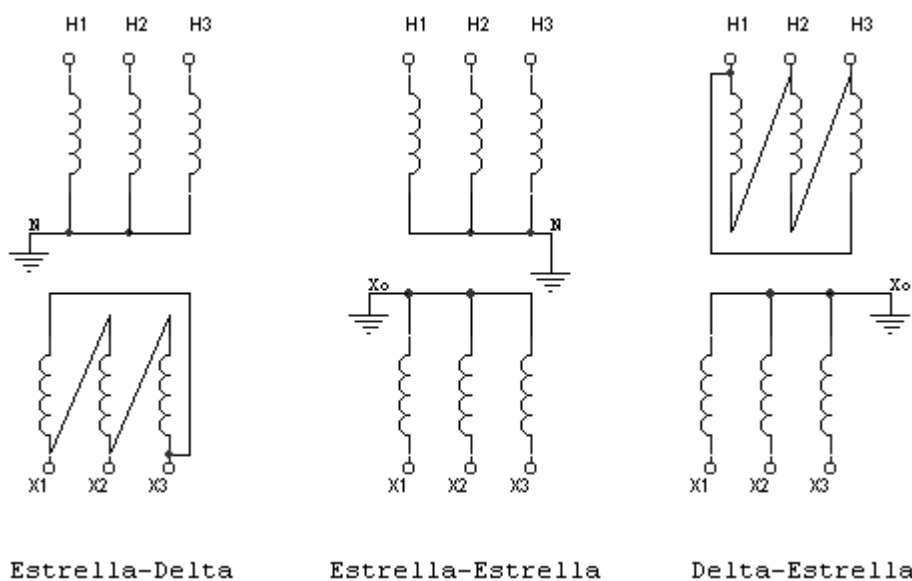


Fig. 2.5 Conexiones más utilizadas.

Delta – Estrella ($\Delta - Y$)

El transformador en delta – estrella se usa como combinación elevadora puesto que el secundario puede sacar ventaja entonces del hecho de que el devanado del transformador tiene una tensión de línea dividida entre $\sqrt{3}$. Sus características son:

- Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- Se eliminan valores de tercera armónica, porque la corriente magnetizante de tercer armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.
- La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.
- Es la más usada por la compañía suministradora en México.

Estrella – Delta ($Y - \Delta$)

Una conexión estrella – delta se usa por lo general en situaciones de reducción. En este caso, la conexión de estrella, saca ventaja del hecho de que una rama de una estrella, o la tensión de línea a neutro, es inferior a una tensión entre líneas por el factor $\sqrt{3}$. Esto es en particular importante cuando la tensión del primario es de unos pocos cientos de miles de volts. La estrella delta tiene un defasamiento de 30° entre las tensiones del primario y del secundario. Sus características son:

- No se puede conectar a tierra del lado del secundario.
- Se eliminan las tensiones de tercera armónica porque la corriente magnetizante de la tercer armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario.

Estrella – Estrella ($Y - Y$)

La conexión de estrella tiene dos características útiles. Puesto que cualquier rama de la estrella tiene una tensión de línea a neutro de $1/\sqrt{3}$ veces la tensión entre líneas, se puede usar un transformador de más baja tensión. Otra característica es que el centro de la estrella es un punto neutro que se puede usar con ventaja si la carga trifásica esta desbalanceada. Otras características son:

- Aislamiento mínimo.
- Cantidad de cobre mínimo.
- Circuito económico para baja carga y alta tensión.
- Los dos neutros son accesibles.
- Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debidos a tensión.
- Neutros inestables, si no se conectan a tierra.

Delta – Zig - Zag

Se utiliza en transformadores de tierra conectados a bancos con conexión delta para tener en forma artificial una corriente de tierra que energice las protecciones de tierra correspondientes.

Autotransformador

Los autotransformadores no violan ninguno de los principios que han sido mencionados hasta aquí. Las diferencias provienen del hecho de que parte de la transferencia de energía es por conducción. En un transformador normal, toda la transferencia de energía es por inducción. El campo especial de utilidad de un autotransformador es donde el factor de transformación es relativamente pequeño o cercano a la unidad. Sus características son:

- Menor tamaño y menor costo.
- Como la impedancia entre el primario y el secundario es menor que en el transformador, se presenta una posibilidad mayor de fallas.
- Debido a que sólo existe una bobina el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión.
- Las conexiones del primario y del secundario deben ser siempre iguales.

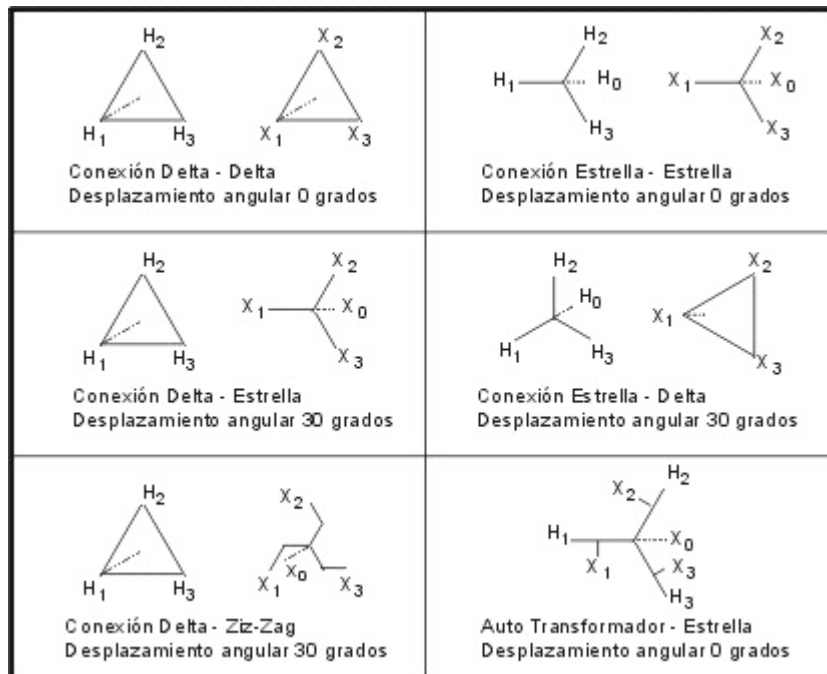


Fig. 2.6 Tipos de conexiones

2.4 Transformadores de instrumento

En plantas de energía eléctrica, subestaciones e instalaciones comerciales o fábricas, suele ser necesario medir altas tensiones, corrientes elevadas o potencias grandes. En vez de llevar las altas tensiones o corrientes elevadas a medidores de diseño especial, se utilizan transformadores especiales para llevar la tensión o la corriente a una porción fija más pequeña de los valores originales altos. Estos transformadores especiales se conocen como *transformadores de instrumento*. Son de dos tipos: transformadores de potencial para reducir la tensión y transformadores de corriente para reducir la corriente. Normalmente se construyen con sus secundarios, para tensiones de 120 Volts y corrientes de 5 Amperes respectivamente.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Esto en sí representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la tabla 2.1 que nos ayuda a pasar de las funciones de un tipo de transformador a otro.

CONCEPTO	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z ₂ disminuye	Z ₂ aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

Tabla 2.1 Equivalencias de funciones en los transformadores de instrumento

A continuación se estudian por separado las características principales de cada uno de los tipos de transformadores mencionados. Ambos pueden utilizarse para protección, para medición, o bien, para los dos casos simultáneamente, siempre y cuando las potencias y clases de precisión sean adecuadas a la función que desarrollan.

La clase de precisión de un transformador de instrumento se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente o tensión nominal primaria y frecuencia nominal. Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo a los valores mostrados en la tabla 2.2.

CLASE	UTILIZACIÓN
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 - 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los wathorímetros de sistemas de potencia y distribución.
0.5 - 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales. Venta de energía.
1.2	Alimentación a las bobinas de potencial o de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los relevadores de las protecciones diferencial, de impedancia y de distancia.
3.0 a 5.0	Alimentación a las bobinas de relevadores de tensión o de corriente, frecuencímetros y sincronoscopios.

Tabla 2.2 Precisiones normalizadas en transformadores de instrumento

2.4.1 Transformador de corriente

Son aparatos en donde la corriente secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente defasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

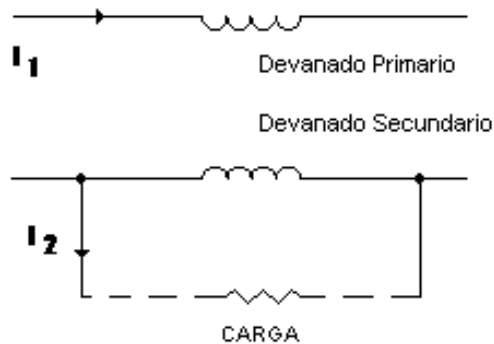


Fig. 2.7 Transformador de corriente

La relación de transformación para el transformador de corriente se establece como:

$$a_c = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad \dots (6)$$

2.4.2 Transformador de potencial

Son aparatos en donde la tensión secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente defasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección o medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición o protección que requieran ser energizados, como se muestra en la Fig. 2.8.

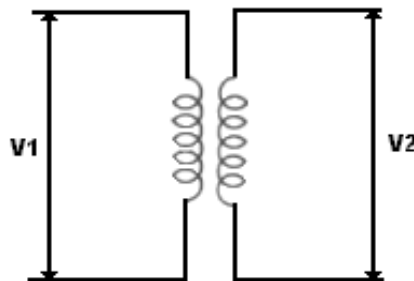


Fig. 2.8 Transformador de potencial

Las tensiones primarias pueden tener valores relativamente altos, como 400kV por ejemplo.

La relación de transformación en un transformador de potencial es:

$$a_p = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} \quad \dots (7)$$

Los transformadores de instrumento pueden ser empleados como: transformadores de medición, cuya función es medir, cuando se requiere reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, así como garantizar la precisión para valores entre 90 y 110% de la tensión nominal, según sea el caso; y como transformadores de protección, cuya función es proteger un circuito, garantizando su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal.

2.4.3 Divisores de tensión

Otro dispositivo utilizado para medición o protección en los sistemas eléctricos como elemento primario de detección, es el denominado divisor de tensión. Desde el punto de vista de su construcción estos pueden ser resistivos o capacitivos; aún cuando en aplicaciones específicas en sistemas eléctricos de potencia normalmente se emplean en sistemas de alta tensión (115kV – 400kV) y por lo general son del tipo capacitivo. A estos dispositivos se les conoce también como transformadores capacitivos y por lo general son compensados por medio de un circuito inductivo que físicamente es un reactor.

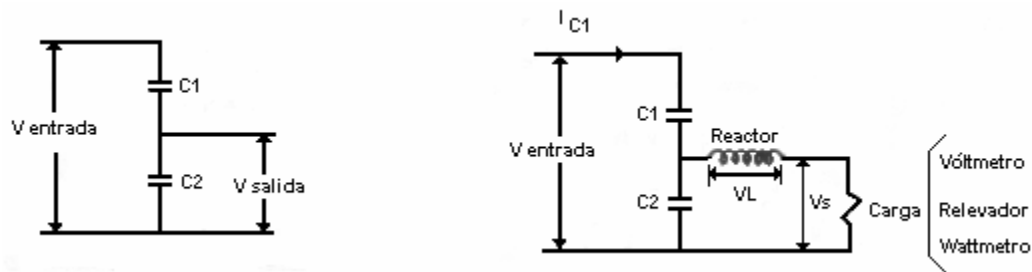


Fig. 2.9 Divisor de tensión

2.5 Pruebas de diagnóstico al transformador

Las pruebas que son realizadas a los transformadores son efectuadas de acuerdo a códigos de procedimientos de pruebas y a normas y especificaciones de producto, en nuestro país contamos con especificaciones particulares de algunos clientes y con normas como las siguientes:

NMX-J-116 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
NMX-J-284 TRANSFORMADORES DE POTENCIA
NMX-J-285 TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL
NMX-J-287 TRANSFORMADORES TIPO SUMERGIBLE
NMX-J-169 MÉTODOS DE PRUEBA PARA TRANSF. DE DIST. Y POT.

En las normas mencionadas anteriormente se indica detalladamente los requisitos, procedimientos y metodología de cada prueba.

Las pruebas de aceptación o finales son indicación de la calidad del producto terminado, de esta forma se evita que el usuario adquiera productos deficientes y sirven como fuente de información para mejoras al programa de aseguramiento de calidad y por ende del producto.

En otras palabras, podemos decir que, las pruebas realizadas a los transformadores son: durante su fabricación para verificar las condiciones de sus componentes durante la entrega y por último durante su operación como parte del mantenimiento después de su reparación.

En general se clasifican los diferentes tipos de pruebas que se aplican a los transformadores de distribución y de potencia según la norma mexicana NMX-J-169 de la siguiente forma:

Pruebas de prototipo o de diseño

Son pruebas aplicables a nuevos diseños o modificaciones de diseños anteriores, con el propósito de verificar si el producto cumple con lo especificado.

Pruebas de rutina

Se efectúan en todos los transformadores de acuerdo con los métodos indicados en la norma NMX-J-169, para verificar si la calidad del producto se mantiene dentro de las tolerancias permitidas.

Pruebas opcionales

Son establecidas entre comprador y fabricante, con el objetivo de verificar características específicas del equipo.

Las pruebas que se aplican a los transformadores de distribución son las siguientes:

a) Pruebas de prototipo

- Características de los componentes.
- Elevación de temperatura.
- Impulso por descarga atmosférica.

b) Pruebas de rutina

- Características físicas del conjunto.
- Resistencia de aislamiento.
- Tensión de ruptura dieléctrica del líquido aislante.
- Relación de transformación.
- Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
- Polaridad o secuencia de fases.
- Pérdidas de excitación.
- Impedancia y pérdidas debidas a la carga.
- Potencial aplicado.
- Potencial inducido.
- Hermeticidad.
- Operación y calibración de accesorios.
- Factor de potencia del líquido aislante.

c) Pruebas opcionales

- Factor de potencia de los aislamientos del conjunto, pérdidas, corriente de excitación e impedancia a tensiones, cargas o frecuencias distintas a las normales.
- Cortocircuito.
- Temperatura de escurrimiento del líquido aislante.

2.5.1 Información necesaria para realizar el mantenimiento.

a. Datos Generales del Transformador¹

- Subestación.
- Servicio.
- Número de clave.
- Tensiones (Relación de Transformación).
- Conexiones.
- Capacidad.
- Marca.
- Sistema de refrigeración.
- Cambiador de derivaciones (Taps).
- Número de serie.
- Volumen de aceite en litros.
- Peso [kg]

b. Antecedentes del Transformador

- Fecha de instalación.
- Fecha de puesta en servicio.
- Reporte escrito y pruebas de su última revisión.
- Número de operaciones del cambiador.
 - Totales.
 - Acumuladas después de su última revisión.
- Valor del cortocircuito en barras de cada tensión.
- Fecha de última regeneración ó cambio de aceite.
- Posición de cambiadores sin carga.

¹ La Norma NMX-J-116 sección 5.7.8 indica que la placa de datos del transformador debe contener éstos y otros datos.

2.5.2 Actividades generales a desarrollar durante la revisión.

Pruebas iniciales

1. En el transformador:
 - De aislamiento:
 - Factor de potencia.
 - Resistencia de aislamiento.
 - Pruebas al aceite (factor de potencia, rigidez dieléctrica, resistividad, cromatografía).
 - Corriente de excitación.
 - De Devanado
 - Resistencia del Conductor.
 - Relación de Transformación y polaridad.
2. Núcleo
 - Resistencia a tierra (si se cuenta con bornes de prueba).
3. Auxiliares.
 - Boquillas: estado de las porcelanas.
 - Motores: determinar el estado de sus devanados y partes mecánicas.
 - Cambiadores: verificar su operación.

Inspecciones

Para que el transformador funcione adecuadamente, cada uno de los elementos que lo constituyen debe estar en condiciones óptimas, en caso contrario, se deben reparar o reemplazar si fuera necesario; para esto, se debe realizar una inspección para verificar el funcionamiento, ajuste, calibración, limpieza y estado actual de los siguientes componentes: indicadores de nivel, niveles de presión, alarmas, alivios de presión, boquillas, indicadores de temperatura, enfriadores, válvulas y gabinetes.

Pruebas finales al transformador

Son las pruebas finales y normalizadas que se aplican a los transformadores para vigilar su comportamiento y condiciones de operación después del mantenimiento.

- Factor de Potencia.
- Resistencia de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.

2.6 Pruebas de diagnóstico a transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento (TPs y TCs) tienen su utilización principalmente en la alimentación de instrumentos de medición y protección, para lo cuál se tienen ya recomendaciones establecidas por norma² y los fabricantes en donde se indican las aplicaciones más adecuadas en función del tipo de servicio por prestar.

2.6.1 Información necesaria para realizar el mantenimiento

a. Datos Generales de los TPs o del TCs

- Subestación.
- Servicio.
- Número de clave.
- Tipo.
- Número de serie
- Tensión y Corriente (Relación de Transformación).
- Marca.
- Clase de precisión.
- Capacidad.

b. Antecedentes de los TCs y TPs

- Fecha de Instalación.
- Fecha de puesta en servicio.
- Último reporte de pruebas y revisión.

² ANSI C57.13 Requerimientos para transformadores de Instrumento.

2.6.2 Actividades generales a desarrollar durante la revisión

1. Pruebas de aislamiento:

- Factor de potencia
- Resistencia de aislamiento.

2. Prueba de devanado:

- Relación de transformación y polaridad.

3. En caso de ser en aceite:

- Revisar nivel de aceite.
- Estado de la membrana.
- Estado de la sílica.
- Detección de fugas.
- Limpieza de porcelana.
- Revisar apriete de conexiones y anclaje

4. En caso de ser en resina:

- Revisar el estado general de la resina.
- Limpieza.
- Revisar apriete de conexiones y anclaje.

2.7 Mantenimiento

En el mantenimiento a transformadores, como en cualquier equipo, se debe contar con un programa de pruebas al cual se debe dar seguimiento durante su periodo de vida útil, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo.

A continuación se exponen las pruebas que se llevan a cabo durante el mantenimiento a transformadores con el fin de corroborar el buen estado de éstos; describiendo los métodos de prueba, factores que afectan la medición, e interpretación de resultados.

2.7.1 Prueba de resistencia de aislamiento

Objetivo

Verificar el grado de humedad o deterioro del sistema aislante, así como la corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias del aislamiento midiendo la resistencia eléctrica al aplicar una tensión de corriente directa durante un minuto (60 segundos); en la práctica también se consideran los valores a los 30s y 10min.

Descripción general

La resistencia de aislamiento es el término usado para definir la resistencia en Mega Ohm que ofrece un aislamiento al aplicarle una tensión de corriente directa durante un tiempo establecido, medido a partir de iniciada la prueba; es decir, es la oposición al flujo de corriente continua por el aislamiento.

La corriente que fluye dentro del aislamiento tiene tres componentes:

- a. Componente capacitiva: es de corta duración (15s aprox.) y responsable del bajo valor inicial.
- b. Componente de absorción dieléctrica: esta decrece gradualmente con el tiempo desde un valor máximo hasta un valor cercano a cero.
- c. Componente de conducción (resistiva): es la que fluye a través del aislamiento constantemente y predomina aún después que la corriente de absorción se hace insignificante.

La corriente que fluye sobre la superficie de aislamiento y que permanece constante es la corriente de fuga, que al igual que la resistiva constituyen el factor principal para juzgar realmente las condiciones de un aislamiento.

Esta prueba nos permite obtener la curva de absorción dieléctrica cuya pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento mediante la gráfica de tiempo & resistencia.

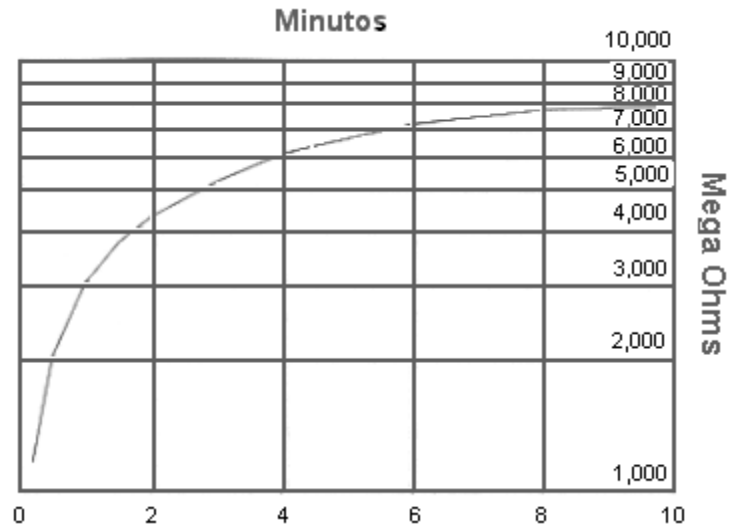


Fig. 2.10 Curva típica de absorción dieléctrica

También podemos obtener el índice de absorción y de polarización. Que sirven para verificar con mayor precisión y exactitud que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar su deterioro gradual. Para calcularlos se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$IAB = \frac{\text{Lectura de la resistencia a } 60\text{seg.}}{\text{Lectura de la resistecia a } 30\text{seg.}} \quad \dots (8)$$

$$IP = \frac{\text{Lectura de la resistencia a } 10\text{min}}{\text{Lectura de la resistencia a } 1\text{min}} \quad \dots (9)$$

La tabla 2.3 indica valores de índice de absorción y polarización para determinar el estado actual del aislamiento.

CONDICIONES DEL AISLAMIENTO	INDICE DE ABSORCION	INDICE DE POLARIZACION
Peligroso		< 1
Malo	< 1.1	< 1.5
Dudoso	1.1 - 1.25	1.5 - 2
Regular	1.25 - 1.4	2 - 3
Bueno	1.4 - 1.6	3 - 4
Excelente	> 1.6	> 4

Tabla 2.3 Condiciones de aislamiento

Desarrollo de la prueba

Las consideraciones más importantes para estas pruebas son: el transformador debe estar a una temperatura cercana a la ambiente (25°C) y las partes aislantes exteriores limpias; por ejemplo, las porcelanas de las boquillas libres de sal, ácido, grasas, aceite, polvo, humedad, etc.

El transformador a probar debe estar totalmente desenergizado y con sus cuchillas de entrada y salida abiertas. El tanque se deja conectado a tierra, pero se deberán desconectar todas sus boquillas y terminales de cualquier circuito exterior, incluyendo la conexión a tierra en el caso de devanados en estrella con neutro aterrizado.

El medidor de resistencia de aislamiento ha sido el instrumento estándar para la verificación de la resistencia de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento se deberá efectuar teniendo el tanque con aceite hasta su nivel; si la prueba se hace teniendo los devanados y sus aislamientos en aire, los valores de resistencia de aislamiento resultan diferentes a los obtenidos en aceite, por lo que conducirán a conclusiones erróneas. Nunca debe hacerse la prueba con el transformador bajo vacío o sin aceite, porque se reducen los niveles de flameo y se pueden tener arcos a tierra.

Secuencia de operación:

- Verificar que la tensión de operación del medidor de resistencia de aislamiento no exceda la tensión de seguridad (proporcionada por el fabricante) del equipo que se va a probar.

TENSIÓN NOMINAL DE CA DEL EQUIPO BAJO PRUEBA [V]	TENSIÓN DE PRUEBA CD [V]
< 115	250
125 - 400	500
400 - 1000	1000
> 1000	2500

**Tabla 2.4 Tensiones de seguridad para operación
Utilizando un medidor de resistencia de aislamiento**

- El equipo a probar debe aislarse totalmente de los buses y líneas, y la superficie de los aislamientos deben estar limpias y secas.
- El probador debe colocarse sobre una base firme y nivelada, y deberán evitarse hasta donde sea posible las grandes masas de hierro y campos magnéticos intensos en el área de prueba.
- Aplique la tensión adecuada moviendo el selector de la escala previamente al valor adecuado.
- Si se trata de un medidor de resistencia de aislamiento analógico, compruebe las posiciones de cero e infinito de la escala con la aguja, para la comprobación de cero basta con operar el probador con sus terminales en cortocircuito y la aguja se moverá hasta la marca cero, en caso contrario debe ajustarse a esta posición por medio de la perilla de ajuste.
- Los cables de prueba deben revisarse cuidadosamente para evitar lecturas erróneas. En caso de ser posible, para evitar errores, es recomendable colocar el probador lo más cercano posible al equipo de prueba.
- La resistencia de aislamiento varia con la temperatura, por tanto es importante que las mediciones obtenidas sean referidas a una misma temperatura.
- Cuando en un transformador el devanado de alta o baja tensión esté referido a tierra deberá desconectarse dicha referencia y deberá efectuarse la prueba similar a los que no tienen esta referencia a tierra.
- El tanque deberá conectarse firmemente a tierra.
- En los transformadores de instrumento (Potencial y de Corriente) la prueba de devanado de baja tensión no es usual, ya que normalmente el rango de tensión es bajo.
- Para efectuar las pruebas se requiere conectar en cortocircuito previamente los devanados de alta tensión y baja tensión, y si éste tiene terciario con terminales al exterior se hará lo mismo.

- Los devanados deben estar descargados eléctricamente antes de que se hagan las pruebas y descargarlos al terminar las pruebas, lo anterior es por seguridad.
- Conectar el medidor de resistencia de aislamiento, de acuerdo con el diagrama de conexión recomendado en los esquemas que se describen a continuación; estos diagramas se describen en el manual de operación del medidor.

1. Resistencia de aislamiento del devanado de alta tensión contra el devanado de baja tensión (H/X): se conectan en cortocircuito los devanados de alta tensión, así como los devanados de baja tensión. Se conecta el devanado de alta tensión al borne L (línea) del aparato y el devanado de baja tensión al borne E (borne de Tierra) empleando las puntas de prueba correspondientes. Se toma la temperatura, se realizan las mediciones y se llena la tabla de resultados.

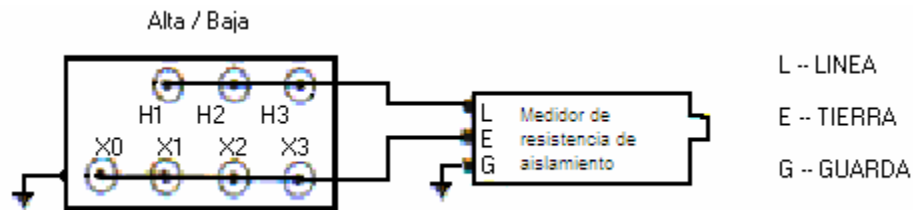


Fig. 2.11 Resistencia de aislamiento alta contra baja³

2. Resistencia de aislamiento entre alta tensión contra baja tensión más tierra (H/X+T): se conectan en cortocircuito los devanados de alta y baja tensión, la conexión a tierra se conecta al devanado de baja tensión y al borne E del aparato y el devanado de alta tensión se conecta al borne L. Se toma la temperatura, se realizan las mediciones y se llena la tabla de resultados.

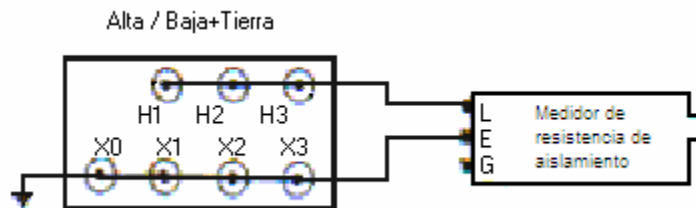


Fig. 2.12 Resistencia de aislamiento alta contra baja + tierra

³ La terminal de guarda G sirve para eliminar los efectos de pantalla de algún aislamiento que no se quiera incluir en la medición.

3. **Resistencia de aislamiento entre baja tensión contra alta tensión más tierra (X/H+T):** se conectan en cortocircuito los devanados de baja y alta tensión incluyendo la conexión a tierra al devanado de alta tensión. Se conecta el devanado de baja tensión al borne L y el de alta tensión al borne E. Se toma la temperatura, se realizan las mediciones y se llena la tabla de resultados (se proporciona un ejemplo práctico de esta tabla en el apéndice).

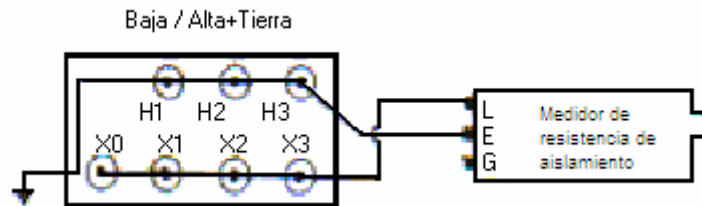


Fig. 2.13 Baja contra alta + tierra

Métodos de medición

1. Método de Tiempo corto o lectura única

Consiste en conectar el medidor de resistencia de aislamiento en el aislamiento a probar, operarlo durante un tiempo corto y leer la lectura final. Este método se aplica en pruebas de rutina rápida, para fines prácticos se recomienda aplicar una tensión de prueba durante 60 segundos, con el objetivo de efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros.

Este método tiene su principal aplicación en equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de absorción como los interruptores, bushings, apartarrayos, etc.

2. Método Tiempo – Resistencia o Absorción Dieléctrica

Este método consiste en aplicar la tensión de prueba durante un periodo de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto; durante el primer minuto se toman lecturas a 15, 30, 45 y 60 segundos. Las lecturas importantes para determinar las condiciones del aislamiento, tabla 2.3 y ecuaciones (8) y (9), son a 30seg, 60seg y 10min.

Su aplicación se basa en las características de absorción del aislamiento y proporciona una buena referencia para evaluar el estado de los aislamientos con características de absorción notable, como en los grandes generadores y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existe historial de pruebas anteriores.

3. Método de Tensiones Múltiples

Al igual que el método anterior, es un auxiliar para evaluar el resultado de los aislamientos cuando se carece de historial. Su aplicación requiere un instrumento (medidor de resistencia de aislamiento) con varias tensiones para poder aplicar dos o más tensiones en pasos, por ejemplo con 500 V y después con 1000 Volts.

Su principio se basa en el hecho de que conforme se aumenta la tensión de prueba, se aumentan los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento; al aproximarse o superar las condiciones de operación la influencia de los puntos débiles del aislamiento de las lecturas de resistencia adquirirá mayor importancia al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurra, se tendrá una caída pronunciada en el valor de la resistencia del aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra la tensión aplicada. Como referencia las tensiones aplicadas deben estar en relación de 1 a 5 o mayor (por ejemplo 500 y 2500 V).

Según la experiencia, un cambio de 25% en valor de la resistencia de aislamiento para una relación de tensiones de 1 a 5 generalmente se debe a la presencia excesiva de humedad u otros contaminantes. Un aislamiento está en buenas condiciones si la relación entre la resistencia y tensión permanece constante.

Factores que afectan las mediciones de resistencia de aislamiento

Condición o estado de la Superficie

Las materias extrañas o contaminaciones que se depositan en la superficie del aislamiento como: carbón, polvo, pintura, etc. disminuyen el valor de la resistencia de aislamiento. El polvo sobre la superficie del aislamiento no es conductor cuando permanece seco, pero si queda expuesto a la humedad es parcialmente conductor disminuyendo la resistencia de aislamiento; puede mejorarse mediante limpieza y secado siempre y cuando no existan defectos en el aislamiento.

Humedad

Independientemente de la limpieza de la superficie del aislamiento, si su temperatura es la del punto de rocío del aire o inferior, se forma una película de humedad sobre la superficie disminuyendo su resistencia, este efecto es mucho mayor si la superficie se encuentra contaminada, por lo tanto, es muy importante efectuar esta medición cuando la temperatura del devanado es superior a la temperatura del punto de rocío⁴.

⁴ Punto de rocío: es la temperatura a la cual la humedad presente o vapor de agua contenido en el aire comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el aire.

La mayoría de los aislamientos, son higroscópicos como el aceite, el papel, el cartón y algunas cintas, las cuales absorben la humedad afectando directamente el valor de resistencia de aislamiento.

Corriente o Carga Residual

Si en el aislamiento existen cargas residuales, las mediciones de resistencia de aislamiento serán erróneas, por lo que antes de medir la resistencia de aislamiento, los devanados deberán estar completamente descargados conectando a tierra el tanque y los devanados durante un tiempo no menor de 10 minutos, después de desconectar el equipo. Después de la aplicación del potencial de CD, la conexión a tierra de los devanados es importante como medida de seguridad para el personal.

Temperatura

La temperatura tiene un efecto apreciable en la lectura, reduce el valor de la resistencia de aislamiento considerablemente.

Para relacionar debidamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento sería conveniente que cada medición se hiciera con una temperatura base, pero no es práctico cumplir con ese requisito debido a los diversos factores que determinan la temperatura del transformador durante su disponibilidad para las pruebas, los valores obtenidos a la temperatura de prueba deben ser corregidos a la de base, que usualmente en la práctica es de 20°C.

Los datos necesarios para efectuar estas correcciones pueden ser establecidos tomando los valores de 10 minutos de dos curvas de absorción dieléctrica obtenidas a temperaturas muy diferentes, una a la temperatura próxima de operación a plena carga, y la otra a la temperatura ambiente, utilizando como ordenadas una escala logarítmica con valores en Mega Ohms y como abscisas una escala lineal con valores en grados centígrados. Se localizan los dos puntos de intersección de temperatura – resistencia de aislamiento de las pruebas de referencia y se traza por ellos una línea recta a través de un rango de temperatura de 10°C a 90°C, obteniéndose una gráfica semilogarítmica. Si obtenemos dicha gráfica, podemos corregir cualquier valor de resistencia de aislamiento de cualquier temperatura a la temperatura base; este es un método alternativo para obtener la resistencia de aislamiento a 20°C.

También se pueden utilizar los valores de corrección de resistencia de aislamiento⁵ referidos a 20°C, los cuales se presentan en la tabla 2.5.

$$R_c = k_t \times R_t \quad \dots(10)$$

⁵ Método de corrección de aislamiento de acuerdo a Norma NMX-J-169.

Donde:

Rc = resistencia de aislamiento corregida [$M\Omega$]

Rt = resistencia de aislamiento a la temperatura a la que se efectuó la prueba [$M\Omega$]

Kt = factor de corrección por temperatura

TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	FACTOR DE CORRECCION	TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	FACTOR DE CORRECCION
0	0.3	50	6
5	0.4	55	8
10	0.54	60	11
15	0.73	65	14.8
20	1	70	20
25	1.3	75	26.8
30	1.8	80	36.2
35	2.5	85	49
40	3.3	90	66
45	4.5	95	89

Tabla 2.5 Factores de corrección por temperatura

Interpretación de resultados

La prueba de medición de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva y nos revela en forma confiable el estado del aislamiento de los devanados en el transformador, humedad relativa en el aislamiento, corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias del aislamiento y deterioro o falla de los aislamientos de los devanados por medio de curvas tiempo – resistencia de aislamiento.

Cuando el aislamiento esta húmedo, sucio o deteriorado la corriente de fuga será grande en relación con la de absorción, esto lo podemos observar cuando la lectura varía rápidamente hasta un valor donde tiende a estabilizarse de tal forma que se obtienen diferencias muy pequeñas en las lecturas, lo que indica la posible presencia de humedad o partículas extrañas.

Por otro lado, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña en relación con la de absorción dieléctrica y ésta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye. Por lo que si el aislamiento está seco, la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga. El criterio de la prueba de resistencia de aislamiento no es suficiente para poder energizar un transformador, es necesario complementarla con la prueba de factor de potencia de aislamiento y la de rigidez dieléctrica del aceite.

Para saber si los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento de un transformador están dentro de los límites aceptables, ha sido usado durante muchos años como valor límite seguro un mínimo de $1M\Omega$ por cada 1000V de la clase de devanado a $75^{\circ}C$. Esta regla es un poco arbitraria y carente de fundamentos, pero es recomendable para aquel equipo que carece de historial.

Desde el punto de vista práctico se cuenta con tablas con valores mínimos satisfactorios constantes a una temperatura de $20^{\circ}C$ correspondiente a cada valor entre fase o, multiplicar los kV de fase a fase por 25 para saber el valor mínimo de $20^{\circ}C$. A continuación se muestra una tabla con valores mínimos de aislamiento que los fabricantes recomiendan en transformadores sumergidos en aceite.

RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A $20^{\circ}C$			
VALORES A 1MIN. Y MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 1000V			
TENSION DE LÍNEA A LÍNEA [kV]	MEGAOHMS	TENSION DE LÍNEA A LÍNEA [kV]	MEGAOHMS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46	1240	345	9300
69	1860		

Tabla 2.6 Resistencias mínimas de aislamiento

La forma correcta de conocer el estado de la resistencia de aislamiento es llevando un historial de pruebas (normalmente ejecutadas una o dos veces al año) referidas a una misma temperatura, ya que se dan casos de que algunos transformadores con características idénticas pueden variar sobre un amplio rango, o bien, puede suceder que desde su fabricación el transformador tenga una resistencia de aislamiento un poco baja en relación a los valores determinados como mínimos y se mantenga en este mismo valor durante su tiempo de operación.

Si a un equipo de estas características no se le lleva su historial, la persona que determine su resistencia de aislamiento pensará que algo anormal está sucediendo, pero si conoce sus antecedentes cambiará por completo su punto de vista. También puede suceder que un transformador tenga un valor de resistencia por arriba de su valor típico y de un momento a otro bajar drásticamente aún dentro de los límites aceptables. Esto es un hecho que debe investigarse inmediatamente y que también sólo se puede saber llevando el historial de pruebas antes mencionado.

2.7.2 Prueba de factor de potencia

Objetivo

Determinar el estado de los aislamientos del transformador.

La prueba de factor de potencia es actualmente, la principal herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos de los diferentes equipos eléctricos, siendo particularmente recomendada para la detección de degradación, envejecimiento y contaminación de los mismos; por estas características es más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento.

Descripción general

El factor de potencia es una medida de las pérdidas dieléctricas y no de la resistencia dieléctrica. Matemáticamente el factor de potencia en un aislamiento es el coseno del ángulo entre el vector de corriente de carga y el vector de tensión aplicado, obteniendo los valores directos de estos factores, a través de la medición de los Volts Ampere de carga y las pérdidas en Watts del dieléctrico bajo prueba a una tensión dada, obteniendo las lecturas con un equipo especial para esta prueba.

La relación de los Watts de pérdida entre la carga de Volts Ampere es el factor de potencia y el valor obtenido de esta relación será independiente del área o espesor del aislamiento; dependerá únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura. La indicación de las pérdidas dieléctricas por unidad de volumen, cuando la capacitancia es constante, es el factor de potencia de un dieléctrico.

El principio básico de esta prueba no destructiva, es la detección de algunos cambios que podemos medir en las características de un aislamiento; los cuales pueden asociarse con los efectos de agentes destructivos como el agua, el calor y el efecto corona.

En la prueba de resistencia de aislamientos, al aplicar una tensión de corriente directa a un aislamiento, aparece una corriente que esta formada por otras tres: corriente capacitiva (I_c), de absorción dieléctrica (I_a) y de conducción (I_r).

Para la prueba de factor de potencia el transformador se somete a una corriente alterna, por lo tanto las tres corrientes que determinan el total de la corriente quedan establecidas durante todo el tiempo, resultando lo siguiente:

$$I = I_c + I_a + I_r \quad \dots (11)$$

De acuerdo con lo anterior esto se puede representar de la siguiente manera:

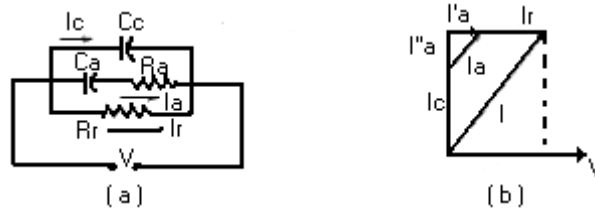


Fig. 2.14 Componentes de corriente alterna

La corriente de absorción tiene dos componentes: una activa ($I'a$) y otra capacitiva ($I''a$) Fig. 2.14.

El diagrama vectorial resultante y el circuito eléctrico son:

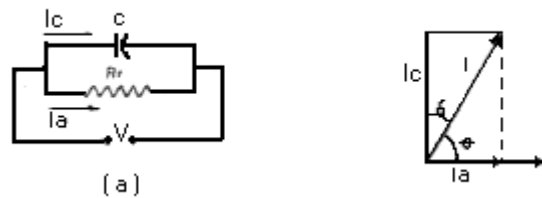


Fig. 2.15 Diagrama vectorial de pérdidas

Este diagrama vectorial Fig. 2.15 se conoce como *Diagrama Vectorial de Pérdidas en los Dieléctricos* bajo la acción de una corriente alterna y es la representación más exacta.

Al ángulo δ se le conoce como ángulo de pérdida y la $\tan(\delta)$, tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas o factor de dispersión. Al $\cos(\theta)$ se le conoce como factor de potencia.

$$\text{Factor de dispersión} = D = \tan(\delta) = \frac{I_a}{I_c} \quad \dots (12)$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos(\theta) = \frac{I_a}{I} \quad \dots (13)$$

La obtención de estos factores se efectúa mediante un puente de corriente alterna que opera bajo el mismo principio de un puente de Wheatstone, el puente empleado es un puente de capacitancias, que permite medir con suficiente exactitud pequeñas y grandes capacitancias para tensiones bajas y altas con frecuencias convencionales de 50Hz y 60Hz.

Para realizar esta prueba, existe un equipo que mide los Volts Ampere y los Watts directamente llamado puente de pérdidas. Este instrumento es alimentado con una fuente de 110V-125V a 60Hz, se toman lecturas en Watts y Volts Ampere, y con estas mediciones se calcula el factor de potencia.

$$\% \text{ Factor de potencia} = \frac{\text{Watts}}{\text{Volts Ampere}} \times 100 \quad \dots (14)$$

Desarrollo de la prueba

Para fines de exposición el probador de factor de potencia a utilizar es el modelo MEU de 2500V. Es un instrumento diseñado para pruebas de aislamiento, mide los Volts Ampere y las pérdidas en Watts a un potencial de prueba hasta 2,500 V. Tiene un rango máximo de 100MVA (40kA a 2500V) su utilización es en pruebas a transformadores, generadores, boquillas, apartarrayos, líquidos aislantes, cables, transformadores de medición, capacitores, etc.

El equipo completo consiste de probador o equipo de medición caja de accesorios con cables de alta tensión y extensiones, celda de prueba para líquidos aislantes. El probador o equipo está montado en una caja que contiene los aparatos para controlar y suministrar alta tensión de acuerdo a los datos de placa del equipo bajo prueba, también contiene el circuito de medición, el amplificador y los medidores, así como otros componentes.

Operación del equipo de prueba

El equipo de prueba deberá conectarse a tierra con el cable de cobre desnudo, el cual viene en los accesorios con terminales adecuadas en cada extremo. Se debe verificar que el equipo bajo prueba se encuentre firmemente aterrizado a la misma red de tierra, comprobando que la fuente de alimentación para el equipo tenga su neutro aterrizado a esta red de tierra. Después se conectan todos los cables del probador de factor de potencia para efectuar la prueba.

- a. Cable de alta tensión (Gancho)
- b. Cable de baja tensión (Caimán)
- c. Alimentación de 125 V CA
- d. Tierra
- e. Interruptor de seguridad

Una vez que están todos los cables conectados junto con el de alimentación, el probador se podrá conectar al equipo bajo prueba.

El cable de alta tensión o gancho se conecta a la terminal del equipo bajo prueba y otro lado de dicho equipo es aterrizado a través del cable de baja tensión. El control de tensión se gira en contra de las manecillas del reloj hasta el tope, lo que corresponde a cero Volts.

- Se enciende el equipo de medición por medio del interruptor general.
- El interruptor selector se debe encontrar en la posición intermedia (check).
- El interruptor de rango en su posición más alta (High).
- El interruptor L.V. estará en la posición de aterrizado (GROUND).
- El interruptor reversible no debe estar en la posición central, ya que desconectará la alimentación en el equipo de prueba.
- El interruptor de seguridad de mano, se cierra haciendo presión con el dedo pulgar, cambiando la lámpara piloto encendida de verde a la roja.
- Se procederá a energizar el equipo bajo prueba, subiendo lentamente la tensión por medio del reóstato hasta alcanzar la tensión de prueba registrada en el voltmetro.



Fig. 2.16 Conexiones para la prueba de Factor de Potencia⁶

⁶ La posición UST (Ungrounded Specimen Test) elimina los efectos de los aislamientos a tierra.

Lectura y registro de los MVA

Una vez que fue ajustada la tensión estando el interruptor selector en su posición intermedia (CHECK), se ajusta la aguja del aparato de medición a escala total.

El interruptor selector se mueve de la posición intermedia a MVA seleccionando el rango más adecuado para leer en el segundo tercio de la escala, anotando el valor marcado. El valor obtenido se verifica cambiándolo al extremo contrario el interruptor de inversión (REV. INTERRUPTOR) si se observa alguna diferencia en las lecturas se deberá promediar dichas lecturas, el promedio será el valor de la prueba efectuada.

Deberá registrarse también el valor del multiplicador de MVA con el que se realizó la prueba. Cambie el interruptor selector de MVA a la posición MW, la perilla de ajuste de MW se gira hasta obtener el valor mínimo sin importar el sentido de giro de esta perilla. El multiplicador MW se reduce sucesivamente (sin cambiar el rango inicial hasta que se obtenga la lectura mínima), los MW se leerán en el medidor en la proximidad de la mitad de la escala, obteniendo esta lectura mínima. Después se verifica la polaridad con la perilla (Polarity) que al girarla lentamente en el sentido de las manecillas del reloj se debe observar hacia donde se deflexiona la aguja indicadora de los MW si ésta se mueve a la izquierda la lectura se considera positiva si se mueva a la derecha se considera negativa.

Se registra el valor obtenido con su signo, inmediatamente después se cambia el interruptor reversible a su posición contraria ajustando de nuevo a la lectura mínima y verificando polaridad. Si las dos lecturas son positivas, se obtendrá un promedio de las dos lecturas y ese valor será el que se registre. Si de lo contrario una lectura es positiva y la otra negativa, haga la substracción y divida el valor obtenido entre dos esa será la lectura que registre en su reporte de prueba.

Regrese todos los controles a su posición original en el siguiente orden:

1. El interruptor selector a la posición (check) posición intermedia.
2. El control de tensión se gira para regresar a cero la tensión de prueba.
3. Los dos interruptores de seguridad se abren.
4. Los multiplicadores de los MVA y MW así como el interruptor de rango se pasan a sus posiciones de valores más altos.

Factores que afectan la medición del factor de potencia

Entre los factores que pueden afectar las mediciones durante esta prueba se encuentran:

Impurezas en la superficie

Es sumamente recomendable limpiar perfectamente la superficie de porcelana de los equipos a prueba antes de efectuar cualquier medición, la limpieza deberá hacerse utilizando preferentemente un solvente adecuado. El objeto de esta limpieza es retirar de la superficie de la porcelana cualquier residuo de depósitos químicos contaminantes, sales, cementos, grasas, silicones, etc.

Temperatura

Los valores de resistencia de aislamiento se ven fuertemente afectados por la temperatura, lo mismo sucede con los valores de factor de potencia; de ahí la necesidad de ajustar los valores obtenidos a una temperatura base de 20° C, de acuerdo a Norma NMX-J-169⁷.

Esto es con el objeto de hacer comparaciones y relacionar los valores obtenidos al mismo equipo en fechas anteriores.

Interpretación de resultados

En un transformador en operación un aumento en las pérdidas dieléctricas puede significar el proceso de deterioro del aislamiento, al igual que en las pruebas de resistencia de aislamiento las variaciones en los valores de pruebas periódicas son más significativas que los valores absolutos.

El método de factor de potencia es particularmente recomendado para detectar humedad y otros contaminantes productores de pérdidas en los devanados de los transformadores.

Debido a que los valores de factor de potencia dependen de muchos factores, los valores límite para considerar aceptable el Factor de Potencia de los aislamientos de un equipo específico, varía de acuerdo con el fabricante, únicamente se tienen valores estadísticos de cada fabricante, en los cuales nos basamos para clasificar las condiciones de un aislamiento de cualquier equipo; por lo tanto es necesario verificar las especificaciones del fabricante.

⁷ Para temperaturas diferentes a 20°C, referirse a la sección 10.9.5 de la Norma NMX-J-169.

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de factor de potencia de materiales aislantes. Como referencia, se presentan valores de factor de potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.

MATERIAL	% F.P. a 20°C	CTE. DIELECTRICA
AIRE	0.0	1.0
ACEITE	0.1	2.1
PAPEL	0.5	2.0
PORCELANA	2.0	7.0
HULE	4.0	3.6
BARNIZ CAMBRAY	4.0 - 8.0	4.5
AGUA	100	81.0

Tabla 2.7 Valores de Factor de Potencia en materiales

EQUIPO	% F.P. a 20°C
BOQUILLAS TIPO CONDENSADOR EN ACEITE	0.5
BOQUILLAS EN COMPOUND	2.0
TRANSFORMADORES EN ACEITE	1.0
TRANSFORMADORES NUEVOS EN ACEITE	0.5
CABLES CON AISLAMIENTO EN PAPEL	0.3
CABLES CON AISLAMIENTO DE BARNIZ CAMBRAY	4.0 - 5.0
CABLES CON AISLAMIENTO DE HULE	4.0 - 5.0

Tabla 2.8 Valores de Factor de Potencia en equipo

2.7.3 Prueba de relación de transformación

Objetivo

Verificar la polaridad y la relación de transformación de los devanados, para asegurar que no exista cortocircuito entre vueltas o errores en las conexiones de boquillas o cambiadores de derivaciones.

Esta prueba se realiza con el objeto de comprobar la relación numérica entre las tensiones de vacío primaria y secundaria, relación que se guarda también entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario. En autotransformadores y reguladores de tensión, es la relación que resulta entre el número de vueltas activas de la tensión primaria y el número de vueltas activas de la tensión secundaria.

Descripción general

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de tensión la relación de transformación se basa en la comparación entre la tensión nominal de referencia del devanado respectivo contra la tensión de operación o el porcentaje de tensión nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los taps y para todos los devanados.

Métodos de medición

Aunque existen distintos métodos para realizar esta prueba indicados en la Norma NMX-J-169, generalmente se realiza por el método del TTR (Transformer Turn Ratio), que opera bajo el principio de que cuando dos transformadores que nominalmente tienen la misma relación de transformación y polaridad y se excitan en paralelo, con la más pequeña diferencia en la relación de alguno de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamente alta.

1. Método de los Voltímetros

Se utilizan dos voltímetros con transformadores de potencial. En transformadores de potencia en ocasiones es necesario utilizar transformadores de potencial, a menos que la tensión para alimentar la prueba sea muy baja. Un voltímetro se conecta en las terminales de alta tensión y el otro en las de baja tensión del transformador bajo prueba. Se toman lecturas simultáneas de tensión aplicada y de tensión inducida en el otro devanado; y después se intercambian los instrumentos y se repiten las pruebas, manteniendo la tensión aplicada en el mismo devanado. Esta prueba debe compararse con varios valores de tensión aplicada que difieran entre sí aproximadamente 10%. Las determinaciones de la relación deberán estar dentro de una tolerancia de 1%, de no ser así, la relación deberá ser repetida con otros instrumentos.

2. Método del transformador patrón

Una forma satisfactoria de medir la relación de un transformador es conectándolo en paralelo con un transformador patrón de relación y polaridad conocidas. Este método consiste en lo siguiente: el aparato bajo prueba se excita en paralelo con el transformador patrón, el cual debe tener la posibilidad de variar su relación conocida dentro de un rango adecuado, los otros dos devanados se conectan en paralelo, colocando un detector entre dos terminales de igual polaridad. Si el voltímetro detector mide alguna tensión, se varía la relación del transformador patrón hasta que el voltímetro indique que la diferencia de potencial de las dos terminales de igual polaridad es nula. En esta situación se observa la relación que tiene el transformador patrón, que deberá ser igual al transformador bajo prueba.

3. Método del TTR

El TTR es un probador de relación de espiras que se utiliza para obtener la relación de transformación sin carga. Este dispositivo es muy complejo, pues incluye un generador de excitación, transformador patrón de polaridad y relación variable conocida, amperímetro y voltímetro que indican la diferencia de tensiones entre el devanado de alta tensión del transformador bajo prueba y el correspondiente devanado del transformador patrón.

Para efectuar esta prueba, el transformador a prueba debe hallarse desenergizado y sus terminales de alta y baja tensión deben estar desconectadas. Las conexiones de la red de tierra al tanque pueden quedarse, ya que no afectan la lectura del aparato.

En la actualidad existen medidores de relación de transformación diseñados a base de microprocesadores que nos permiten realizar la prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos o monofásicos en menor tiempo, por su característica digital. Además cuenta con un sistema programado para su autoverificación, con este equipo se pueden hacer mediciones de relación de transformación en un rango aproximado de 0.08 a 2,700.

Desarrollo de la prueba

El TTR tiene cuatro terminales exteriores; dos terminales corresponden al circuito de excitación y dos al circuito de comparación. En cada par de terminales, una esta marcada con negro y una con rojo para identificación de la polaridad, las que tienen el mismo color son de igual polaridad.

Las terminales del circuito de excitación, se conectan a las terminales de baja tensión del transformador bajo prueba por medio de prensas de conexión y las terminales del circuito de comparación se conectan a las terminales de alta tensión por medio de pinzas, poniendo atención que la pinza y la prensa del mismo color sean conectados a bornes de igual polaridad. Para fines de exposición nos referimos al Digital Transformer Ratiometer Mod. 8500.

Para realizar la prueba:

1. Con el transformador desenergizado se conectan los cables de prueba del TTR, como se observa en la Fig. 2.17.
2. Se enciende el TTR y se selecciona el modo de prueba: VT/PT (para transformadores de tensión o transformadores de instrumento de potencial) o CT (para transformadores de instrumento de corriente).
3. Cuando el instrumento de prueba se encuentre listo para realizar la prueba se presiona el botón [TEST] (prueba) para iniciar la prueba. Después de un breve ciclo en la pantalla se mostrarán los valores de relación de transformación, polaridad y corriente de excitación.

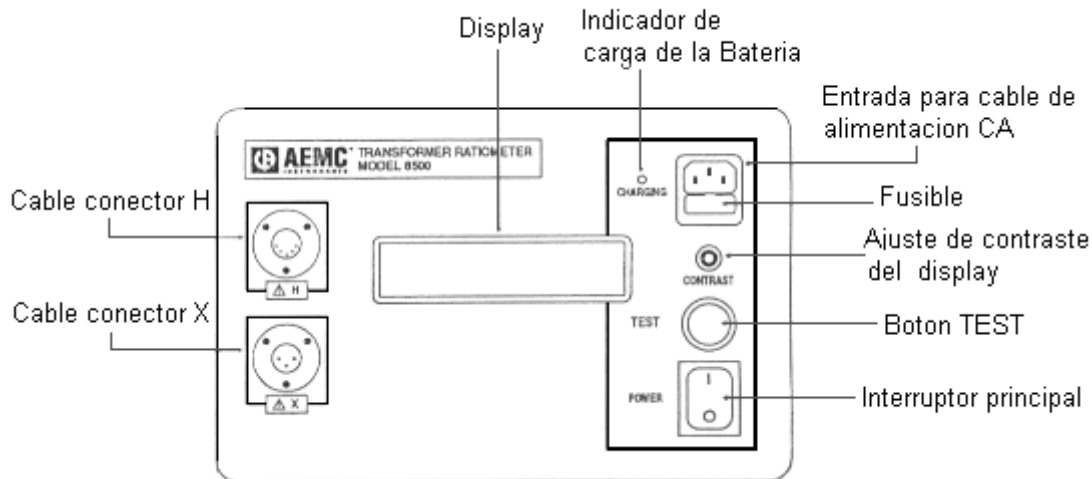


Fig. 2.17 Esquema superior del DTR Mod. 8500

Prueba de relación de transformación VT/PT

1. Cuando el equipo se encuentra en el modo VT/PT el TTR desplegará en la pantalla “VT/PT Test Mode Ready” después de iniciar la secuencia de encendido. Este mensaje indica que el TTR está listo para iniciar la prueba.
2. Se presiona el botón [TEST] una vez. Esto no debe efectuarse si alguna persona está realizando conexiones o trabajando en el transformador.
3. El mensaje “[TEST] to Check Continuity” es mostrado por 3 segundos. Si una prueba de continuidad es deseada, deberá presionarse el botón [TEST]. Los resultados de la prueba de continuidad serán mostrados como “CONT” o “OPEN” para las conexiones de alta (H) y baja tensión (X), el TTR indicará “OPEN” para circuitos con resistencia mayor a $2k\Omega$ y “CONT” para circuitos con resistencia menor a $2k\Omega$.
4. La prueba se lleva a cabo mientras la pantalla muestra el mensaje “*Ratio Testing [TEST] to Cancel”, en este momento la prueba puede ser cancelada presionando el botón [TEST] una vez. Si la prueba continua la relación de transformación y la corriente de excitación (esta corriente no es la corriente total de excitación del transformador sino sólo una parte de ella) serán desplegadas en la pantalla.
5. Una vez que los resultados han sido registrados, se presiona el botón [TEST] para iniciar una nueva prueba.

Prueba de relación de transformación TCs

La prueba de relación de transformación para transformadores de corriente se realiza conectando los cables de conexión de alta tensión H con los del devanado de baja tensión X del transformador de corriente, cortocircuitando los cables de baja tensión del TTR como se muestra en la Fig. 2.18.

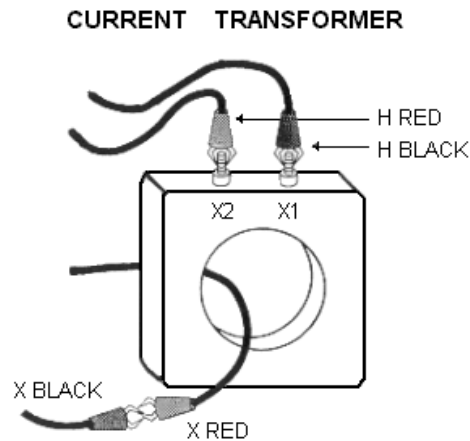


Fig. 2.18 Relación de transformación en TCs

Para llevar a cabo esta prueba se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente, pero en esta ocasión el equipo debe estar en modo CT. Para seleccionar el modo CT, se apaga el equipo y se presionan simultáneamente los botones [TEST] y [POWER]; en la pantalla aparecerá el mensaje "CT Test Mode Selected".

En todas las pruebas, un signo negativo que precede el valor de relación de transformación indica polaridad invertida; pero esto no indica que existan restricciones en la polaridad de las conexiones.

Para determinar la polaridad de un transformador con un TTR manual, se procede a ajustar las perillas del aparato para que marquen cero, se da un cuarto de vuelta al generador; si la aguja del detector se desplaza hacia la izquierda, el transformador es de polaridad sustractiva mientras que si se desplaza hacia la derecha es aditiva.

Prueba de relación de transformación a transformadores trifásicos

Para encontrar la relación de un transformador trifásico, debe tomarse en cuenta su diagrama vectorial con el propósito de determinar la correspondencia de fases y tratar como monofásico cada fase del trifásico. Las relaciones que se deben de comprobar son precisamente entre los devanados cuyo acoplamiento magnético corresponde a una misma columna del núcleo, por ejemplo: según se ve en los diagramas de la figura. La correspondencia que existe entre los devanados es H3-H1 con X0-X1, H1-H2 con X0-X2 y H2-H3 con X0-X3.



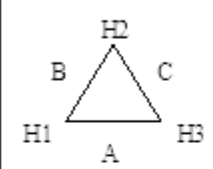
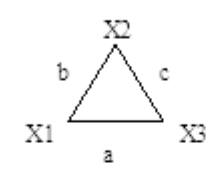
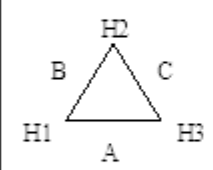
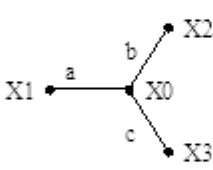
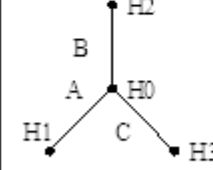
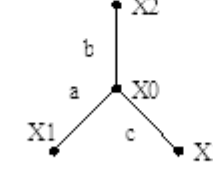
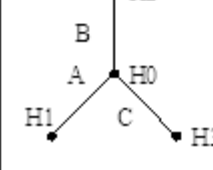
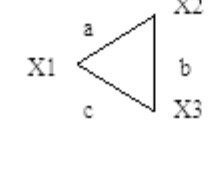
Transformador		Fases	Devanado de Alta Tensión	Devanado de Baja Tensión	Relación de Transformación
Devanado de Alta Tensión	Devanado de Baja Tensión				
		1φ	H1 - H2	X1 - X2	$\frac{V_H}{V_X}$
		A B C	H1 - H3 H2 - H1 H3 - H2	X1 - X3 X2 - X1 X3 - X2	$\frac{V_H}{V_X}$
		A B C	H1 - H3 H2 - H1 H3 - H2	X1 - X0 X2 - X0 X3 - X0	$\frac{V_H \cdot \sqrt{3}}{V_X}$
		A B C	H1 - H0 H2 - H0 H3 - H0	X1 - X0 X2 - X0 X3 - X0	$\frac{V_H}{V_X}$
		A B C	H1 - H0 H2 - H0 H3 - H0	X1 - X2 X2 - X3 X3 - X1	$\frac{V_H}{V_X \cdot \sqrt{3}}$

Fig. 2.19 Conexiones en transformadores trifásicos usando TTR

El procedimiento general para realizar la prueba es el siguiente:

1. Conectarse en ambos devanados entre fase y neutro o entre fases según sea la conexión.
2. Dependiendo del tipo de transformador, será el número de taps en el lado de alta y de baja tensión. Por ejemplo: Un transformador de 60MVA de 230/23kV tiene 33 taps en el lado de alta tensión y 5 taps en el lado de baja tensión, Un transformador de 30kVA de 85/23kV tiene 33 taps en el lado de baja tensión y 5 taps en el lado de alta tensión. Un transformador de distribución tiene solamente un cambiador del lado de alta tensión con 3 taps.
3. La prueba se realiza colocando el cambiador de alta tensión en su posición nominal y haciendo un barrido total en el cambiador de baja tensión. Luego se cambian a dejar fijo el cambiador de baja tensión en su posición nominal y hacer un barrido total con el cambiador de alta tensión.

Estas pruebas se realizan en las tres fases, una por una en cada tap.

Interpretación de resultados

La tolerancia aceptable proporcionada por la Norma NMX-J-116 hacia arriba o hacia abajo será de 0.5% en la relación de transformación teórica (de placa) en cada paso.

2.7.4 Pruebas al aceite

Objetivo

El aceite aislante juega un papel primordial en la vida útil de un equipo eléctrico y sus aislamientos, por lo que es de suma importancia poder determinar el momento en que es necesario reacondicionarlo, regenerarlo, o cambiarlo antes de que se dañe el equipo eléctrico. El aceite aislante debe cumplir con los requisitos indicados en la Norma Mexicana NMX-J-123.

Las pruebas de control de aceite aislante se realizan con la finalidad de detectar principalmente la presencia de humedad, gases y productos de degradación por oxidación, lo mismo que ciertos contaminantes extraños tales como fibras, barnices, carbón, etc.

La frecuencia y el número de pruebas que se realizan al aceite aislante de un equipo en servicio varía mucho dependiendo del tipo de equipo, el régimen de carga, la importancia misma del equipo en cuestión, el historial de mantenimiento, etc.

Es muy importante la función desempeñada por los aceites aislantes, que se utilizan como aislantes, refrigerantes o como un medio para extinguir el arco eléctrico, tiene aplicación en transformadores, interruptores, reguladores, seccionadores, reactores, capacitores, etc.

Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores cumplen varias funciones importantes. En los transformadores, el aceite forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son: la contaminación por la humedad y la formación de ácidos, y los causados por la oxidación. La humedad, baja notablemente el poder aislante del aceite, en tanto que los ácidos orgánicos son conductores en sí y ayudan a retener el agua. Para determinar las condiciones de los aceites aislantes nuevos y usados es necesario realizar las siguientes pruebas: (1) condición visual, (2) rigidez dieléctrica, (3) factor de potencia, (4) acidez, (5) compuestos polares, (6) contenido de agua y (7) cromatografía de gases. Esta última prueba se recomienda para transformadores de gran capacidad o para aquellos que se tiene duda de su estado.

(1) Condición visual

Antes de iniciar el análisis del aceite aislante, es necesario hacer una inspección visual para observar el color, grado de limpieza, presencia de agua libre o sedimentos tales como:

- Partículas metálicas
- Lodos insolubles, carbón
- Fibras
- Suciedad, etc.

Color del aceite⁸

El color de un aceite aislante se determina mediante la luz por él transmitida y es expresada por un valor numérico basada en la comparación con una serie de colores estándar.

⁸ La apariencia visual debe ser brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión, y el color 0.5 máximo según Norma NMX-J-123.

El color de un aceite nuevo es generalmente un índice del grado de refinamiento del mismo, es una prueba aproximada, de poco significado, pero un cambio marcado de color entre los periodos de prueba es importante.

En general, un aceite nuevo es blanco azulado o amarillento; a medida que los aceites se deterioran en uso, el color se hace gradualmente más oscuro. Hay muchas sustancias en los transformadores que oscurecen el aceite sin perjudicar su utilidad, y esas sustancias son carbón o contaminación por fuga de una boquilla, lo cual se puede comprobar efectuando las pruebas eléctricas y químicas adicionales.

(2) Rigidez dieléctrica

Con la aplicación de la prueba de rigidez dieléctrica podemos identificar la presencia de contaminantes tales como agua, suciedad, fibras, lodos, carbón, metal, óxidos metálicos, etc. La presencia de una o más de estas impurezas puede traducirse en un bajo nivel de ruptura dieléctrica.

Es recomendable, por las razones antes citadas, incluir la prueba de rigidez dieléctrica en campo siempre, pues esta prueba es un excelente indicador de la condición del aceite aislante. Sólo en el caso que los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica fueran muy bajos o considerando el historial del equipo (carga de trabajo, mantenimientos anteriores, historial de fallas, condiciones actuales), sería necesario efectuar más pruebas de laboratorio para determinar si es necesario cambiar por completo el aceite o basta con un reacondicionamiento.

Desarrollo de la prueba

Una vez que se han tomado varias muestras de aceite, abriendo la válvula en la parte inferior del transformador, se colocan pequeñas cantidades de aceite en el contenedor del probador de aceite.

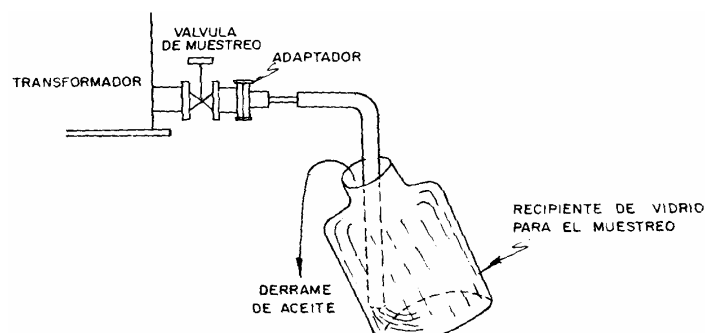


Fig. 2.20 Muestra de aceite

El probador de aceite está constituido de dos placas metálicas en forma circular de aproximadamente una pulgada de diámetro con una separación de 0.1 pulgadas. Entre estas placas se encuentra el aceite aislante que se desea probar.

El aparato está diseñado para crear una diferencia de potencial a una velocidad de 3000V/s o de 500V/s entre las dos placas. Al principio el aceite evita que se cree un arco eléctrico, sin embargo, cuando el potencial inducido es suficientemente grande el aislamiento del aceite es insuficiente y se forma el arqueo. Esto es lo que precisamente se está midiendo en esta prueba: la tensión que es necesaria inducir para romper el aislamiento del aceite; por supuesto que mientras más grande sea la tensión requerida, en mejores condiciones se encontrará el aceite.

Rigidez dieléctrica [kV] a 3000V/s	Rigidez dieléctrica [kV] a 500V/s	Condición del aceite
Mayor a 30	Mayor a 29	Bueno
26 a 29	23 a 28	Utilizable
Menor a 26	Menor a 23	Deficiente

Tabla 2.9 Valores de rigidez dieléctrica para aceite aislante⁹

(3) Factor de potencia

Esta característica es muy sensitiva a la presencia de contaminantes solubles y productos debido al envejecimiento del aceite aislante. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de degradación tales como agua, productos de oxidación, partículas coloidales, carbón residuos de cobre, etc.

Eléctricamente esta es la prueba más importante a efectuar, ya que proporciona una idea completa y clara respecto a las condiciones de contaminación y deterioro del aceite.

Desarrollo de la prueba

- La celda se llena de aceite hasta una altura aproximada de $\frac{3}{4}$ del tope final.
- Se coloca la celda en una base firme y nivelada evitando así que la superficie del líquido quede a desnivel.
- El gancho de cable de alta tensión se conecta a la manija de la celda.
- La terminal de baja tensión se conecta al cilindro metálico de la celda.

⁹ Tensión de ruptura dieléctrica para electrodos semiesféricos (1.02mm). Límites aplicados al aceite nuevo. NMX-J-123-ANCE

- El anillo “Guard” del cable de alta tensión se conecta al tornillo de “Guard” de la celda.
- Se verifica que las conexiones de alta tensión y “Guard” no se encuentren en contacto durante la prueba para evitar un cortocircuito.
- Inmediatamente después de efectuada la prueba debe tomarse la temperatura del aceite alojado en la celda de prueba, y relacionar el valor de factor de potencia a la temperatura de 20°C para fines comparativos.

Al probar un líquido aislante, debe tenerse singular cuidado de que la muestra sea efectivamente la representativa, para lo cual debe purgarse suficiente líquido de la válvula de muestreo del transformador para que cualquier suciedad o agua acumulada en esta válvula sea drenada antes de llenar la celda. Las burbujas de aire, agua y materiales extraños son la causa usual de ruptura dentro de la celda, por lo tanto, después de obtener la muestra, ésta deberá dejarse reposar por un tiempo aproximado de 5 minutos, durante el cual el aire atrapado podrá escapar y las partículas de material extraño se asentarán en el fondo de la celda.

El factor de potencia es una prueba muy importante de discriminación. Si el factor de potencia es bajo (0.2) el aceite es bueno, si el factor de potencia es elevado (0.2 a 0.5) el aceite será sospechoso. Puede aún estar bien, ya que existen contaminantes que dan al aceite un factor de potencia elevado sin afectar la operación del aceite de ninguna manera. Un aceite con alto índice de contaminación (0.6 a 2.0) debe considerarse como riesgoso, por lo que se recomienda sea reacondicionado o reemplazado¹⁰.

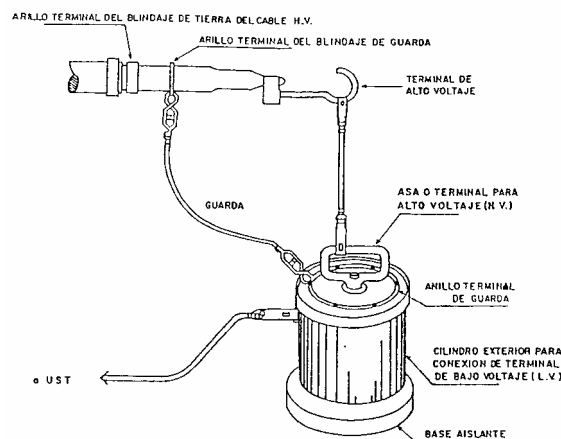


Fig. 2.21 Prueba de factor de potencia al aceite

¹⁰ Especificaciones de Factor de potencia a 60Hz a 25°C. NMX-J-123-ANCE.

(4) Acidez

La acidez de un aceite aislante es proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por él en combinación con las temperaturas del aparato que las contiene, ocasionando que al aumentar esta capacidad se produzcan acciones corrosivas dentro de los aislamientos sólidos. La medición de la acidez determina la resistencia del aceite a la acción química y en cierta forma define la calidad del mismo.

Con la prueba de acidez se determina el número de miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar la acidez de un gramo de aceite (KOH/g), la acidez representa el contenido de ácidos formados por la oxidación que a su vez es responsable de la formación de lodos.

Procedimiento

Esta prueba¹¹, es un tipo de cromatografía en papel, que se realiza de la siguiente forma:

- Se coloca un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
- Se agregan 3 gotas de solución buffer¹² en el centro del papel filtro, permitiendo que sea absorbida.
- Se colocan 2 gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro de la mancha de la solución buffer y permita que sea absorbida.
- Después se coloca una gota del indicador de acidez en el centro de la mancha.

La forma de determinar la acidez en el campo es como sigue:

- Si la mancha es más verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez menor de 0.3 mg. De KOH/g de aceite.
- Si la mancha es igualmente verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez aproximada de 0.3 mg. de KOH/g de aceite, y se puede decir que la mancha es estándar.
- Si la mancha es más amarilla que verde, el aceite aislante tiene una acidez mayor de 0.3 mg. de KOH/g de aceite, por lo que es necesario realizar la prueba de número de neutralizaciones (acidez) en el laboratorio.

¹¹ Numero de Neutralización (Acidez) NMX-J-123-ANCE.

¹² Solución Buffer: solución que resiste grandes cambios de pH cuando un ácido o una base se añaden, o cuando la solución es diluida.

(5) Compuestos polares

Esta prueba es de tipo cromatográfico en papel y se realiza en la siguiente forma:

- Colocar un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
- Colocar 3 gotas de aceite aislante bajo prueba en el centro del papel filtro, permitiendo que se absorba; dejándolo reposar un tiempo de 2 minutos.
- Colocar una gota del indicador de compuestos polares y dejar que se absorba.

La forma de determinar los compuestos polares en el campo es como sigue:

- Si la orilla de la mancha es lisa, el aceite aislante tiene un bajo contenido de componentes polares.
- Si la orilla de la mancha no es tan lisa y presenta ligeras irregularidades, el contenido de compuestos polares es apenas suficiente para disminuir la tensión interfacial¹³ y se puede decir que la mancha es estándar.
- Si la mancha es más irregular que la estándar, el aceite aislante tiene un valor elevado de compuestos polares por lo que es necesario realizar la prueba de tensión interfacial (compuestos polares) en el laboratorio.

(6) Contenido de agua¹⁴

Esta prueba determina el contenido total de agua tanto mezclada como en suspensión en el aceite aislante, es importante debido a que detecta la presencia de agua, que no es evidente en las pruebas eléctricas.

La presencia de humedad afecta las propiedades dieléctricas de un aceite aislante y provoca un aumento del potencial ácido y corrosivo de un aceite aislante sobre los metales y materiales de celulosa, aumentando la descomposición de los aislamientos de celulosa, y las sales metálicas de ácidos orgánicos con lo que se acelera el deterioro del aceite aislante.

Las pruebas para realizarse en el campo, no intentan reemplazar las pruebas de laboratorio, sino minimizar el muestreo hecho en el campo, para la realización de pruebas en el laboratorio.

La presencia de agua puede ser descubierta por inspección visual en forma de gotas separadas del aceite, pero el agua en solución no puede ser detectada visualmente y normalmente se determina por procesos químicos y físicos.

¹³ La tensión interfacial es una característica física de los aceites minerales aislantes indicados en la Norma NMX-J-123-ANCE (40mN/m mínimo).

¹⁴ El contenido de agua máximo es 35mg/kg, de acuerdo a NMX-J-123.

Un método de campo para determinar el contenido total de agua de un aceite aislante, consiste en el uso de un hidrómetro, el cual puede medir continuamente el contenido de agua.

(7) Cromatografía de gases

Durante la operación del transformador, el aceite aislante y los otros materiales dieléctricos sufren, bajo la acción de la temperatura y las tensiones eléctricas, procesos de descomposición química que dan como resultado la aparición de gases. Cuando ocurren fallas (como sobrecalentamiento, arco o descargas parciales) de una magnitud considerable, tienen como resultado la aparición de cantidades apreciables de gases, que tradicionalmente se utilizan recogiendo en el relé de Buchholz, como alarma y protección del transformador. Los gases formados por la descomposición de los materiales aislantes se disuelven total o parcialmente en el aceite, que los transporta desde todos los puntos con los que entra en contacto. Ello permite que mediante la recolección de una muestra se obtenga información sobre todas las partes a las que llega el aceite.

El análisis de los gases disueltos en el aceite aislante puede analizarse como sigue:

1. Extracción de la muestra

Esta etapa consiste en la obtención de la muestra representativa del equipo que está en estudio, debiéndose tener cuidado sobre todo en evitar el contacto o contaminación con el aire. La muestra debe tomarse por la válvula inferior de muestreo.

2. Extracción de los gases disueltos

Consiste en la extracción mediante vacío de los gases disueltos en una pequeña cantidad de aceite aislante. El aparato consta de una probeta para gas con aguja superior calibrada y agrupada con una llave que permite sucesivamente la aplicación de vacío de 10^{-2} Torr, la admisión de la muestra y la compresión de los gases a presión atmosférica.

Se toma una parte predeterminada de aceite (normalmente 25 ml) y se extraen los gases sometiendo al aceite al vacío y a una agitación vigorosa. Los gases que ocupan todo el espacio se comprimen enseguida por la elevación de un nivel de mercurio y en la aguja calibrada se efectúa la lectura de los gases extraídos a presión y temperatura ambiente. Después de la lectura del volumen se retiran partes de la mezcla de gases, a través de una membrana, para su inmediata inyección en el cromatógrafo.

3. *Análisis cromatográfico*

La Cromatografía consiste en un medio físico de separar los componentes de un fluido mediante su distribución en dos fases, una estacionaria y de gran superficie y la otra de un fluido que filtra a través de la primera.

El análisis se realiza en un cromatógrafo de gases equipado con columnas separadoras y detectores de ionización de flama y de conductividad térmica, donde se efectúa la separación física de los gases con la ayuda de un gas de arrastre, generalmente Argón.

La separación ocurre cuando los componentes que hay que separar, contenidos en el fluido interactúan con la fase estacionaria o medio, si estas interacciones son diferentes entre sí, también lo serán las velocidades con las cuales los componentes atravesarán el medio. En consecuencia las sustancias con interacciones más débiles emergerán con mayor rapidez que aquellas cuyas interacciones sean más fuertes.

Normalmente se analizan nueve gases: Hidrógeno (H_2), Oxígeno (O_2), Nitrógeno (N_2), Metano (CH_4), Monóxido de carbono (CO), Dióxido de carbono (CO_2), Etileno (C_2H_4), Etano (C_2H_6) y Acetileno (C_2H_2). La concentración de los gases disueltos en aceite aislante se expresa en partes por millón (ppm) volumen / volumen de aceite, medidos a una temperatura de $23^\circ C$.

Cabe mencionar que para realizar la interpretación del análisis cromatográfico es necesario correlacionar los resultados del análisis con las composiciones gaseosas esperadas o verificadas en transformadores que funcionan de manera normal o anormal, así como combinar los conocimientos teóricos y las experiencias de campo (historial de operación del transformador) para dejar fuera de operación un transformador.

(8) Filtrado de aceite aislante

El objetivo de filtrar el aceite es aumentar la rigidez dieléctrica del aceite aislante si la prueba de rigidez dieléctrica resulta por debajo de "bueno". El aceite debe filtrarse para reducir impurezas y humedad.

Lo más recomendable es descargar el aceite filtrado en un tanque limpio y seco. Para este tipo de filtrado se recomienda el uso de filtro prensa y no filtrar el aceite mientras el transformador se encuentre aún energizado.

Todos los sistemas de filtrado, incluyendo el filtro prensa, se basan en el principio de forzar al aceite aislante a pasar a presión a través de una serie de material absorbente, tal como papel filtro.

La habilidad del filtro para eliminar el agua depende de que tan seco se encuentre el elemento filtrante, por lo tanto, se debe secar antes de ser usado. Por otro lado, cuando el aceite a filtrar se encuentra demasiado contaminado se deberá cambiar el elemento filtrante con cierta regularidad, con el fin de mantener sus propiedades de filtrado.

Los filtros prensa son capaces de eliminar carbón, agua, lodos y otros contaminantes del aceite siempre y cuando no estén disueltos en forma coloidal.

2.7.5 Pruebas adicionales

Existen otro tipo de pruebas que se realizan a los transformadores, las cuales pueden ser requeridas o no sin descartar la importancia de éstas.

(1) Corriente de excitación

Las pérdidas sin carga de un transformador las constituyen principalmente las pérdidas del núcleo, las cuales son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda de la tensión aplicada.

La prueba de corriente de excitación, es usada para localizar ciertas fallas en un transformador, tales como defectos en la estructura de un núcleo magnético o fallas de aislamiento entre espiras del devanado, falsos contactos o laminaciones sueltas en los núcleos, desplazamientos de devanados y núcleo, etc.

Cualquiera de estas fallas, incrementa la reluctancia (equivalente a la resistencia en circuitos eléctricos) aparente del circuito magnético y es detectada por la corriente de excitación requerida como fuerza para dar un flujo a través del núcleo. También otros problemas como devanados incorrectamente conectados y defectos en el cambiador de Taps son detectados.

La prueba de corriente de excitación se realiza en campo, con el transformador sin carga o en vacío, mediante los equipos de prueba de factor de potencia de los aislamientos. Este método consiste básicamente en medir la corriente de excitación que toma el equipo bajo prueba al ser energizado por el equipo de factor de potencia y en esta forma, determinar la existencia de alguna falla que se pueda presentar en los transformadores.

En el caso de un transformador monofásico, bastará conectar directamente un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado. En un transformador trifásico conectado en estrella, la Corriente de Excitación puede medirse aplicando tensión independientemente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre el neutro y tierra.

(2) Resistencia óhmica de los devanados y cortocircuito

La medición de la resistencia de los devanados tiene fundamental importancia para tres propósitos: (1) para el cálculo de las pérdidas I^2R de los devanados, (2) para el cálculo de la elevación de la temperatura de los devanados y (3) como un antecedente para determinar una posible falla.

Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en cortocircuito al compararse con los datos anteriores en caso de no tenerlos considerarlos como iniciales.

La prueba de cortocircuito es aplicable principalmente a transformadores nuevos para evaluar su diseño. Durante la realización de esta prueba el devanado secundario (baja tensión) se conecta en cortocircuito y se aplica por el devanado primario en tensión regulada que por lo general es el orden del 5% de la tensión del devanado alimentado. La corriente primaria medida (I_{cc}) no debe exceder al valor nominal de la corriente del devanado alimentado (primario), la aplicación de la tensión se hace regulada para evitar sobrecalentamiento y en consecuencia un cambio rápido en la resistencia óhmica del devanado. Directamente de la prueba se miden los valores de las pérdidas en los devanados (I^2R), la corriente de cortocircuito o nominal del devanado alimentado (I_{cc}) y la caída de voltaje por impedancia o tensión de cortocircuito (V_{cc}).

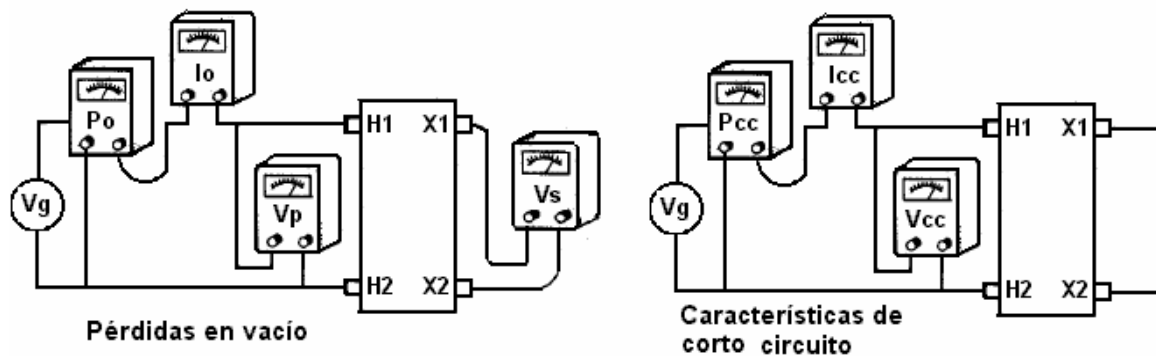


Fig. 2.22 Diagrama de conexiones para la determinación de las pérdidas en vacío y en cortocircuito.

(3) Prueba de potencial aplicado

La prueba de potencial aplicado se hace para verificar la resistencia dieléctrica del aislamiento entre los devanados que operan a distinta tensión y entre cada uno de estos devanados y las partes a tierra del transformador. En esta prueba se aplica una tensión de prueba correspondiente a la clase de aislamiento del devanado a una frecuencia de 60Hz durante un minuto, según lo marca norma NMX-J-169. El devanado que está siendo probado debe tener todas sus terminales conectadas entre sí, y conectadas a la terminal de línea del circuito de prueba. Todas las otras terminales y partes (incluyendo el núcleo y el tanque) deben estar conectados a tierra. Si durante la prueba no se incrementa la corriente, no disminuye la tensión de alimentación y no se escuchan descargas en el interior el devanado pasa la prueba.

(4) Potencial inducido

La prueba de potencial inducido nos determina la resistencia dieléctrica entre espiras, entre capas de espiras, entre bobinas y entre fases de aislamiento. La prueba consiste básicamente en inducir en los devanados del transformador una tensión de 200% la tensión nominal durante un minuto. Dado que durante esta prueba se incrementan los Volts por vuelta del transformador, la frecuencia de la tensión de prueba debe ser lo suficientemente alta para limitar la densidad del flujo en el núcleo, para transformadores con frecuencia nominal de 60Hz se emplea una frecuencia de 110Hz según lo marca norma NMX-J-169.

Para realizar esta prueba se energiza el devanado bajo prueba, en tanto que el otro se deja en circuito abierto, se miden las corrientes y tensiones del lado del devanado bajo prueba y si durante la prueba los voltajes permanecen simétricos, no hay presencia de humo, sonidos audibles (tales como un tronido), incremento súbito de la corriente de prueba o ruptura dieléctrica el transformador pasa la prueba.

(5) Pruebas de polaridad y saturación a transformadores de instrumento

Las pruebas de saturación y polaridad a transformadores de corriente, son de mucha importancia ya que si un transformador para protección se satura, la protección no operará bajo las mismas condiciones de diseño a las que fue proyectado. Y si la polaridad no se respeta como lo marca el proyecto, tampoco funcionara el esquema de protección, no operando bajo falla con consecuencias desastrosas. Un transformador tiene determinada su capacidad para garantizar su funcionamiento bajo cierta precisión, por lo tanto no se deben conectar tantas bobinas de corriente como se quieran sino que en un proyecto se debe tener cuidado en no rebasar la capacidad de un transformador a una carga normal que éste debe tener.

Polaridad

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de un TC están identificadas por marcas de polaridad pintadas tanto para las terminales primarias como secundarias. Y se dice que en un TC la corriente que entra por polaridad en el primario sale por polaridad en el secundario.

Si los TCs no estuvieran interconectados o si la corriente de un TC no tuviese que cooperar con la corriente de otro TC o con una tensión para producir algún resultado deseado tal como un par en un relevador, no serían necesarias las marcas de polaridad.

Por tanto, una prueba de polaridad consiste en determinar las terminales correspondientes del primario con el secundario y se realiza con una pila de corriente directa y un milivóltmetro. La pila se conecta en el primario en forma intermitente, la polaridad del voltmetro se conecta en la polaridad supuesta del secundario del TC y la no polaridad con la no polaridad del TC de tal modo que si al conectar la pila, el milivóltmetro deflexiona positivamente, indica que el positivo de la pila con la polaridad del voltmetro son terminales correspondientes, de lo contrario habrá que invertir las puntas de la conexión de la pila, para encontrar la terminal secundaria con la primaria correspondiente.

En la actualidad se cuenta con equipos de medición, como el TTR, el cual nos proporciona la polaridad de los devanados directamente.

Saturación

Cuando se polariza un cuerpo, las cargas positivas y negativas se dice que se orientan, una vez orientadas el total de las cargas se dice que el cuerpo ha sido saturado; en este momento por más que se aumenta la excitación, el resultado es el mismo.

La prueba de saturación consiste en determinar la tensión secundaria, donde la densidad del flujo excede la densidad de saturación y ocasiona un considerable error en la corriente del secundario; esto quiere decir, que la cantidad de hierro debe ser suficiente para que cuando la corriente aumente el flujo también aumente sin saturar la cantidad de hierro hasta su límite de saturación. La prueba se realiza, tomando diez lecturas y haciendo circular una corriente del doble de la nominal en el secundario y midiendo la tensión de cada lectura. La lectura obtenida al aplicar la tensión nominal, deberá ser menor al límite de saturación y las dos lecturas siguientes casi son del mismo valor, existiendo poca diferencia.

Los valores de corriente contra tensión, se deberán graficar para obtener la curva de saturación del transformador y verificar si está dentro de sus límites de trabajo aun con el doble de la corriente nominal.

Para obtener la curva se hace circular una corriente I_1 por la bobina con una tensión E_a , al aumentar la tensión y la corriente tenemos un valor de I_2 y E_b ; al aumentar la corriente I_3 se tiene una tensión E_c y como se dijo anteriormente, el flujo magnético producido es una función de los Amper-vueltas, por lo tanto, el flujo magnético para I_1 y E_a es menor que para I_2 y E_b y el flujo magnético para I_2 y E_b es menor que para I_3 y E_c , ya que se considera que las vueltas son constantes y la única variable es I . Cuando se tiene una corriente I_4 y se obtiene una tensión E_d , se dice que el transformador ha alcanzado su límite de saturación.

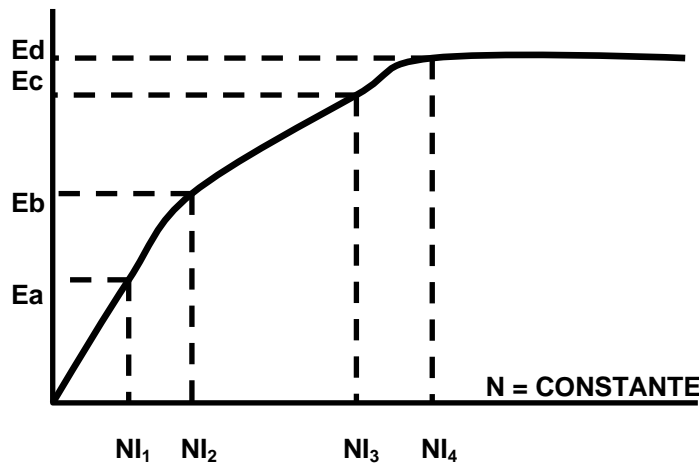


Fig. 2.23 Curva típica de saturación

Capitulo III

El Interruptor

Cuando surge una falla, es necesario cortar la corriente con rapidez y seguridad para reducir los daños al mínimo. Si no se dispara el interruptor, la corriente eléctrica de intensidad y factor de potencia diferente a la nominal puede causar serios daños. Además, será necesario desconectar gran parte del equipo de la red para poder cortar la corriente de falla.

El interruptor es el eslabón activo de la cadena de protección. Como la función del interruptor no está duplicada, es aún más importante que funcione. A pesar de que los interruptores son relativamente fiables, pueden surgir fallas; por ello, es necesario mantenerlos y comprobar su estado.

Durante su vida de servicio, de 20 a 40 años, el interruptor ha de estar continuamente dispuesto para desempeñar su tarea. Con frecuencia después de un largo periodo de inactividad mecánica.

Son muchas las razones por las que se deben comprobar y mantener los interruptores. La fricción y el desgaste pueden afectar el funcionamiento de las partes móviles. Las válvulas y las juntas para los medios de cierre, accionamiento y amortiguación pueden tener fugas. Pueden surgir fallas en los circuitos eléctricos de control y se pueden estropear las superficies de contacto de los circuitos eléctricos, con riesgo de calentamiento.

3.1 Definición

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico; su función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, en condiciones normales o anormales de operación. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre de corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (falla kilométrica).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

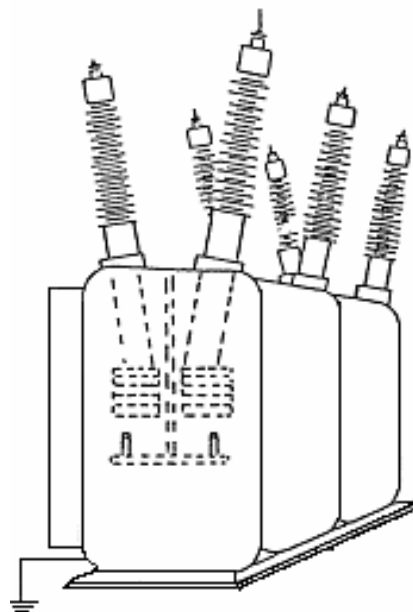


Fig. 3.1 El interruptor

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. Ya que 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).

El interruptor esta formado por tres partes principales:

1. Parte activa

Constituida por las cámaras de extinción del arco que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soportan los contactos móviles.

2. Parte pasiva

Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

La parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de accesorios.
- Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

3. Accesorios

En esta parte se consideran incluidos los siguientes componentes:

- Boquillas terminales, que a veces incluyen transformadores de corriente.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores de tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición y accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control puede ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

3.2 Principio de funcionamiento

Los interruptores pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Estos dispositivos deben tener alta capacidad de interrupción de corriente y soportar altas corrientes de operación en forma continua. Su operación automática se lleva a efecto por medio de relevadores, que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir. Estas señales pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática. La interrupción del arco producido por estas corrientes puede llevarse a cabo por medio de: aceite, vacío, hexafloruro de azufre o aire.

Proceso de interrupción

En el instante de interrumpir el paso de una corriente por un interruptor, se forma un arco entre sus contactos cuando estos se separan; la extinción del arco tiene que hacerse en un tiempo breve.

Cuando se interrumpe la corriente debida a una falla en un circuito inductivo, la tensión y la corriente de un cortocircuito presentan un desplazamiento cerca de 90° con respecto a la tensión, y ello es causa de que la corriente y la tensión no se anulen al mismo tiempo. Esto es favorable para la extinción del arco, porque al paso de la corriente por 0° la tensión subsiste.

La energía calorífica que se desarrolla en el proceso de interrupción está relacionada con el tiempo de duración del arco, la tensión del arco y la corriente que circula por el interruptor.

Otro aspecto importante que se presenta durante la interrupción de la corriente, es que se origina una sobretensión dependiendo del valor de ésta, de la corriente, de la inductancia y de la capacidad del circuito.

El arco que se forma entre los contactos, los daña y origina la vaporización del aceite; en el caso de interruptores en aceite, algunas veces llega a producirse una explosión. Por tal motivo, la energía desarrollada y la duración del arco deben ser lo más pequeñas posible; desde que el relevador cierra los contactos y determina la intervención del interruptor hasta el fin. El tiempo indicado de interrupción comprende también el tiempo propio del interruptor que es el necesario para que actúe el mecanismo de desconexión y comience la separación de los contactos.

Los interruptores tienen un mecanismo de almacenamiento de energía que les permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida totalmente, este mecanismo puede ser de los siguientes tipos: neumático, hidráulico, neumático-hidráulico y mecanismos de resorte.

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y se extinga el arco una vez que éste recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque en algunos interruptores esto se logra en tres ciclos solamente; este tiempo debe sumarse al del relevador para determinar el tiempo total de apertura de los contactos del interruptor.

El tiempo de apertura es sumamente importante tanto para la coordinación como para la protección de los conductores y equipo. Por lo tanto, si se hace necesario que el interruptor recierre más veces o que los intervalos sean más cortos, será necesario consultar el catálogo del fabricante o bien la norma ANSI.37.07 que muestra tablas y ecuaciones que permiten calcular la reducción en capacidad para los intervalos establecidos.

3.3 Parámetros de los interruptores

Los valores nominales de un interruptor deben considerar las posibles condiciones de operación (desconexión normal, interrupción de corriente de falla, cierre con corrientes de falla, interrupción de corrientes capacitivas e inductivas, fallas de línea corta, etc.), o sea que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que debe estar diseñado y construido para conducir las corrientes de plena carga del sistema y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito. Las siguientes características nominales deben especificarse según norma.¹⁵

1) Tensión nominal

Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en donde se instala el interruptor.

La tensión máxima de diseño de un interruptor es el máximo valor de tensión para el cual el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión al cual el interruptor debe operar; por lo general, es mayor que la tensión nominal de operación.

Tensión nominal [kV]	Tensión máxima de diseño [kV]
2.2	2.2
4.16	4.16
13.18	15.0
23.0	24.6
34.5	38.0
69.0	72.5
115.0	123.0
230.0	245.0
400.0	420.0

Tabla 3.1 Tensiones nominales y tensiones máximas de diseño

¹⁵ Especificación CFE V5000-15 "Interruptores de Potencia para Distribución de 15.5 a 123kV". IEC-56 "High-Voltage Alternating Current Circuit-Breakers".

2) Corriente nominal

La corriente nominal de un interruptor es el valor eficaz de la corriente expresada en Amperes, para el cual está diseñado y debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

Tensión Nominal de Interruptor [kV]	Corriente Nominal (eficaz) [A]	Corriente de interrupción de cortocircuito [kA]	Tiempos máximos de interrupción [ms]	Tiempos máximos de cierre [ms]
15.5	630	25	60	100
	1250	25; 31.5 ó 40	60	100
	2000	25; 31.5 ó 40	60	100
25.8	630	25	60	100
	1250	25	60	100
38	630	25	60	100
	1250	25	60	100
72.5	630	20	50	160
	1250	31.5	50	160
123	800	12.5	50	160
	1250	20; 25 ó 31.5	50	160
	1600	20; 25 ó 31.5	50	160
	2000	25 ó 31.5	50	160

Tabla 3.2 Corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.

3) Frecuencia nominal

La frecuencia nominal de un interruptor es la frecuencia a la cual está diseñado para operar y que corresponde a la frecuencia del sistema del cual se va a conectar, por ejemplo en México este valor es de 60Hz.

4) Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica

Las corrientes de cortocircuito están formadas de varias componentes, si se toma un oscilograma de una corriente de cortocircuito se puede observar que en general son asimétricas con relación a un eje de referencia de tal manera que el valor eficaz de la corriente varía con el tiempo. En la figura 3.2 se indica la forma de un oscilograma.

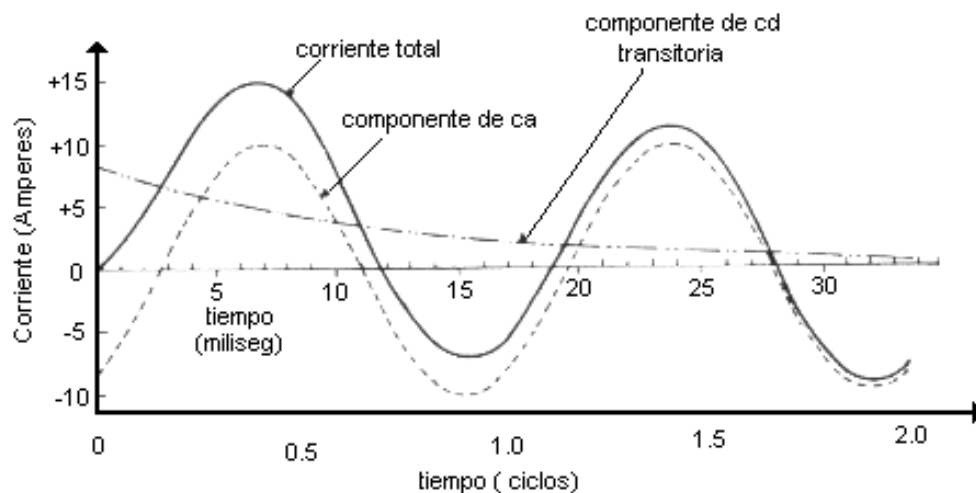


Fig. 3.2 Oscilograma de la corriente de cortocircuito.

La corriente de interrupción de un polo de un interruptor, es el valor de la corriente en el polo en el instante de separación de los contactos y se expresa por dos valores.

Corriente simétrica

Es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el momento de separación de los contactos del interruptor. Esta se origina cuando al pasar la onda de tensión por su valor máximo se inicia el cortocircuito. Como la onda de corriente, por ser un circuito inductivo, se atrasa prácticamente 90° , parte de cero y no se produce ningún estado transitorio que desplace el eje de la onda de corriente.

Corriente asimétrica

Es el valor total de la corriente de cortocircuito que ocurre en el instante en que se separan los contactos del interruptor, y que comprende, en cada instante, la suma de dos términos: el de corriente directa, que decrece exponencialmente y el de corriente alterna que se mantiene constante respecto al tiempo.

La corriente asimétrica se origina cuando al inicio del cortocircuito la onda de tensión pasa por el valor cero. En este instante, por tratarse de un circuito inductivo, la onda de corriente aparece atrasada 90° , y la corriente al no poder alcanzar su valor máximo por la inercia que representa el circuito inductivo, presenta un desplazamiento del eje de las abscisas en forma exponencial.

5) *Capacidad de cierre en cortocircuito*

Este valor caracteriza la capacidad de un interruptor para cerrar sus contactos en condiciones de cortocircuito en el sistema.

6) *Máxima duración de la corriente de cortocircuito o corriente nominal de tiempo corto*

La corriente nominal de tiempo corto de un interruptor es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin sufrir daño para intervalos de tiempos cortos especificados. Estas corrientes se expresan por lo general en kiloamperes para un periodo de 1 seg ó 4 seg.

7) *Ciclo de operación nominal*

El ciclo de operación de un interruptor consiste de un número de operaciones establecidas con intervalos de tiempos dados.

3.4 Clasificación de interruptores

Es necesario favorecer la extinción del arco e inmediatamente después la recuperación del aislamiento (rigidez dieléctrica) entre los contactos mismos de manera que la rigidez dieléctrica entre estos sea superior a la tensión de reestablecimiento. Para facilitar la extinción del arco se busca aumentar artificialmente la separación y disminuir la temperatura.

La recuperación de la rigidez dieléctrica se obtiene alejando lo más rápidamente posible los contactos sustituyendo el gas ionizado producto del arco eléctrico, con algún material aislante, este material puede ser, aire comprimido a una presión determinada o algún otro tipo de gas a presión como por ejemplo el hexafluoruro de azufre (SF_6), puede ser también aceite mineral o bien se puede crear el vacío.

De acuerdo a lo anterior, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

a. Gran volumen de aceite

Fueron los primeros interruptores empleados en alta tensión y que utilizan el aceite para la extinción del arco. En este tipo de interruptor la interrupción producida calienta el aceite causando una formación de gas muy intensa que, aprovechando el diseño de la cámara, empuja un chorro de aceite a través del arco, lo cual provoca su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

Cada polo tiene doble cámara interruptiva conectadas en serie, lo cual facilita la ruptura del arco al repartir la caída de tensión según el número de cámaras. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara, se utilizan resortes, y para limitar el golpe que se produciría al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

b. Pequeño volumen de aceite

Este tipo tiene forma de columna, en general, se usa en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior, utiliza materiales sólidos para el aislamiento y sólo el aceite suficiente para el enfriamiento del arco.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presencia de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

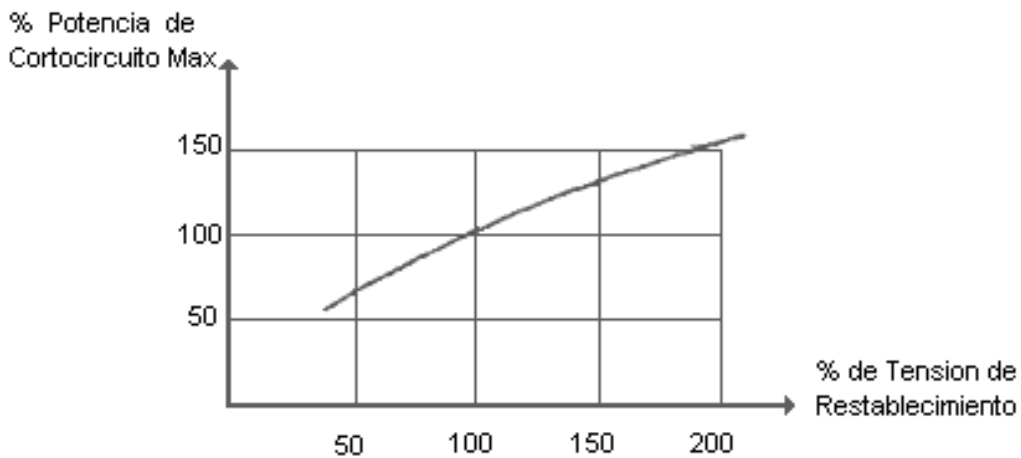


Fig. 3.3 Curvas de potencia de cortocircuito – tensión de restablecimiento

El desarrollo de los gases de extinción depende más de la corriente que de la tensión, lo que origina que la corriente de cortocircuito aumente constantemente con la tensión, como se puede observar en la figura 3.3, que relaciona la potencia máxima de cortocircuito en por ciento con la tensión de restablecimiento también en por ciento.

c. Neumáticos (aire comprimido)

Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores. En este tipo de interruptores la extinción del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg/cm² dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor. Por otra parte se sustituye rápidamente el gas ionizado de manera que se recuperan de forma inmediata las características dieléctricas entre los contactos evitando así posibles rearqueos ya que se soporta la tensión transitoria de restablecimiento.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de tres ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores a los casos anteriores.

d. Hexafloruro de azufre

Son aparatos cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafloruro de azufre (SF_6), que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista del mantenimiento.

Este tipo de interruptores no son utilizados en sistemas eléctricos de distribución, ya que se fabrican para tensiones de 115kV hasta 800kV.

e. Vacío

Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la poca inercia de sus contactos y a su corta distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro lado de la cámara.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío no se produce ionización y por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que este se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

En estos interruptores, el arco se produce a través del vapor metálico. El vapor se obtiene al abrirse las cavidades que se introducen en el metal de los electrodos a la hora de su fundición y se desprende con la fusión del material producido por el arco.

El vapor metálico controla el arco y su dosificación en la aleación regula la intensidad del mismo, evitando que si hay un valor excesivo se provoque un reencendido y si el valor es mínimo se produce una sobretensión elevada. El control del vapor metálico generado es la característica importante de este interruptor.

3.5 Tipos de fallas en interruptores

a) *Falla en terminales*

Dentro de esta categoría se considera a todas las fallas pegadas al interruptor. En este caso la oscilación de la tensión se amortigua por la resistencia propia del circuito de potencia y su frecuencia [fo] depende de los valores de la inductancia y de la capacitancia del lado de la fuente, es decir:

$$f_o = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad \dots (1)$$

b) *Falla en una línea corta (falla kilométrica)*

Este tipo de falla hace crítico el comportamiento de los interruptores, principalmente cuando ocurre entre los 3 y 5 km de distancia del interruptor. De ahí el nombre de falla kilométrica. En este caso, la tensión de restablecimiento está dada por la diferencia de tensión entre el lado de la fuente y el lado de la línea, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental. Los primeros ciclos de la tensión transitoria tienen forma de diente de sierra, y como la velocidad de crecimiento de los dientes es grande, esto ocasiona esfuerzos muy grandes en el dieléctrico del interruptor. En cambio, la magnitud de la corriente durante esta falla es menor que en el caso anterior.

c) *Apertura en oposición de fases*

Se produce cuando una conexión de fase equivocada, al cerrar el interruptor, cierra contra un cortocircuito directo, lo que provoca una apertura violenta, llegando a producirse una sobretensión de hasta tres veces la tensión normal de fase a neutro, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental.

d) *Apertura de pequeñas corrientes inductivas*

En el caso típico de la apertura de un transformador excitado de un banco de reactores. La apertura de estas corrientes puede provocar la llamada "falla evolutiva" que en un interruptor puede llegar a ser bastante grande, como se analiza en el inciso siguiente.

Las corrientes inductivas son reducidas por el interruptor antes de pasar la onda por cero, pero debido a la energía almacenada en la inductancia del transformador, se generan sobretensiones que producen el reencendido del arco, siendo los picos de sobretensión que aparecen antes de que se origine el reencendido, lo que más daña al interruptor.

e) Falla evolutiva

Se produce cuando al abrir un circuito inductivo aparece la sobretensión que puede provocar el arqueado de los aisladores exteriores, lo cual a su vez pone en cortocircuito la inductancia del transformador, liberándose una onda viajera entre el transformador y el interruptor que provoca el reencendido del interruptor, volviendo a reaparecer la corriente de cortocircuito. En el momento en que ocurre esto, los contactos del interruptor se encuentran en proceso de apertura y separados una cierta distancia. Al reiniciarse el arco, con la corriente de cortocircuito, se eleva la presión dentro del interruptor alcanzando un valor tan grande que puede producir la explosión del mismo.

3.6 Protección contra sobrecorrientes

Para llevar a cabo una correcta protección de un sistema eléctrico es necesario conocer todos los parámetros del mismo, tales como frecuencia, corriente, tensión, niveles de cortocircuito, equipo conectado, si el sistema es aéreo o subterráneo, etc. Ya que en caso de un disturbio en el sistema significa que uno o varios de los parámetros se encuentran fuera de los límites especificados, por está razón el objetivo del sistema de protección es supervisar estos límites y minimizar el disturbio, asegurando un máximo de disponibilidad del suministro de energía, con un máximo de seguridad para las personas y para el equipo.

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes empleados generalmente en un sistema de distribución son: interruptores, relevadores, restauradores, seccionalizadores y fusibles; los cuales deben tener una coordinación adecuada para lograr una buena protección contra sobrecorrientes en el sistema de distribución. La finalidad de la coordinación de los dispositivos es aislar una línea o un equipo fallado de la parte del sistema sin falla con la mayor rapidez posible y minimizar la magnitud del disturbio.

Uno de los dispositivos de protección más importantes en los sistemas de distribución es el interruptor. Como se menciona en este capítulo, es un dispositivo de apertura o cierre mecánico, capaz de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debidas a fallas en el sistema. Los interruptores pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores.

3.6.1 Relevadores de sobrecorriente

Los relevadores son los dispositivos que sirven para detectar las condiciones de operación de la red y ordenar el cierre o apertura de los interruptores; como estos últimos, se consideran en general dentro del equipo de las subestaciones dado su tamaño, costo y valores nominales. En general, todos los relevadores de sobrecorriente son del tipo electromecánico, aunque en la actualidad se han desarrollado del tipo de estado sólido.

La señal que reciben es mediante transformadores de corriente (TC) alojados en las boquillas de los interruptores, con relaciones tales como 600:5, 1200:5, etc.

Todo relevador de sobrecorriente posee una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso, lo que significa que el relevador opera lentamente ante valores bajos de sobrecorriente, y conforme la sobrecorriente se incrementa el tiempo de operación disminuye. Mediante unas modificaciones se logra obtener diversas curvas tiempo-corriente en los relevadores.

Un relevador auxiliar autocontenido es incorporado dentro de la caja del relevador de tiempo para compartir la corriente que debe manejar el contacto móvil, además de accionar una “bandera” indicadora. Asimismo, al relevador de tiempo se le incorpora un relevador de disparo instantáneo, ajustado para valores más elevados, respecto a los que reconoce la unidad que opera con retraso de tiempo. Dicha unidad esta diseñada para responder ante altas corrientes de cortocircuito, mientras que la unidad con retardo de tiempo responde preferentemente a sobrecorrientes por sobrecarga y ante bajas corrientes de cortocircuito.

Es importante destacar tres tiempos en la operación de los relevadores:

- a) Para la unidad con retardo de tiempo: el tiempo de disparo.
- b) Para la unidad instantánea: un tiempo de disparo menor al anterior debido a muy altas corrientes de cortocircuito.
- c) Para la unidad de retardo de tiempo: el tiempo de restablecimiento, que es el tiempo que transcurre hasta que el contacto móvil regresa a su posición normal u original.

Los relevadores de sobrecorriente en la subestación pueden identificarse mediante el código de número NEMA (National Electrical Manufacturers Association):

Nº de código	Descripción
50-1	Relevadores de sobrecorriente entre fases, cuya respuesta es instantánea ante magnitudes de corriente elevadas.
51-1	Relevadores de sobrecorrientes entre fases (ajuste de tiempo), para detectar sobrecorrientes (cuyo valor se atenúa por la impedancia de la línea) hacia el punto más alejado de la subestación o bien para detectar sobrecargas.
50-N	Relevador de sobrecorriente a tierra (instantánea).
51-N	Relevador de sobrecorriente a tierra (unidad de tiempo) para detectar cortocircuito a tierra, desbalanceo de carga, discontinuidad de una o dos fases, proporcionar respaldo a los relevadores para falla entre fases por la ubicación residual que guarda respecto a ellos; detección de fallas a tierra a través de una impedancia.

Tabla 3.3 Código de número NEMA para relevadores de sobrecorriente

Se puede concluir que el interruptor es un equipo de protección cuya función es efectuar la apertura o cierre de circuitos eléctricos diseñado para operar con carga o bajo condiciones de falla; en este último caso, su operación queda sujeta a los relevadores, que son el medio para registrar situaciones anormales (sobrecarga, falla, etc.) y ejercer una acción de mando sobre el interruptor.

Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.



Fig.3.4 Circuito elemental de protección por sobrecorriente

3.6.2 Fusibles

El fusible es un dispositivo de protección que opera cuando una sobrecorriente pasa por él y pone en peligro los equipos o instalaciones del sistema eléctrico, producida esta sobrecorriente por sobrecargas o cortocircuito. Por tanto, las funciones de los fusibles serán fundamentalmente aislar la porción del circuito en disturbio del resto del alimentador sin falla e impedir el daño de los equipos instalados en el mismo.

Los fusibles se emplean en aquellas partes de una subestación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente. Probablemente es el dispositivo más confiable que puede proporcionar las funciones básicas requeridas y se espera además, que permanezca confiable durante quince o veinte años y sin mantenimiento. La selección adecuada de un fusible debe considerar:

- Proteger a los equipos del circuito bajo cualquier condición de sobrecorriente que los pueda dañar.
- En condiciones normales de operación el fusible no debe operar.
- Si dos o más fusibles se encuentran instalados en serie y se presenta una falla, únicamente deberá operar el que se encuentre más cercano a este punto.

Para que un fusible esté diseñado adecuadamente y se funda en el tiempo especificado para una determinada corriente es necesario conocer sus características de operación.

Tiempo de fusión

Es el tiempo necesario para que el elemento fusible se funda, se inicia en el momento en que una sobrecorriente circula a través del fusible y termina cuando aparece el arco de energía.

Tiempo de extinción del arco

Es el tiempo necesario para extinguir el arco; se inicia en el momento en el que se funde el elemento fusible y termina cuando la falla es aislada.

Tiempo de despeje

Es el tiempo que necesita un fusible para interrumpir una sobrecorriente, iniciándose al presentarse una sobrecorriente y terminando cuando es aislada.

Valor nominal de corriente

Es la corriente que el fusible puede conducir continuamente sin deterioro bajo condiciones especificadas de uso.

Corriente mínima de fusión

Se define como el valor de corriente más bajo que causa la fusión del elemento fusible en un tiempo infinito, en la práctica es la corriente que causa la fusión del elemento en unas cuantas horas.

Sobrecorriente

Cualquier corriente que sea mayor a la corriente mínima de fusión.

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

Fusible de Expulsión

Estos aprovechan la generación y expulsión de un gas a alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido a continuación de la fusión del elemento fusible, provoca la extinción del mismo conforme a la figura 3.5, que muestra la relación corriente-tensión-tiempo, en la interrupción de un fusible de expulsión.

De este tipo de fusible son los de ácido bórico, sustancia que es el elemento generador de gas, y que tienen como ventaja que son recargables, utilizando para ello pastillas de ácido bórico comprimido.

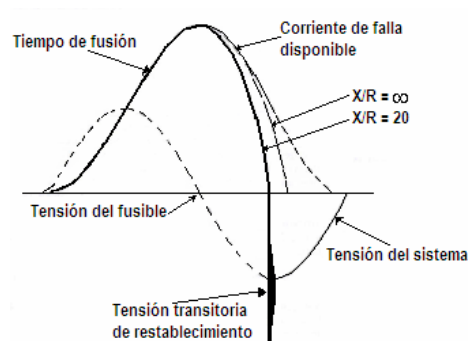


Fig. 3.5 Oscilograma de un fusible de expulsión

Fusible limitador de corriente

Este tipo de fusible tiene doble acción, por un lado reduce la corriente de falla debido a la característica de introducir una resistencia elevada en el circuito y por otro, debido al incremento de la resistencia pasa de un 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.

El elemento fusible consta de uno o varios elementos de plata en forma de alambre o cinta perforada. Estos elementos van enrollados helicoidalmente sobre un cilindro de porcelana. El espacio entre el soporte y el tubo esta relleno de arena de Sílice. Al calentarse el elemento de plata se empieza a fundir en diferentes puntos, produciendo un gran número de pequeños arcos eléctricos en serie que, unidos a la alta resistencia del circuito, acaban por eliminar la corriente.

En la figura 3.6 se muestran las curvas de corriente-tensión-tiempo de un fusible limitador de corriente.

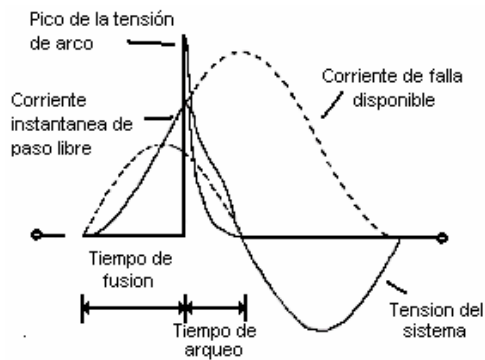


Fig.3.6 Oscilograma de operación de un fusible limitador de corriente

3.6.3 Seccionalizadores y restauradores

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (generalmente son cuatro) después de la cuarta apertura queda en posición de abierto definitivamente. Cuando un restaurador detecta una situación de falla abre en un ciclo y medio. Esta rápida operación de apertura disminuye la probabilidad de daño a los equipos instalados en el circuito.

Los restauradores se pueden usar en cualquier parte del circuito primario de distribución. Los lugares más lógicos para su empleo son:

- En la subestación de potencia que alimenta los circuitos de distribución.
- Sobre la troncal, para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla al extremo del alimentador.
- En los puntos donde se unen las derivaciones con los troncales.

El restaurador debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del restaurador debe ser igual o mayor que la corriente máxima de cortocircuito en el punto donde se instala el restaurador. La capacidad nominal de condición del restaurador debe ser igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

La incorporación de un seccionalizador en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona de disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto afectan solamente a los usuarios conectados a esa derivación.

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras que el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor a un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción.

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por él o ésta disminuye debajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado en un lapso de tiempo el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor.

3.7 Mantenimiento

La necesidad de comprobación del interruptor no depende tanto del tiempo como de los esfuerzos a los que se ve sometido, es decir, de la frecuencia con que trabaja y del entorno. El mantenimiento adaptado a las condiciones proporciona buenas posibilidades de aumentar la fiabilidad y reducir los costos, pero requiere buenos métodos de diagnóstico.

Muchos interruptores tienen una vida de servicio más larga de la esperada. Si se puede establecer que el interruptor se encuentra en buenas condiciones, podrá usarse el interruptor durante otra temporada, en vez de reemplazarlo. Esta decisión requiere también buenas posibilidades de diagnóstico.

3.7.1 Prueba de resistencia de contactos

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de tensión, generación de calor, pérdidas de potencia, etc. La prueba de resistencia de contactos se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables, como es el caso de los interruptores.

Esta prueba sirve para determinar la resistencia entre los contactos de cualquier tipo de interruptor. Su medición muestra el calentamiento esperado en el contacto considerado, así como la verificación del ajuste de los contactos de los interruptores.

Para la determinación de la resistencia, se pueden utilizar dos métodos de medición, uno por caída de tensión, en milivolts a través de los contactos, y otro que proporciona directamente el calentamiento de los contactos, obteniendo los miliwatts RI^2 que disipan éstos al paso de la corriente nominal.

Cualquiera de los dos métodos lleva a encontrar la resistencia de los contactos, para lo cual existen diferentes aparatos, que a partir de una fuente de corriente directa miden los miliamperes, que son leídos directamente en una escala, cuyas unidades estas dadas directamente en miliohms.¹⁶

Las lecturas medidas con el aparato deberán comprobarse con los datos de pruebas del fabricante del que se trate, para determinar que los resultados obtenidos en la medición efectuada en el campo sean correctos, aunque en casos generales, se aceptan lecturas con valores máximos de alrededor de 30 microohms.

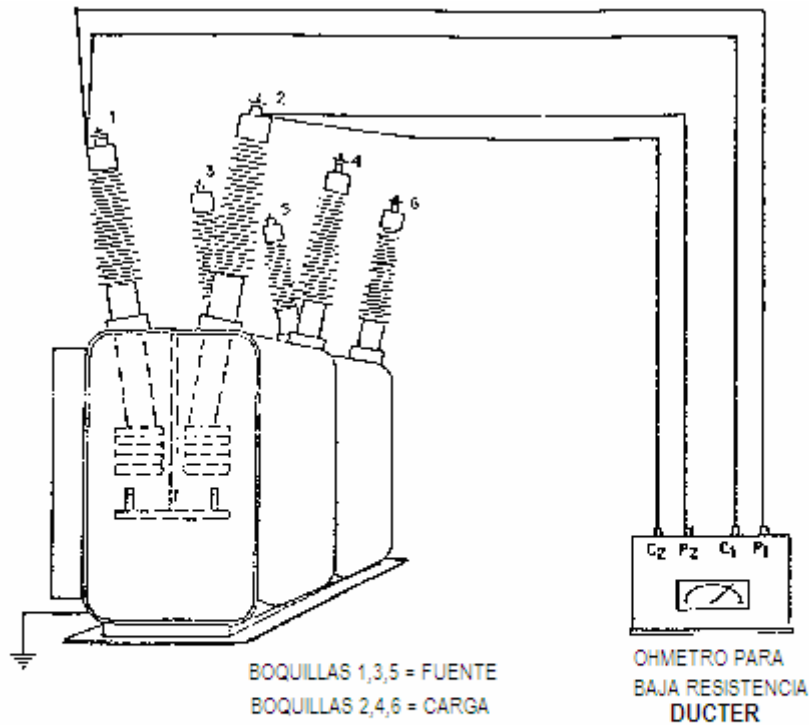
¹⁶ El equipo que se utiliza para la prueba de la resistencia de contactos es un óhmetro de baja resistencia, también llamado micro-óhmetro o Ducter.

Recomendaciones para realizar la prueba

- a) El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en posición cerrada.
- b) Se debe de aislar la inducción electromagnética, ya que esta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- c) Limpiar perfectamente bien los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba para que no afecten la medición.

Conexiones para realizar la prueba

En la figura 3.7 se ilustran las conexiones del circuito de prueba para la medición de resistencia de contactos.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	RESIST. CONTACTO FASE A
2	3	3	4	4	RESIST. CONTACTO FASE B
3	5	5	6	6	RESIST. CONTACTO FASE C

Fig. 3.7 Conexiones de la prueba de resistencia de contacto

Interpretación de resultados

La resistencia de contactos varía de acuerdo al fabricante y las lecturas medidas con el aparato deberán compararse con los datos de prueba de éste, para determinar que los resultados obtenidos en la medición efectuada en campo sean correctos, aunque en casos generales se aceptan lecturas con valores de alrededor de $30\mu\Omega$.

Los valores de puesta en servicio sirven de referencia para pruebas posteriores. En algunos equipos el fabricante proporciona estos valores en milivolts de caída de tensión, por lo que será necesario hacer la conversión a microohms.

Para interruptores en gran volumen de aceite los valores son del orden de 100-300 $\mu\Omega$. Para tipos de interruptores como: vacío, pequeño volumen de aceite y SF6 un valor de resistencia de contactos de 30-100 $\mu\Omega$ se considera aceptable; estos datos son un promedio de diferentes valores proporcionados por fabricantes de interruptores.

3.7.2 Prueba de resistencia de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de potencia es importante para determinar el estado que guardan sus aislamientos eléctricos, de tal manera que pueda soportar las tensiones nominales y de prueba.¹⁷

Dicha resistencia está dada por el valor en $M\Omega$ que presenta un aislamiento al aplicarle una fuente de tensión de corriente directa, durante un tiempo determinado, que produce una corriente de fuga en el aislamiento. Dicha componente esta formada por las siguientes componentes: capacitiva, absorción y conducción, mencionadas en el capítulo II referente a transformadores.

En los interruptores de gran volumen de aceite se tienen elementos aislantes de materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y algunos otros que intervienen en el soporte de las cámaras de arqueo; también la carbonización causada por las operaciones del interruptor ocasiona contaminación de estos elementos y por consiguiente una reducción en la resistencia de aislamiento. La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a otros tipos de interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF6 en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento.

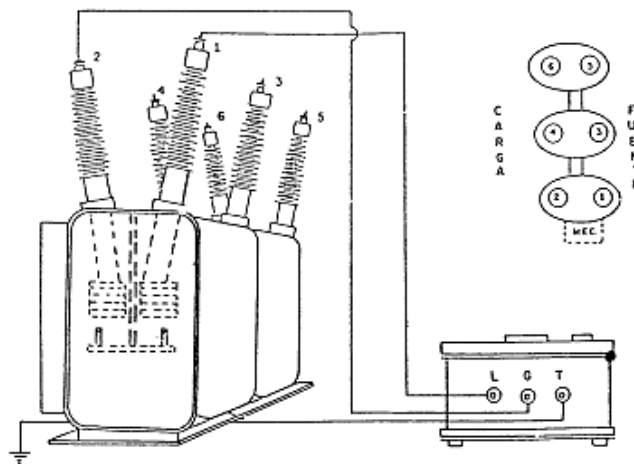
¹⁷ Especificación CFE V5000-15 "Interruptores de Potencia para Distribución de 15.5 a 123kV".
IEC-56 "High-Voltage Alternating Current Circuit-Breakers."
ANSI C37 "Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers".

Recomendaciones para realizar la prueba

- Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- Conectar el tanque o la estructura a la terminal de tierra del medidor.
- Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

Conexiones para realizar la prueba

En la figura 3.8 se muestran las conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento.



PRUEBA	POSICIÓN INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		L	G	T	
1	ABIERTO	1	2	Tq	B1
2		2	1	Tq	B2
3		3	4	Tq	B3
4		4	3	Tq	B4
5		5	6	Tq	B5
6		6	5	Tq	B6
7	CERRADO	1-2	-	Tq	B1-2, Be, A, AT
8		3-4	-	Tq	B3-4, Be, A, AT
9		5-6	-	Tq	B5-6, Be, A, AT

B=Boquilla Be=Barra Elevadora A=Aceite AT=Aislamiento Tanque Tq=Tanque

Fig. 3.8 Conexiones de la prueba de resistencia de aislamiento

Interpretación de resultados

Las lecturas de resistencia de aislamiento en interruptores por lo general son altas sin tener absorción ni polarización, por estar constituido su aislamiento en mayor parte por porcelana; una lectura baja es indicación de deterioro del mismo.

En interruptores de gran volumen de aceite los valores típicos de aislamiento deben ser de 10,000M Ω a temperatura ambiente. Si este es inferior, se deben efectuar pruebas dieléctricas al aceite aislante. Si los valores de prueba del aceite aislante resultan inferiores a los recomendados, se deberá reacondicionar o reemplazar el mismo. Si persisten los valores bajos de resistencia de aislamiento, se debe efectuar una inspección interna al interruptor para investigar y corregir las causas que originan la baja resistencia del aislamiento. Las causas pueden ser contaminación en los aislamientos internos como la barra elevadora, el cartón aislante y cámaras de interrupción o altas pérdidas dieléctricas en las boquillas, que pueden ser determinadas con las pruebas de factor de potencia.

En Interruptores en bajo volumen de aceite, un bajo valor de aislamiento, puede ser originado por: contaminación del aceite aislante, altas pérdidas dieléctricas en los aislamientos, soportes o aislamiento de las cámaras de interrupción.

En los interruptores en vacío y SF₆, el aislamiento está formado por las boquillas y aislamientos soportes, los bajos valores de aislamiento se deben al deterioro de alguno de ellos.

Para interruptores monopolares, los valores de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100,000M Ω si los componentes aislantes están en buenas condiciones; para casos de valores bajos de aislamiento, se requieren pruebas de factor de potencia para complementar el análisis de las condiciones del aislamiento.

3.7.3 Prueba de tiempo de cierre y apertura

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de interrupción de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases. Lo anterior permite comprobar si estas características se mantienen durante su operación dentro de los límites permitidos o garantizados por el fabricante o bien lo establecido por las normas¹⁸ correspondientes, de no ser así, será posible programar ajustes al interruptor para recuperar sus valores o límites originales; ya que de no cumplir con lo estipulado al efectuar maniobras se pueden producir sobretensiones.

El principio de esta prueba está basado en una referencia trazada sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los diferentes contactos de un interruptor se tocan o separan, a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite entonces medir en tiempo y secuencia los eventos anteriores.

Tiempo de apertura

Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo hasta el instante en que los contactos de arqueo son separados. Esta prueba se efectúa registrando el instante de apertura de cada una de las fases y midiendo el intervalo en cada una a partir de la señal de disparo del interruptor, independientemente del número de cámaras o contactos en serie por fase; en el caso de varios contactos en serie se registra el instante en que se abre el primer par, de esta misma prueba puede obtenerse además la simultaneidad entre fases del interruptor en la apertura.

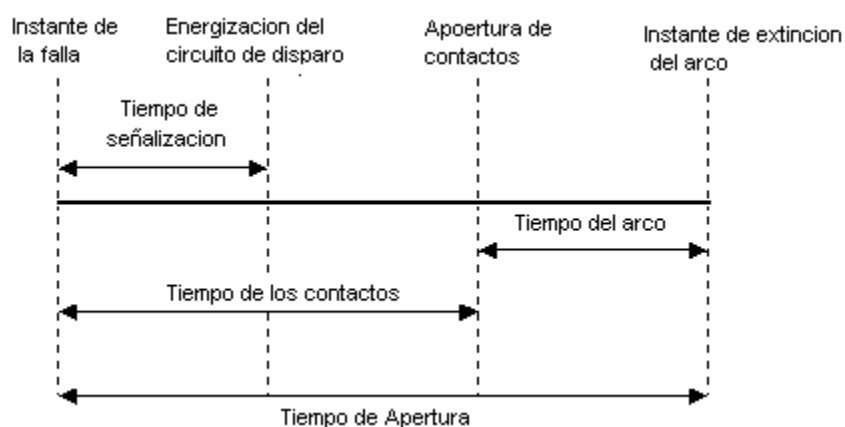


Fig. 3.9 Determinación del tiempo de apertura

¹⁸ Las pruebas descritas se realizan a los interruptores para cumplir con lo indicado en la norma IEC-56.

Tiempo de cierre

Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos. Esta prueba se efectúa al interruptor registrando el instante de cierre de cada una de las fases y midiendo el intervalo de cada una, a partir de la señal de cierre del interruptor, la cual también se registra. Esta prueba también es independiente del número de cámaras o contactos en serie por fase, ya que se miden las tres fases completas. En el caso de varios contactos en serie por fase, se registra el instante en que se cierra el último par de contactos y en el caso de interruptores dotados de resistencias de inserción, por lo general existe una diferencia entre los tiempos de cierre o apertura hasta el momento en que los contactos primarios de arqueo se tocan o separan y el tiempo hasta el momento en que los contactos auxiliares en serie con las resistencias se tocan o separan.

Pruebas normales

Las pruebas o mediciones que a continuación se indican son aquellas que se consideran normales, tanto para mantenimiento como para puesta en servicio de un interruptor.

1. Determinación del tiempo de apertura.
2. Determinación del tiempo de cierre.
3. Determinación del tiempo cierre - apertura en condición de (trip - free) o sea el mando de una operación de cierre y uno de apertura en forma simultánea, se verificará además el dispositivo de antibombeo.
4. Determinación del sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como en apertura.
5. Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de inserción, ya sean estos para apertura o cierre.
6. Determinación de los tiempos de retraso en operación de recierre si el interruptor está previsto para este tipo de aplicación, ya sea monofásico o trifásico.

Las tres primeras pruebas son aplicables a todo tipo de interruptor mientras que las tres últimas son aplicables a tipos específicos; la prueba 4 se realiza a interruptores multi - cámaras, la prueba 5 a interruptores dotados de resistencia de inserción y la prueba 6 a equipos aplicados en recierre.

Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición.
- b) Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

Conexiones para realizar la prueba

Las conexiones entre el equipo de prueba y el interruptor por probar, están determinadas en el instructivo de cada equipo de prueba en particular y conocimientos del arreglo físico de las cámaras y contactos del interruptor, así como las funciones del circuito de control de cierre y apertura. La figura 3.10 muestra las conexiones de prueba.

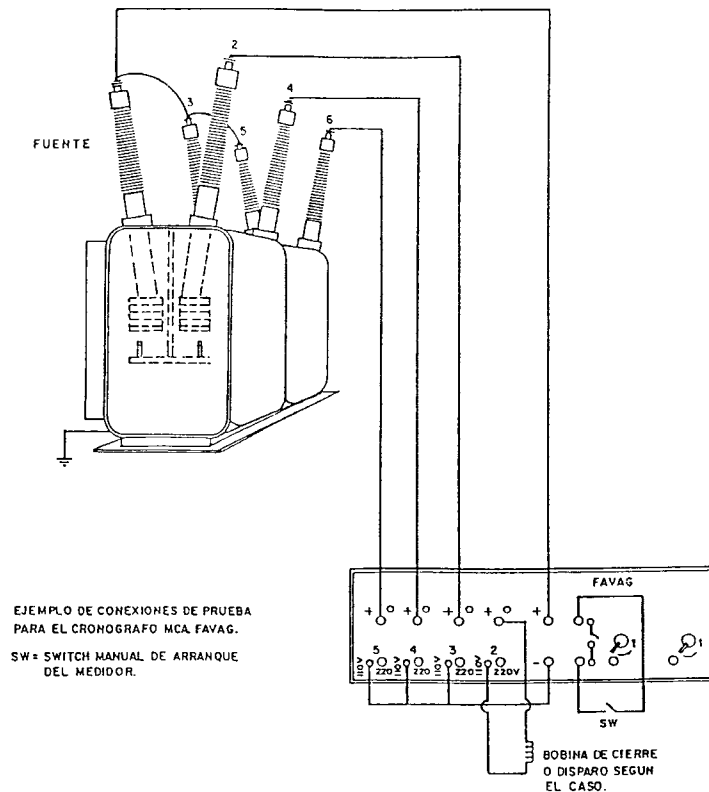


Fig. 3.10 Conexiones para la prueba de tiempos de cierre – apertura

Interpretación de resultados

La prueba indica las condiciones de operación del mecanismo de los contactos de los interruptores detectando si hay excesiva fricción en las operaciones de cierre y apertura, si los resortes de aceleración están mal ajustados o si los amortiguadores de fin de carrera producen rebote en las crucetas.

La señal de referencia de los equipos de medición debe tener la frecuencia base del sistema o bien tomar una frecuencia conocida para analizar la velocidad de apertura y cierre del interruptor.

Existen básicamente dos tipos de instrumentos¹⁹ de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos en los cuales una señal eléctrica sobre una bobina, actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre el papel tratado en su superficie, y los que utilizan galvanómetros que accionan varias veces el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre un papel fotosensible; en ambos tipos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante, como se muestra en la figura 3.11.

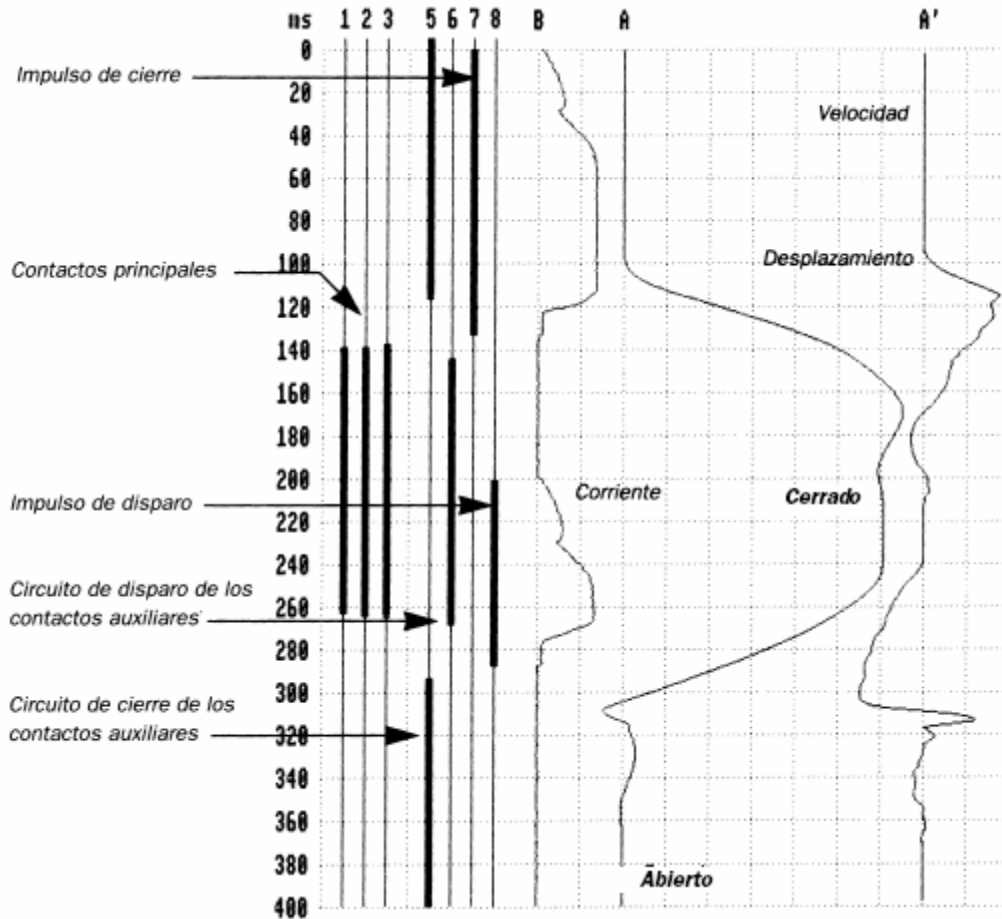


Fig.3.11 Gráfica de tiempos del interruptor (cierre y apertura).

Los datos obtenidos sirven para que en el curso de vida de los interruptores, se detecte el desgaste de sus partes con base en las pruebas nuevas, que se comparan con las iniciales de puesta en operación; ya que los tiempos de cierre y apertura de un interruptor son una característica propia de cada fabricante.

¹⁹ El equipo utilizado para obtener la gráfica es un Analizador de Interruptores que mide los ciclos de tiempos de interruptores.

Los interruptores se clasifican por su tiempo de interrupción en interruptores de 8, 5 y 3 ciclos. Los tiempos de cierre son generalmente más largos que los de apertura y su importancia es relativamente menor, puede variar dependiendo del tipo de interruptor, su mecanismo y el tamaño de sus partes en movimiento, por lo general los tiempos de cierre son del orden de 6 a 16 ciclos. La tabla 3.2 describe los tiempos máximos de interrupción y cierre.

La simultaneidad entre fases y entre contactos de una misma fase, es la máxima diferencia entre los instantes que se tocan los contactos durante el cierre o entre los instantes en que se separan durante la apertura, no deberá de exceder de 1/2 ciclo en base a la frecuencia nominal. La simultaneidad de tiempos de operación entre el primero y el último polo del interruptor deben ser: máximo 3ms en operación de cierre y máximo 2ms en operación de apertura.²⁰

3.7.4 Prueba de factor de potencia

Esta prueba indica la calidad de un aislamiento sobre todo en lo referente a la detección de humedad y otros contaminantes, como mide la relación de pérdidas, el factor de potencia es independiente de la cantidad del aislamiento bajo prueba.

El aislamiento se somete a una tensión de corriente alterna. Como el aislamiento de un aparato es en sí dieléctrico de un capacitor, cuyo circuito equivalente se puede representar por una resistencia R en paralelo con un capacitor C, por tanto el factor de potencia de un aislamiento es la relación de la resistencia a la impedancia.

El factor de potencia se mide aplicando una tensión al aislamiento y midiendo la corriente y la potencia de pérdida, que a su vez provoca el calentamiento del aislamiento que lo va degradando.

Al efectuar las pruebas de factor de potencia intervienen las boquillas o soportes aislantes y los otros materiales que forman parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF₆, vacío, etc.). Para efectuar la prueba de factor de potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares, con el interruptor abierto intervienen las pérdidas en boquillas y en el aceite aislante. Esto es para el caso de interruptores de gran volumen de aceite.

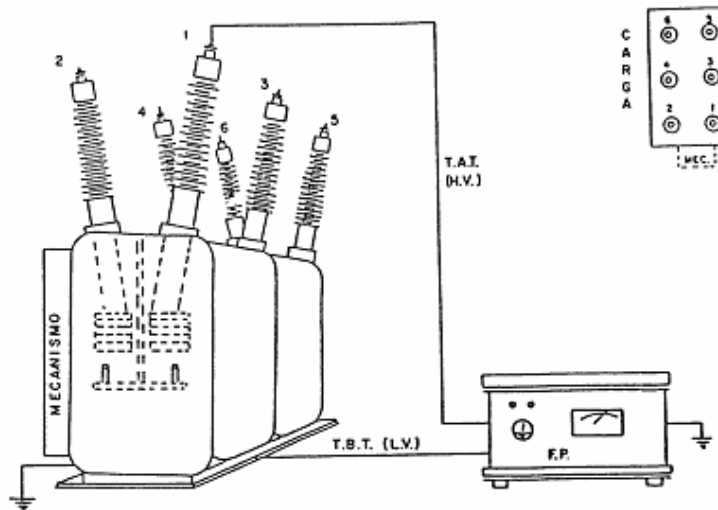
²⁰ Simultaneidad en la operación de los polos según Especificación CFE V5000-15.

Recomendaciones para realizar la prueba

- a) Limpiar la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Se recomienda efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

Conexiones para realizar la prueba

En la figura 3.12 se ilustra el diagrama de conexión del circuito de prueba del factor de potencia para interruptores.



PRUEBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		T, A, T	T, B, T	SELECTOR	
1	ABIERTO	1	Tq	GROUND	B1
2	-	2	Tq	-	B2
3	-	3	Tq	-	B3
4	-	4	Tq	-	B4
5	-	5	Tq	-	B5
6	-	6	Tq	-	B6
7	CERRADO	1-2	Tq	-	B1-2 Be, A, AT
8	-	3-4	Tq	-	B3-4 Be, A, AT
9	-	5-6	Tq	-	B5-6 Be, A, AT

B=BOQUILLA Be=BARRA ELEVADORA A=ACEITE AT=AISLAMIENTO TANQUE Tq=TANQUE

Fig. 3.12 Conexiones de la prueba de factor de potencia

Interpretación de resultados

Para la interpretación de resultados de factor de potencia en los interruptores de gran volumen de aceite, se recomienda analizar y comparar las pérdidas dieléctricas que resulten de las pruebas con interruptor en posición de abierto y cerrado.

La comparación de las pérdidas obtenidas en la prueba con el interruptor cerrado y la suma de las pérdidas de la misma fase con interruptor abierto, se utilizan para analizar las condiciones del aislamiento, se le denomina índices de pérdidas del tanque.

Si existen diferencias de pérdidas entre interruptor abierto y cerrado de +9 a +16 MW se debe verificar que tanto las barras elevadoras, el aceite del tanque, el aislamiento del tanque como los aislamientos auxiliares se encuentren en buenas condiciones de operación. Para diferencias mayores de +16 MW, se debe revisar lo más pronto posible las guías elevadoras, el aceite y el aislamiento del tanque.

Para diferencias de -9 a -16MW se deberán verificar la guía ensamble y el aislamiento de ensamble de contactos.

Para diferencias menores de -16MW, deberán verificarse lo antes posible la guía ensamble y aislamiento de ensamble de contactos. Los valores mencionados anteriormente corresponden para tensiones de 2.5kV.

Para pruebas con tensión de 10kV los índices de pérdidas del tanque fluctúan de 0.06 - 0.1, para interruptores tipo columna las pérdidas deben ser del orden de 0.11 - 0.02W a 10kV y para pruebas con tensión de 2.5kV las pérdidas deben ser del orden de 1.31 - 1.88mW.

Capítulo IV

Banco de baterías

Las subestaciones eléctricas de distribución cuentan con fuentes de almacenamiento de energía que pueden entregarla o absorberla del sistema eléctrico de potencia. El banco de baterías es la fuente de almacenamiento que provee a la subestación de un sistema eléctrico de respaldo para continuar con la rutina de trabajo en caso de presentarse una falla y se suspenda la energía, asegurando el suministro de energía a elementos de la subestación que no pueden permanecer sin ella; como:

- Dispositivos para accionamiento de interruptores.
- Dispositivos de protección, aviso y mando.
- Alumbrado de emergencia.
- Convertidores para corriente alterna.
- Telecomunicaciones.

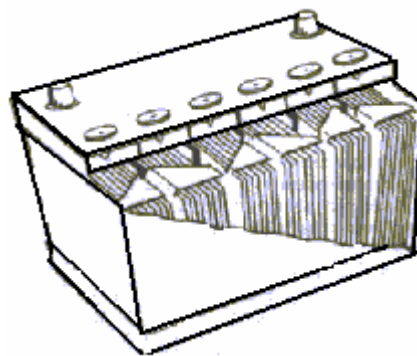


Fig. 4.1 Batería secundaria (acumulador)

Los equipos que emplean corriente continua son alimentados por rectificadores con baterías siempre dispuestas conectadas en paralelo y los equipos que emplean corriente alterna son alimentados directamente desde la red. Cuando falla la red la batería debe alimentar a los equipos de forma emergente por un tiempo limitado por ejemplo, 3 horas. En algunos casos sólo se exige un tiempo de transición de 10 minutos hasta la puesta en marcha de un generador diesel. En las subestaciones el rectificador está dispuesto para el consumo de corriente en la carga de la batería.²¹

Las cualidades principales de una batería secundaria (acumulador) son las siguientes:

- Proporciona una fuente portátil de energía eléctrica. Esta energía esta disponible en cantidad considerable para su utilización en equipo móvil o donde no puedan acceder las redes de distribución. No necesita para su montaje gran cantidad de cables.
- Es capaz de proporcionar durante cortos periodos de tiempo una gran cantidad de energía y puede recargarse a regímenes bajos durante largos periodos de tiempo. Por lo tanto, se dispone cuando sea necesario de una notable fuente de energía, sin necesidad de grandes cargas a la red de distribución o al equipo de producción de energía.
- Proporciona la fuente de energía de emergencia más segura que se conoce ya que su entrada en servicio puede ser instantánea en caso de fallo de la red de distribución normal.
- Proporciona una fuente de corriente continua pura para su utilización en laboratorio o para otros usos específicos, ya sea como fuente de alimentación particular o actuando como filtro en el sistema de alimentación.

²¹ Para el cálculo de la capacidad del banco de baterías referirse a los estándares IEEE 484 y ANSI/IEEE 1187.

4.1 Definición

En instalaciones industriales y de potencia, las baterías se instalan en grupos llamados bancos. Cada elemento de este banco es una batería de acumuladores cuya acción electroquímica de sus elementos acumuladores es reversible, es decir, una vez que la batería ha cedido su energía almacenada en la descarga, puede volver a cargarse a su estado inicial haciéndole pasar una corriente en dirección opuesta.

Los bancos de baterías estacionarios son la fuente de alimentación permanente para control, señalización y operación de equipos de desconexión automática, así como para la alimentación de relevadores estáticos en las subestaciones.

La función principal de las baterías en subestaciones eléctricas es alimentar con energía de cd al interruptor y a los circuitos de protección cuando se presenta una falla en la subestación, ya que ésta queda sin energía de ca.

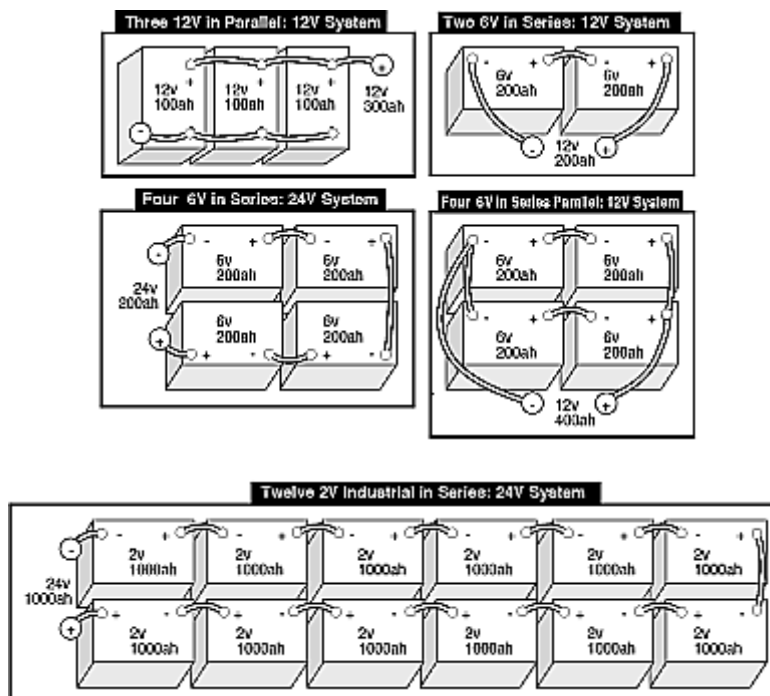


Fig. 4.2 Banco de baterías

4.2 Principio de operación de la batería

Una batería es un dispositivo que convierte la energía química contenida en su material activo directamente en energía eléctrica por medio de una reacción electroquímica de oxidación y reducción, en este tipo de reacción ocurre una transferencia de electrones de un material a otro. En una reacción no electroquímica, esta transferencia de electrones ocurre en forma directa y sólo se genera calor. Esencialmente, todas las baterías consisten en dos electrodos distintos sumergidos en una solución conductora llamada electrolito. La acción química entre los electrodos y el electrolito hace fluir la corriente de un electrodo al otro a través del electrolito cuando se conectan los electrodos a una carga externa, tal como una lámpara. En una batería, el electrodo negativo o ánodo es el componente capaz de ceder electrones, oxidándose durante la reacción; está separado del material oxidante, que es el electrodo positivo o cátodo y el que acepta electrones. La transferencia de electrones tiene lugar en el circuito eléctrico externo que conecta los dos materiales, la transferencia de carga se complementa dentro del electrolito por el movimiento de iones, no por flujo electrónico.

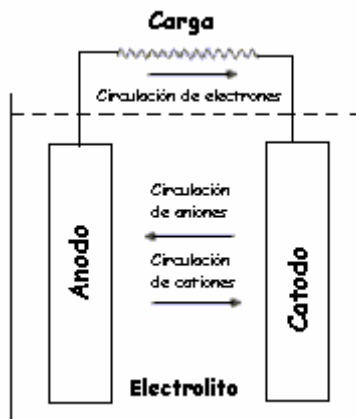


Fig. 4.3 Operación electroquímica de una batería

La unidad básica de la batería es la celda. Una batería está formada por una o más celdas, conectadas en serie o en paralelo según la tensión de salida y la capacidad. La celda consta de tres componentes principales: el ánodo (el material reductor o combustible), el cátodo o agente oxidante y el electrolito; éste último proporciona la conductividad iónica interna necesaria. Los electrolitos suelen ser líquidos, pero algunas baterías utilizan electrolitos sólidos que son conductores iónicos a sus temperaturas de operación. Además, el diseño de celdas prácticas requiere de un material separador (que sirve para separar mecánicamente los electrodos del ánodo y del cátodo) de estructuras de rejilla conductora eléctricamente o de materiales agregados a cada electrodo para reducir la resistencia interna, así como de recipientes adecuados.

La tensión nominal de la batería es la suma de las tensiones de cada una de las celdas. La tensión de una celda esta dada por:

$$V_{celda} = densidad + 0.84 \quad \dots (1)$$

Tensión	Batería Alcalina	Batería Acida (1.21 gr/ml)
Nominal	1.20	2.00
De flotación	1.40 - 1.45	2.15 – 2.23
De igualación	1.47 - 1.65	2.25 – 2.35
De descarga	1.00 o menor	1.75

Tabla 4.1 Tensiones por celda en baterías ácidas y alcalinas.²²

La capacidad teórica (Ampere-hora) de un sistema de baterías esta determinada por sus materiales activos, la energía eléctrica máxima (Watts-hora) corresponde al cambio de energía libre de la reacción. La tensión está determinada por los materiales activos seleccionados, en tanto que la capacidad en Ampere-hora está determinada por la cantidad (peso) de reactivos disponibles.²³

La capacidad de las baterías se determina en Amperes-horas (Ah). Una batería de 120Ah suministrará aproximadamente 10A durante 12hrs, 5A durante 24hrs, 20 Ampere por 6 horas, etcétera, antes de agotarse. El uso constante, cuando se toman corrientes fuertes, resulta en una vida más corta de la esperada, mientras que una descarga relativamente pequeña de corriente alarga la duración esperada.

En la práctica sólo se alcanza una pequeña fracción de la capacidad teórica, lo cual se debe no sólo a la presencia de componentes no reactivos (recipientes, separadores, electrolito) para sumarse al peso y volumen de la batería, sino a muchos factores que impiden que ésta alcance su nivel teórico.

Las baterías pueden conectarse en serie o en paralelo. La conexión en serie (llamada conexión en batería) sirve para aumentar la tensión, pero esto exige que aumente la resistencia interna. En cambio, la conexión en paralelo (o en derivación) disminuye la resistencia interna.

Los factores que determinan tensión y capacidad de una batería son los siguientes:

²² Tensiones obtenidas de IEEE 1188 “Recomendaciones prácticas para mantenimiento, pruebas y reemplazo de baterías”

²³ El peso de un gramo de material proporciona 96480 Coulombs, es decir, una carga eléctrica de 26.805Ah.

Nivel de tensión

Cuando una batería se descarga en uso, su tensión es menor que la teórica; la diferencia es ocasionada por pérdidas I^2R debidas a la resistencia de la celda y por la polarización de los materiales activos durante la descarga. La figura 4.4 muestra la descarga teórica de una batería en la curva 1, en este caso, la descarga de la batería continúa a la tensión teórica hasta que los materiales activos se consumen y se utiliza por completo su capacidad y en este momento la tensión cae a cero. En condiciones reales, la curva de descarga es similar a la curva 2. La tensión inicial es menor a la teórica y desciende a medida que se hace la descarga.

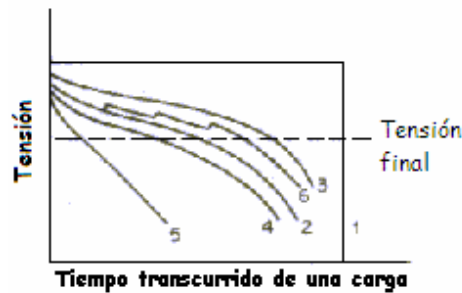


Fig. 4.4 Curvas características de descarga de baterías

Consumo de la corriente de descarga

A medida que aumenta el consumo de corriente de la batería, aumenta la caída de tensión IR , la descarga es a menor tensión y la vida de servicio de la batería suele reducirse (curva 5). A consumos extremadamente bajos de corriente es posible aproximarse a las capacidades teóricas (en dirección de la curva 3) en un periodo de descarga muy largo, el autodeterioro químico durante la descarga se convierte en factor importante y ocasiona la reducción de la capacidad.

Regulación de tensión

La regulación de tensión requerida por el equipo es la de mayor importancia. Por las curvas de la figura 4.4 es evidente que el diseño del equipo para que opere la tensión más baja posible produce la capacidad más alta y la vida de servicio más larga. Análogamente, el límite superior de tensión del equipo debe establecerse para aprovechar todas las ventajas de las características de las baterías. En algunas aplicaciones, cuando sólo se puede tolerar una variación muy pequeña de tensión, pueden emplearse reguladores de tensión para aprovechar toda la capacidad de la batería. Si se utiliza una batería secundaria junto con otra fuente de energía que se encuentre conectada en forma permanente en el circuito de operación debe tomarse en cuenta la tensión necesaria para cargar la batería. La tensión máxima disponible del cargador debe ser mayor que la tensión máxima de la carga de la batería.

4.3 Clasificación

Las baterías se clasifican como *primarias* y *secundarias*. La batería primaria contiene un electrodo que se consume al descargarse la batería, este tipo de batería se desecha finalmente o se cambia el electrodo y el electrolito para restaurar la condición de operación de la batería. Los electrodos y el electrolito de una batería secundaria también cambian químicamente al descargarse la batería, sin embargo, se puede restituir a su condición original sin cambiar los elementos enviando corriente cd a través de ella en la dirección opuesta. El proceso restablece el potencial, esta operación se conoce como carga de la batería.

4.3.1 Baterías primarias

Las baterías primarias que se usan en la actualidad son de variedades húmedas y secas, estos términos se refieren a la condición de los electrolitos. Las baterías primarias se utilizan como tensiones normales para uso de laboratorio circuitos de señales en ferrocarriles, alarmas contra incendio y robo, sistemas telefónicos y telegráficos, y sistemas de intercomunicación. La celda seca es una batería primaria que se usa extensamente en sistemas de señales y comunicaciones.

Los tipos principales de baterías primarias húmedas que se usan actualmente, junto con sus electrodos y electrolitos, son las siguientes: celda de Daniell (cobre, zinc, sulfato de cobre), celda de gravedad (cobre, zinc, sulfato de cobre), celda de Fuller (carbón, zinc, bicromato de potasio con ácido sulfúrico), celda de Lalande (cobre, zinc, sosa cáustica) y celda de Leclanché (carbón, zinc, sal amoniaco). Un recipiente de vidrio es característico de la batería primaria húmeda.

La celda seca emplea una varilla de carbón como electrodo positivo, un recipiente cilíndrico de zinc como electrodo negativo, y una solución sal amoniaco y cloruro de zinc como electrolito dentro del recipiente.

La celda se describe como seca porque el espacio entre los electrodos no se llena con un líquido, sino que contiene un recubrimiento absorbente que se satura con el electrolito. La parte superior de la celda está sellada, se desecha al agotarse.

Las ventajas generales de las baterías primarias son: vida de servicio razonablemente buena, alta densidad de energía a capacidades de bajas a moderadas, muy poco mantenimiento (o ninguno) y facilidad de uso.

4.3.2 Baterías secundarias

Las baterías secundarias se conocen comúnmente como acumuladores. Su operación es similar a las baterías primarias, sin embargo, los materiales que se usan son de tal naturaleza que se pueden restaurar mediante la carga. Los tipos de acumuladores en uso más común son los de plomo y ácido, los alcalinos de níquel y hierro, alcalinos de níquel y cadmio, alcalinos de plata y zinc, y alcalinos de plata y cadmio.

Las aplicaciones de estos acumuladores incluyen: la energía y control de emergencia, arranque de máquinas estacionarias, operación de cierre y disparo del mecanismo interruptor, energía motriz, arranque de vehículos y alumbrado de emergencia.

Las plantas eléctricas que funcionan con baterías secundarias se han usado durante mucho tiempo en granjas para el uso regular o de emergencia. Los edificios que cuentan con unidades eléctricas de emergencia impulsadas por motores diesel frecuentemente emplean baterías de arranque para hacer girar la máquina cuando falla la alimentación normal de energía del edificio. Otras, que no tienen generador impulsado por máquina, usan bancos de baterías para suministrar la energía eléctrica en situaciones de emergencia de iluminación y fuerza. Las estaciones y subestaciones eléctricas frecuentemente dependen de acumuladores para suministrar energía para la operación de los mecanismos interruptores y otras funciones de control cuando han fallado todas las otras fuentes.

Todas las baterías son similares en su construcción y están compuestas por un número de celdas electroquímicas, cada una de estas celdas está compuesta de un electrodo positivo y otro negativo además de un separador.

Acumuladores tipo plomo y ácido²⁴

La batería de plomo y ácido consiste en uno o más electrodos positivos (ánodos) de peróxido de plomo (PbO_2), una solución electrolítica de ácido sulfúrico y agua, y uno o más electrodos negativos (cátodos) de plomo esponjoso. La tensión nominal de la celda de plomo es de 2V. La capacidad depende de la cantidad de PbO_2 de las placas positivas. Las celdas de plomo ofrecen las ventajas de una tensión nominal esencialmente más elevada, rendimientos más bajos y costo más bajo. La vida estimada de estos acumuladores es de 8 a 10 años.

²⁴ IEEE 1187 e IEEE1188 “Prácticas recomendadas para la instalación y diseño de baterías tipo plomo-ácido”

Entre los inconvenientes podemos mencionar: menor duración, menor resistencia a los esfuerzos mecánicos y eléctricos, y necesidad de una mayor vigilancia. Siempre que las condiciones de funcionamiento no resulten demasiado rudas y sea posible cuidar el acumulador para lograr que dure lo suficiente, se prefiere el acumulador de plomo. Este tipo de baterías fijas sirven actualmente como recurso emergente al fallar el suministro de corriente desde la red. Aquí se pueden alimentar también de la batería consumos de corriente alterna a través de convertidores rotativos o convertidores estáticos de frecuencia eléctricos.

Acumuladores tipo alcalino²⁵

1. Alcalinos de níquel y hierro

Es un elemento acumulador cuyo elemento activo es oxihidrato de níquel (NiOOH) en la placa positiva y hierro metálico (Fe) en la placa negativa, con hidróxido potásico y agua con hidróxido de litio como electrolito. Se considera normalmente que la tensión de este acumulador es de 1.2V. Durante la descarga, la tensión llega a decrecer hasta un valor a partir del cual el acumulador ya no es eficaz para su aplicación prevista; por el contrario, durante la carga la tensión aumenta de una forma distinta durante la misma hasta alcanzar un valor máximo que depende de la intensidad de carga.

El acumulador ferro-níquel, llamado también acumulador Edison, se caracteriza por su gran solidez y larga vida. Es resistente mecánicamente y tolera un tratamiento rudo, requiere poca vigilancia, no se perjudica por los cortos circuitos, no sufre daños si se deja descargar por completo aún cuando quede largo tiempo en dicho estado y soporta excesos de carga y descarga (hasta una temperatura, en el electrolito, de 45°C). De ahí que este tipo de acumulador se prefiere a los de plomo, cuando las condiciones de funcionamiento han de ser duras.

2. Alcalinos de níquel y cadmio

Es un sistema formado por hidróxido de níquel, hidróxido de potasio y cadmio metálico. Exteriormente tienen la misma forma y tamaño de las pilas. Interiormente tienen dos electrodos, el de cadmio (negativo) y el de hidróxido de níquel (positivo), separados entre sí por un electrolito de hidróxido de potasa. Poseen ciclos de vida múltiples, presentando la desventaja de su relativamente baja tensión. Pueden ser recargadas hasta 1000 veces y alcanzan a durar decenas de años. No contienen mercurio, pero el cadmio es un metal con características tóxicas.

²⁵ IEEE 1106 e IEEE1115 "Prácticas recomendadas para el mantenimiento y pruebas en baterías tipo alcalino (Níquel-Cadmio).

Es uno de los acumuladores alcalinos secundarios más importantes, ya que es notable por su gran capacidad de potencia, larga vida cíclica, buena operación a baja temperatura, construcción robusta y confiabilidad. Este sistema de baterías se fabrica en muchos tamaños, que van desde pequeños botones sellados y celdas cilíndricas con capacidades desde 0.02Ah, hasta celdas ventiladas más grandes para servicio de emergencia y de reserva con capacidades de 1000Ah. La tensión nominal de los acumuladores de níquel-cadmio es de 1.2V, la tensión a circuito abierto es de 1.4V.

3. Alcalinos de plata y zinc

Los materiales activos en la pila de plata-zinc son el óxido de plata (AgO) en la placa positiva y zinc metálico en la placa negativa. Los grupos de placa están sumergidos en una solución acuosa de hidróxido potásico. Se dispone en el mercado de elementos acumuladores de plata-zinc en una amplia gama de capacidades en Ah. El hecho de que dichos elementos acumuladores no se utilicen con mayor frecuencia, teniendo en cuenta su elevada densidad de energía (90 a 150 Wh/kg), es debido a su elevado costo y a su corta duración. Las aplicaciones características de dichas baterías se encuentran en el campo de los equipos portátiles para fotografía y comunicación, barcos y aeroplanos en miniatura, equipos de instrumentación, helicópteros y propulsión de torpedos.

4. Alcalinos de plata y cadmio

La batería secundaria de cadmio-óxido de plata es el sistema más moderno que proporciona una densidad de energía más elevada que las baterías de óxido plomo o cadmio-níquel. El acumulador en estado cargado, consta de placas positivas de óxido de plata y placas negativas de cadmio separadas por una membrana semipermeable con un electrolito formado por una solución de hidróxido potásico. Esta batería ha resultado de utilidad en varias aplicaciones que requieren una densidad de energía elevada y una gran duración cíclica. Según sea la intensidad de descarga, el sistema proporciona de 44 a 66 Wh/kg. El rendimiento de recarga varía entre el 85% y 95% según sea el régimen de recarga, es decir, cuanto más sea la carga menor será el rendimiento.

Acumuladores blindados y de tapones de llenado

También existen dos tipos de acumuladores en uso, los blindados y los provistos de tapones de llenado. Los tipos blindados están proyectados para soportar ligeras sobrecargas y proporcionan una máxima recombinación de oxígeno. El tipo provisto de tapones de llenado requiere algún mantenimiento. Para un servicio óptimo, el tipo con tapones de llenado se almacena en seco y se llena de acuerdo a las instrucciones del fabricante, en el momento de utilización. Los tipos blindados deben ser llenados, formados y hermetizados por el fabricante, por lo que se distribuyen en estado húmedo y descargado.

4.4 Cargadores de baterías

Un cargador de baterías es una unidad que funciona eléctricamente, diseñada para restaurar las características químicas que dan carga a una batería secundaria.

Cuando se descarga una batería, la reacción química produce un flujo de corriente eléctrica por el circuito de la carga conectada a la batería en respuesta a la carga del potencial de la misma.

Cuando se ha agotado la reacción química (se ha establecido el equilibrio del proceso electrolítico) ya no existe una carga de potencial y no fluirá más corriente. Pero en las baterías secundarias o acumuladores, la aplicación de un potencial de cd a las terminales de la batería con la polaridad adecuada de las conexiones para producir un flujo opuesto de corriente al que tiene la batería cuando actúa como fuente de energía, invertirá las reacciones químicas invirtiendo la condición de la batería de descargada a cargada. Los cargadores de baterías suministran una fuente de potencial de cd y los controles necesarios para corregir esta acción.

Los arreglos para cargar baterías varían con la aplicación de éstas, por ejemplo, los acumuladores que se usan como energía motriz para los vehículos industriales para el manejo de materiales comúnmente se recargan en el taller de baterías de la planta donde una instalación permanente de circuitos de carga de cd representa una capacidad considerable para recargar un gran número de baterías a la vez. Generalmente, esos arreglos constan de un conjunto de conversión para cambiar la energía alterna del sistema eléctrico de la planta en energía de corriente directa para la carga junto con los necesarios conductores de alimentación para conectar a las cargas de las baterías y los controles asociados.

Las baterías que se usan para alumbrado de emergencia en edificios o para energizar mecanismos de interruptores operados eléctricamente, también están equipados con un arreglo permanente para carga en el punto de ubicación de las rejillas para montar las baterías. Sin embargo, en tal caso, el cargador generalmente es un conjunto pequeño que funciona solamente para mantener cargadas las baterías a su potencial normal. Los relevadores y otros controles se encargan de tomar la energía de las baterías para los propósitos que se destinan.

Otro tipo más de arreglo es el que se obtiene mediante unidades portátiles para carga. Estas unidades se pueden mover hasta el lugar que se encuentra instalada la batería.

Por lo común, este tipo de cargador se emplea para cargar solamente una batería a la vez. Un ejemplo conocido del tipo portátil de cargador es el que se usa en las estaciones de servicio para automóviles.

Sin embargo, en todos los casos, la función del cargador de baterías es devolver a éstas su carga clasificada sin sobrecargarlas, sin sobrecalentamiento o producción excesiva de gas; para hacer esto, el cargador debe tener una salida de tensión de cd igual a la tensión de baterías cuando éstas están en paralelo o, a la suma de las tensiones de las baterías cuando la alimentación de ellas consiste en un circuito en serie de varios acumuladores, tal como una alimentación de baterías de 120V para alumbrado de emergencia.

Básicamente existen dos tipos de cargadores de baterías: motor-generator (M-G) y rectificador.

PROCESO PARA LA CARGA DE ACUMULADORES

Un acumulador convierte la energía química en energía eléctrica cuando se conecta a una carga externa. La energía eléctrica se restaura mediante la carga y se convierte nuevamente en energía química. Esta transferencia de energía se muestra por medio de los diagramas siguientes, suponiendo una batería con un electrodo negativo de plomo, un electrodo positivo de peróxido de plomo y un electrolito de ácido sulfúrico.

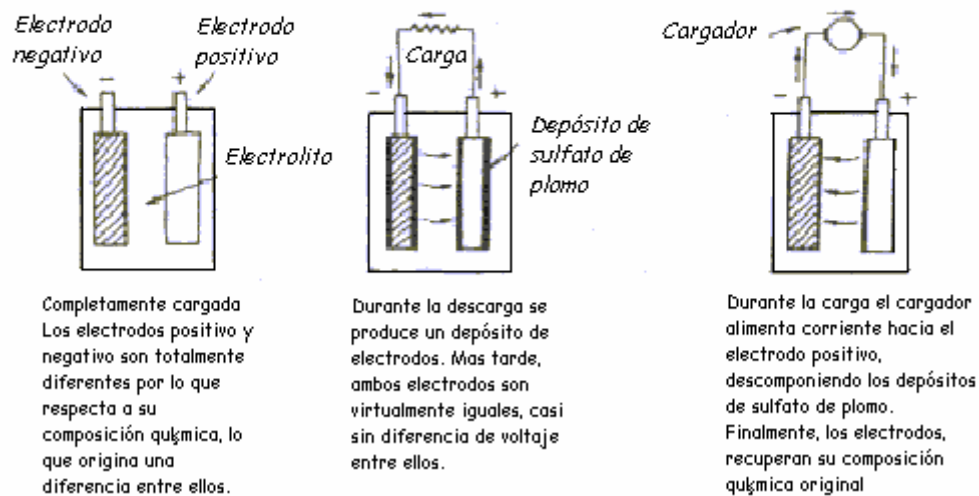


Fig. 4.5 Proceso para la carga de acumuladores

4.4.1 Cargadores M-G

La carga de baterías que usan los grupos M-G es común en aplicaciones industriales donde se usa un gran número de baterías, ya sea con el fin de cargar baterías para camiones de motor eléctrico o para mantener una carga en una conexión en serie de baterías que se usan para iluminación de emergencia, para interruptores o corta circuitos operados eléctricamente. En tales aplicaciones, se conecta un circuito de corriente alterna al motor impulsor que está acoplado mecánicamente a la flecha de un generador de corriente directa. El motor y el generador se montan en una base común.

Los cargadores típicos M-G se fabrican para las baterías de plomo-ácido y alcalinas de níquel. Están clasificados de acuerdo con la tensión de alimentación de ca (trifásica de 220, 440, 550, etc.), la potencia en Hp del motor impulsor y kW del generador. Comúnmente los fabricantes relacionan la capacidad de carga de varios modelos con el número de celdas y las capacidades en Ampere-hora de las baterías, basándose en el número máximo de horas que se necesitan para cargar las baterías. Los conjuntos, por lo general, incluyen un arrancador para el motor y la protección del motor de inducción para la impulsión de la unidad. Se pueden obtener salidas de un solo circuito o de varios para cargar cualquier número de baterías.

4.4.2 Convertidores estáticos

Los cargadores de baterías del tipo rectificador utilizan un método estático, sin partes móviles, para convertir ca en cd. En tales unidades, la entrada de ca se conecta a una configuración de elementos de rectificación que dejen pasar la corriente en una dirección, pero no en la otra; entonces, esta salida de cd se conecta a las terminales de la batería.

El tipo más común de cargador de rectificador es el de disco seco que emplea un material semiconductor para la rectificación. El disco más común es de Selenio, aunque últimamente el Germanio y el Silicio han encontrado aplicación en estos circuitos rectificadores. Las unidades del tipo disco ofrecen una conversión de ca a cd (se pierde muy poca energía en el proceso de conversión propiamente dicho) y son de mantenimiento fácil.

Los cargadores típicos de selenio se fabrican en una diversidad de tamaños y capacidades adecuados para todos los tipos de aplicaciones de carga de baterías incluyendo: baterías para camiones industriales, baterías para operación de mecanismos de interrupción, baterías para locomotoras de minas, baterías para uso de energía de emergencia o baterías para arranque de vehículos. Estas unidades se clasifican de acuerdo a la tensión de alimentación de ca, las necesidades de energía de entrada, la tensión y la corriente de salida, y las características adecuadas a las aplicaciones particulares. También se clasifican en capacidades en Ampere-hora para números específicos de celdas y para un tiempo determinado de carga.

Dependiendo de la tensión necesaria de salida los cargadores de selenio también están equipados con los transformadores necesarios. Algunas unidades se enfrían por convección, otras con ventiladores o con aceite. El conjunto completo está contenido dentro de una envolvente de acero con controles y medidores externos.

Otro tipo de cargador de rectificador emplea tubos electrónicos para el elemento de rectificación. Estas unidades se fabrican en varios tamaños para una diversidad de aplicaciones de carga.

Los requisitos básicos que se exigen a un cargador de batería son:

1. Valor de intensidad de carga seguro a lo largo de la misma.
2. Terminación de la carga en un periodo compatible con el servicio.
3. Terminación exacta de la carga una vez que se halla completado la misma o reducción de la intensidad a un valor de mantenimiento seguro.

Además de estos requisitos, el cargador debe poseer:

1. Fiabilidad máxima.
2. Funcionamiento automático hasta el punto que permita la aplicación.
3. Simplicidad de proyecto y construcción.
4. Buen rendimiento y buen factor de potencia.
5. Costo razonable.

Forma de onda

Al efectuar la lectura de intensidad de una batería en carga, deben tenerse en cuenta tanto el tipo de aparato utilizado como la forma de onda de la corriente. Aunque cualquier tipo de carga es unidireccional, su forma de onda puede variar considerablemente dependiendo de la fuente de carga.

Si la carga se efectúa a través de otra batería la corriente será corriente continua pura, pero si la carga se efectúa a través de cualquier otra fuente de alimentación la corriente poseerá un cierto rizado que puede afectar la medida de intensidad si no se utiliza un equipo adecuado.

La corriente producida por un generador de corriente continua es poco rizada y puede considerarse como corriente continua pura. La corriente de salida de un rectificador variará, en lo que respecta a su forma de onda, dependiendo de:

1. Si la rectificación es de media onda o de onda completa.
2. Si el circuito es monofásico o polifásico.
3. El valor relativo entre la tensión del cargador y de la batería.
4. El valor de la carga del rectificador.
5. Las características de cada rectificador en particular.

En la figura 4.6 pueden verse distintos tipos de onda para algunas de las condiciones indicadas suponiendo que la onda es senoidal. En ella puede verse la diferencia de rizado entre los circuitos monofásicos y polifásicos y entre la rectificación de media onda y onda completa, sin embargo y debido a las características particulares de cada rectificador, la onda sale algo distorsionada (más aguda, más plana o irregular). Debe recordarse también que la corriente de carga sólo pasa durante la parte del ciclo en que la tensión rectificada es superior a la fuerza contra electromotriz de la batería.

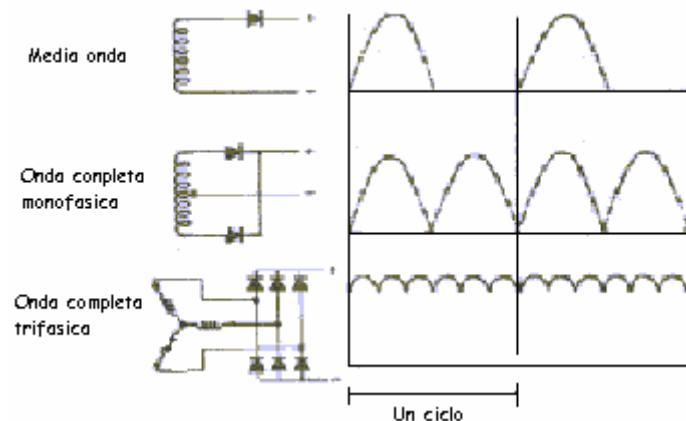


Fig. 4.6 Circuitos rectificadores básicos y formas de onda producidas

4.5 Instalación del banco de baterías

Para una instalación adecuada todos los elementos deben ser colocados en forma tal que resulten fácilmente accesibles y convenientemente aislados de su base. Por lo general, los tipos pequeños de acumuladores van colocados en dos series, una encima de la otra, a fin de reducir el local, mientras que esta disposición no es común en tipos grandes, dado su considerable peso. Como base se emplean estantes de madera, impregnados, con pinturas antiácidas para que resistan mejor los efectos del ácido. Las tablas no deben unirse con clavos, únicamente con clavijas de madera; cuando se trate de baterías muy pesadas deberán emplearse pernos, tornillos y abrazaderas. Los estantes descansan sobre apoyos aislantes, como, por ejemplo, pies de cristal, sobre todo cuando la tensión de servicio es superior a 100V, con el objeto de que no se establezca una corriente a tierra. Por la misma razón hay que evitar que los estantes tengan contacto con las paredes laterales o con el techo. Los elementos no van colocados directamente sobre los estantes, sino que llevan cada uno apoyos de porcelana, los llamados pies del elemento, los cuales son bipartidos por una ranura para una capa aislante de aceite.

El local donde se aloja el banco de baterías debe ser seco, con mucha luz y exento de polvo; su temperatura ha de ser regularmente baja y por último, ha de estar cerca de la sala de máquinas. Los sitios más apropiados para la instalación de bancos de baterías son los sótanos o los departamentos contiguos a la sala de máquinas situados al mismo nivel. De ningún modo se utilizarán los recintos bajo tejado, debido a las considerables variaciones de temperatura a las que suelen estar sujetos por la radiación directa del sol. El área del local ha de ser amplia, a fin de que sea posible atender y revisar los distintos elementos con comodidad, así como, ser accesibles para tomar las lecturas de tensión, densidad y poder reponer el agua de las baterías; por consiguiente, se dispondrán éstos de tal forma que se pueda llegar a ellos por un lado o, mejor, por dos lados paralelos mediante corredores.²⁶

Debido a la explosión de gas oxhídrico, está terminantemente prohibida durante la carga de los acumuladores arda cualquier lámpara de llama, permitiéndose únicamente el uso de bombillas eléctricas encerradas herméticamente dentro de globos de cristal. Para el alumbrado de los elementos sirven bombillas móviles. En el recinto de los acumuladores no se montarán aparatos de control y de medida, ni interruptores, etc., ya que al poco tiempo estarán completamente deteriorados por efecto de los gases corrosivos. Los conductores de unión se instalarán desnudos sobre aisladores de porcelana y se pintarán con pintura inalterable al ácido, lo mejor es pintar paredes, techo, conductores y piezas metálicas con pinturas inalterables al ácido.

²⁶ Instalación de baterías, estándares IEEE 1188 e IEEE1187 sección "Gabinetes y consolas para baterías".

4.6 Conservación y comprobación de baterías

La seguridad de funcionamiento y vida de las baterías, en especial las de plomo, dependen en alto grado de los cuidados que se les dedique a la vigilancia del estado eléctrico, limpieza de las celdas, conservación de los accesorios, etcétera.

No debe rebasarse la intensidad de corriente prescrita para la batería, ni en la carga ni en la descarga, el empleo de corrientes más débiles es beneficioso. Cuando se llaga a la tensión final de descarga la batería debe cargarse de nuevo, inmediatamente. Una vez que ha alcanzado el final de la carga, se rebaja la intensidad de la corriente para evitar que se desprenda la masa de las placas con el consiguiente depósito de lodos en el fondo de los vasos; poco después, se da por terminada la carga. Las baterías que permanecen largo tiempo sin ser utilizadas se descargan espontáneamente. El nivel del electrolito es de 1 ó 2 centímetros por encima del borde superior de las placas. Mensualmente, debe comprobarse la densidad del electrolito, con un densímetro apropiado, teniendo en cuenta la temperatura y el estado de la carga. Conviene vigilar, con bastante frecuencia, si hay contacto entre las placas; también conviene quitar los lodos del fondo. Durante la carga deben quitarse los tapones de las células para que puedan desprenderse los gases, evitando que éstos los hagan saltar. Los botones polares, los bornes y las conducciones deben limpiarse y engrasarse con regularidad. Las baterías de plomo solo pueden soldarse con plomo puro. Sus soportes y los aislamientos que le sirven de apoyo, deben estar en todo momento, secos y limpios. Es preciso renovar, de vez en cuando, las pinturas de protección.

4.7 Mantenimiento

Las baterías requieren un mínimo de mantenimiento. No existen partes móviles, no debe esperarse efectos de tiempo en algún componente; sin embargo, deben mantenerse limpias, secas y todas sus conexiones firmes.

Existen pruebas que se realizan para determinar el estado actual de las baterías. Las pruebas más importantes son para determinar: la capacidad de una batería a ciertos regímenes de descarga, la capacidad de la batería para retener su carga por un periodo de tiempo, la pureza del electrolito, su periodo de servicio útil o vida y sus características de tensión.²⁷

4.7.1 Pruebas de capacidad

El fabricante debe determinar mediante pruebas el número de ampere-horas que puede entregar cualquier tamaño y tipo particular de batería que fabrique en condiciones especificadas de descarga, ya que el comprador se interesa en la capacidad por que quiere saber si la batería puede entregar suficiente energía para realizar el servicio que se requiere de ella. Por lo tanto, la capacidad de una batería, habilidad para suministrar potencia, es simplemente la multiplicación de la descarga en amperes por el tiempo en horas.²⁸

Los puntos que deben observarse al hacer pruebas de capacidad a cualquier batería son:

1. Régimen de descarga

Al aumentar el límite de descarga, la duración de la descarga aumenta más que proporcionalmente. Por lo tanto, es importante que la corriente tenga un valor definido y constante que se mantenga durante toda la prueba. Las baterías (acumuladores) suelen valuarse sobre la base de “tiempo”, descarga continua. Por ejemplo, las baterías estacionarias tienen una cierta capacidad en ampere-horas a 8 horas y las baterías de arranque y alumbrado a 20 horas. Dichos valores definen también el valor de la prueba. Una batería de arranque y alumbrado que tiene una capacidad nominal de 100Ah al régimen de 20 horas deberá probarse a 5 Amperes. Lo mismo puede decirse de cualquier índice de tiempo.

²⁷ Estándares IEEE 450 e IEEE 485 “Prácticas recomendadas para mantenimiento, pruebas y reemplazo de baterías”

²⁸ Para la prueba de capacidad se emplean equipos de medición (Vóltmetro, Termómetro) y resistencias variables. IEEE 1188.

Cuando se prueba un grupo de baterías que tiene valores nominales distintos, puede escogerse una corriente de prueba promedio aceptable aunque una o más de las baterías puedan exceder considerablemente el periodo de descarga.

2. Tensión final

La tensión final o de corte, como algunas veces se llama, es la tensión terminal de circuito cerrado al que es conveniente interrumpir la descarga. Las tensiones de corte varían un tanto y no se han uniformado excepto por el uso general y, en algunos casos, por especificaciones aceptadas; a falta de especificaciones definidas, las tensiones de corte suelen determinarse por la forma de curva de descarga, deteniéndose en la rodilla de la curva. La capacidad que pueda obtenerse más allá de este punto es pequeña y no resulta económico descargar la batería.

3. Temperatura

La temperatura de una batería en prueba es la temperatura inicial del electrolito. Es necesario determinar los límites permisibles de la temperatura ambiente. Una batería debe encontrarse siempre cerca de la temperatura estándar cuando se hace una prueba a fin de evitar la necesidad de hacer grandes correcciones, las cuales deben calcularse. Las correcciones de temperatura varían con el régimen de descarga.

La temperatura afecta por igual a los dos tipos de baterías, ya que influye en la reacción química respectiva. Ambas baterías disminuyen su capacidad al disminuir su temperatura, como se observa en la tabla 4.2, donde se indica la disminución en % de la capacidad nominal de una batería a diferentes regímenes de descarga, para temperaturas entre 25° y 0°C.

Régimen [Horas]	Ácida [%]	Alcalina [%]
1	27	36
3	22	22
5	--	10
6	17	--
8	14	7

Tabla 4.2 Régimen horario de baterías

Cuando se opera a temperaturas inferiores a 0°C, la batería alcalina es la más adecuada.

Medición de la capacidad

El objetivo de la prueba es verificar la capacidad real de baterías en Ampere-hora y consiste en descargar, aplicando resistencias de carga variables y efectuando lecturas de tensión, en cada una de las celdas y a todo el banco.²⁹

La medida del poder de descarga es la intensidad de corriente que puede proporcionar bajo ciertas condiciones sin que la tensión baje del valor adecuado. Esta prueba es de gran importancia para el personal de mantenimiento, ya que permite valorar la operación del banco y tener la seguridad de contar con la energía necesaria para emergencia en cualquier momento que se presente.

Técnica aplicada

Para efectuar las pruebas es necesario contar con resistencias variables para mantener una descarga de corriente constante y con sistemas de ventilación para evitar el calentamiento. Un aspecto importante para efectuar esta prueba, es obtener libranza del banco para retirarlo de servicio durante las pruebas y en los casos que se cuenta con un solo banco dentro de la subestación es indispensable instalar un banco de repuesto en tanto se efectúan éstas pruebas.

Procedimiento:

1. Seleccionar el régimen de descarga.
2. Colocar la resistencia de descarga con un ampérmetro en serie y un interruptor para conectarlo al banco.
3. Leer y registrar los valores de cada celda en las terminales del banco cada media hora en las dos primeras horas, después cada 15 minutos. Suspender la prueba cuando alguna de las celdas descienda su valor a 1.75 Volts para baterías tipo plomo-ácido o 1.0 Volts para el caso de las baterías tipo níquel-cadmio.
4. Sí alguna de las celdas tiende a invertir su polaridad, pero el total de tensión en terminales del banco no ha llegado a su límite de 1.75 Volts por celda, la prueba debe continuarse aislando la celda que tiende a invertir su polaridad mediante un puente.
5. Observar sí no existe calentamiento entre los conectores de las celdas.

²⁹ El estándar IEEE 1188 define la capacidad de una batería como la corriente disponible por 8hrs para baterías tipo ácido y 5hrs para baterías tipo alcalino.

4.7.2 Pureza del electrolito

Las pruebas de pureza del electrolito forman una parte importante de la prueba completa de una batería.

1. Impurezas

Puede descubrirse fácilmente la presencia de algunas impurezas mediante la inspección de las celdas, aunque generalmente, las impurezas son pequeñas debido a la cantidad de electrolito, por lo tanto, en ocasiones es necesario determina la cantidad de impurezas por medio de pruebas químicas en laboratorios.

2. Densidad

La densidad usada para el electrolito depende de las necesidades de servicio. La concentración del electrolito debe ser lo suficientemente alta para que haya buena conductividad eléctrica y cumplir con los requerimientos electroquímicos, pero no tan alta para que se deteriore el separador o se corroan otras partes de la celda, lo que acortaría la vida de servicio y aumentaría la autodescarga. En acumuladores automotrices y de alto rendimiento se utiliza una densidad de 1.26 a 1.28 gr/ml y de 1.21 gr/ml para baterías estacionarias de reserva. La densidad debe reducirse en climas cálidos.

Durante la descarga la densidad relativa disminuye entre 0.125 y 0.150 desde una condición completamente cargada a una completamente descargada. El cambio es proporcional a los Ampere-hora descargados. La densidad es, por lo tanto, un excelente medio de comprobar el estado de carga de la batería. Debe esperarse de 5 a 10 minutos después de la descarga para medir la densidad, para dejar que la concentración del ácido se equilibre. Análogamente, durante la carga, el cambio de densidad debe ser proporcional a la carga en ampere-hora aceptados por la celda, pero es un retraso ya que la mezcla completa del electrolito no ocurre sino hasta que el desprendimiento de gases comienza cerca del final de la carga.

Eficiencia [%]	Ácida	Alcalina
En Ampere – Hora	91	71
En Volts	85	80
En Watts – Hora	77	57

Tabla 4.2 Eficiencia de las baterías secundarias

Medición de densidad

Las lecturas de densidad y tensión por celda son máximas cuando cada una se encuentra a plena carga, cualquier disminución en densidad o tensión representa una condición de descarga. En relación a la densidad, los fabricantes especifican una densidad entre 1.2 a 1.22 a 25°C para la capacidad nominal de la celda. La lectura de densidad no se debe tomar inmediatamente después de haber agregado agua, pues de esta manera resultaría falsa, se debe permitir que transcurran un día o dos para que el agua se mezcle con el electrolito. La medición se realiza con un hidrómetro (densímetro).

Después de cada 50 lecturas de la "Celda piloto", se debe de usar una diferente como "Celda piloto", para evitar un descenso en la densidad debido a posibles pérdidas en pequeñas cantidades de electrolito cada vez que se lea la densidad.

El aumento de la densidad del electrolito en una batería provoca:

- Mayor capacidad
- Mayor descarga momentánea
- Mayor fuga de corriente, en reposo
- Menor duración
- Menor espacio

La disminución de la densidad del electrolito en una batería provoca:

- Menor capacidad
- Menor fuga de corriente en reposo
- Menor fuga de energía
- Mayor duración
- Mayor espacio

4.7.3 Prueba de Tensión

La tensión de una celda es una característica fundamental de los elementos que la constituyen y el circuito abierto (sin carga) es una función directa de la densidad.

Esta prueba es complemento de la prueba de densidad y las mediciones deben efectuarse en cada una de las celdas del banco, así como la tensión en terminales y de preferencia antes de terminar de aplicar la tensión de igualación.

Para el caso de baterías tipo plomo-ácido la tensión de referencia de celda es de 2.15 Volts \pm 0.2% y para baterías níquel-cadmio es de 1.40 Volts \pm 0.02%. Si la tensión de cualquier celda es 1.75 Volts para baterías ácidas ó 1.0 Volts para baterías alcalinas, significa que la batería está descargada, tabla 4.1. Estas mediciones deberán efectuarse cada mes.

4.8 Criterio para determinar el reemplazo del banco de baterías

La vida de un banco de baterías depende del tipo de celdas. Sin embargo, de acuerdo con los fabricantes, cuando se siguen las prácticas de mantenimiento adecuadas, la vida promedio del banco de baterías de algunos tipos de celda es:

Plomo - ácido rejilla de antimonio	16 años
Plomo - ácido rejilla de calcio	25 años
Níquel - cadmio	25 años

Se recomienda reemplazar el banco de baterías si la prueba de capacidad indica que está por debajo del 80% de su capacidad nominal de acuerdo con las especificaciones del fabricante.³⁰

Las características físicas, como desprendimiento de plomo poroso y rompimiento de los tubos de fibra de vidrio, son determinantes para reemplazar el banco de baterías.

³⁰ Baterías con capacidad inferior al 80% han finalizado su vida de servicio. IEEE 1188.

Capítulo V

Sistemas de tierras

En los inicios del uso de la electricidad en forma comercial, los sistemas de puesta a tierra se utilizaban para tener una tensión más de referencia, con el transcurso del tiempo se le han encontrado otras aplicaciones, actualmente se utilizan para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, a contactos accidentales de mayor tensión así como para limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal, una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en los casos de falla a tierra. De hecho, también los dispositivos de protección contra sobretensiones, necesitan de una conexión a tierra para su correcta operación, dispositivos como los apartarrayos, el hilo de guarda, los cuernos de arqueo, etc.

Los sistemas de tierra se emplean en subestaciones de potencia, en plantas generadoras, en líneas de transmisión y en sistemas de distribución. En las subestaciones de potencia la red de tierras se forma por una cuadrícula de cobre desnudo enterrado a una profundidad que va de 50 a 100cm. Con electrodos conectados y enterrados en forma irregular, preferentemente en las orillas y en ocasiones la cuadrícula es más cerrada en las orillas y en las esquinas. Como en las plantas generadoras los lugares que ocupan son mucho más grandes que las subestaciones, la cuadrícula es muy abierta, en lugares como patios, almacenes, etc. Siendo cerrada en la subestación y dentro de la casa de máquinas.

En las líneas de transmisión se utilizan las tierras en cada torre ya que el hilo de guarda se conecta a la estructura y de la estructura pasa a la tierra. En sistemas de distribución se utilizan diferentes diseños; los diseños para mediana tensión se basan principalmente en evitar los potenciales peligrosos, mientras que los diseños de baja tensión, denominados, como tierra física, se basan en el valor de resistencia a tierra.

5.1 El suelo como conductor

En los sistemas con neutro a tierra el suelo se comporta como un conductor, más aún en los sistemas denominados SWER (Sistemas de Retorno por Tierra) el suelo es un conductor.

Las características del suelo son tan diferentes en este aspecto, que hay suelos que no conducen la electricidad, es decir, son aislantes, por otro lado hay suelos que son buenos conductores de la electricidad como los suelos húmedos.

Para conocer que tan buen conductor de la electricidad es el suelo, es necesario conocer su resistividad o resistencia específica, las rocas, la arena y suelos secos tienen alta resistividad, es decir, no conducen la electricidad, los suelos con alto contenido de humedad tienen baja resistividad. Por lo tanto, es necesario conocer la resistividad del terreno para poder efectuar un diseño adecuado del sistema de tierras.

5.1.1 Resistividad del suelo

La resistividad también conocida como resistencia específica, es la propiedad que tiene el suelo para conducir electricidad, la cual está determinada por el tipo de suelo, el contenido de humedad del mismo, su composición química y la temperatura entre otros factores.

La resistividad se mide en Ohms – metro. Existen dos formas para determinarla, una es empírica mediante tabulación y conocimiento del terreno y la otra efectuando la medición directamente en el terreno.

Una clasificación general es:

Tierra orgánica húmeda	10 Ohms-metro
Tierra húmeda	100 Ohms-metro
Tierra seca	1000 Ohms-metro
Roca	5700 Ohms-metro

Tabla 5.1 Resistividad del suelo

5.1.2 Medición de la resistividad

Método de Wenner

Para efectuar la medición de resistividad del suelo es necesario hacer circular una corriente por el mismo, el método más usual es el de Frank Wenner denominado también “de los cuatro electrodos”, el equipo de medición utilizado es el medidor de resistencia de aislamiento para sistemas de tierras y la medición se efectúa como se muestra en la figura 5.1.

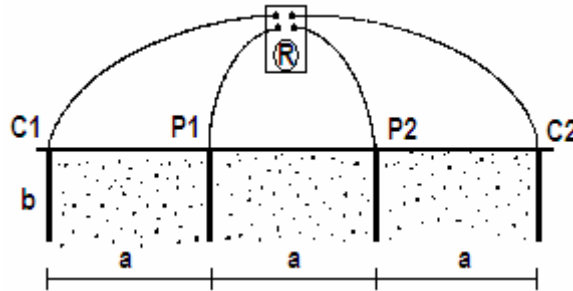


Fig. 5.1 Método de Wenner o de los cuatro electrodos³¹

Entonces la resistividad será:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad \dots (1)$$

Donde:

ρ = resistividad en Ohms-metro

a = separación entre electrodos en metros (aprox. 10m)

b = profundidad (generalmente 50cm)

R = lectura del medidor de resistencia de aislamiento en Ohms

Pero sí

$$a \gg b \quad \text{entonces} \quad \rho = 2\pi a R$$

Este método es para un suelo homogéneo, esto quiere decir que cuando el suelo es de una sola capa se pueden efectuar mediciones de resistividad con diferentes separaciones de electrodos y el valor de resistividad será el mismo.

³¹ Método de Wenner descrito por norma ANSI/IEEE Std 80 “Guide for safety in ac substation grounding”.

Método de Lee

Consiste en enterrar cinco electrodos como se muestra en la figura 5.2, en la medición sólo se utilizan cuatro, circulando una corriente en los extremos y midiendo la caída de potencial en A y B o en B y C, la resistividad sera:

$$\rho = 4\pi a R_{AB} \quad \dots (2)$$

$$\rho = 4\pi a R_{BC} \quad \dots (3)$$

Tiene la ventaja de poder efectuar dos mediciones y si los resultados difieren el suelo no es homogéneo en la parte superficial.

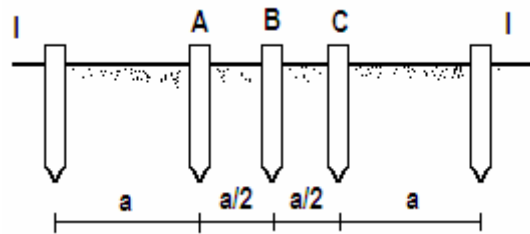


Fig. 5.2 Método de Lee³²

Método del electrodo central

Es una variante del método de Wenner y si hay que efectuar varias mediciones sólo se mueven dos electrodos, mientras que en el de Wenner se mueven los cuatro, la resistividad estará dada por:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b} \quad \dots (4)$$

Este método se basa en circular una corriente por los extremos (electrodos de corriente C) midiendo un potencial en los electrodos centrales (electrodos de potencial P). Electrodos de prueba del instrumento C P P C.

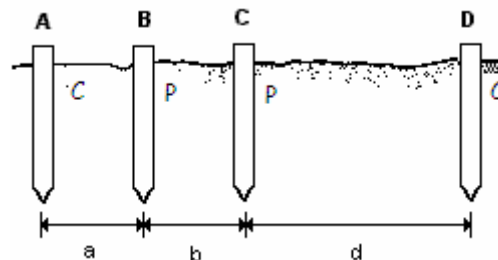


Fig. 5.3 Método del electrodo central³¹

³² Método de Lee y Método del electrodo central descritos en ANSI/IEEE Std 80.

5.1.3 Medición de resistencia a tierra

El suelo es un conductor eléctrico y su conductividad es baja comparada con los metales que son buenos conductores.

La resistencia a tierra de un electrodo esta dada por la suma de varias resistencias; la de contacto en las conexiones, las propias del electrodo, la del electrodo y el medio que la rodea y por último la que presenta el terreno, de todos estos factores sólo la que presenta el terreno es apreciable ya que las tres primeras son muy bajas en comparación.

El método que a continuación se describe es el de “caída de tensión”. Consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar (C2) y el otro de prueba (C1), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar (P2) y el electrodo bajo medición (P1), este segundo electrodo auxiliar (P2) se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas y graficando hasta obtener una gráfica como muestra la figura 5.4.

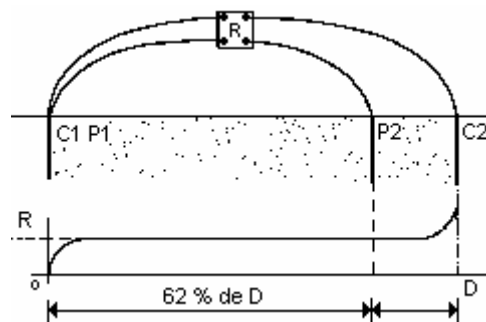


Fig. 5.4 Método de la caída de tensión

El valor de la resistencia a tierra de la red es el que se obtiene de la intersección del eje de resistencia (R) con la parte paralela de la gráfica al eje de las distancias (D).

Si la curva no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

Actualmente se encuentran equipos de medición que tienen tres bornes de prueba, con cables calibrados a cierta distancia y se conectan de la siguiente manera; verde al electrodo de prueba (C1 P1), amarillo al electrodo auxiliar (P2) y rojo al electrodo auxiliar (C2). Se coloca el electrodo auxiliar (P2) a 62% de la distancia a la que se encuentra (C2).

5.2 Potenciales peligrosos

Durante la construcción de las instalaciones eléctricas, grandes o pequeñas, o en el empleo de máquinas o aparatos que van a prestar algún tipo específico de servicio eléctrico, es una norma fundamental de seguridad que todas las partes metálicas que se encuentran accesibles al contacto con las personas se deben mantener siempre a un potencial bajo para que en caso de accidente no resulte de peligro para las personas.

Debido a las personas que asumen que cualquier objeto aterrizado puede ser tocado con seguridad cuando la resistencia a tierra del sistema es baja, es probable que esta creencia haya ocasionado accidentes. No es fácil determinar la relación entre resistencia del sistema de tierras y la corriente máxima, en la cual una persona puede resultar dañada. Incluso una subestación con una resistencia a tierra muy baja puede ser peligrosa bajo ciertas circunstancias.

Cuando ocurre una falla a tierra se pueden presentar potenciales peligrosos que pueden dañar a las personas o a los equipos cercanos a la falla. Estos potenciales son:

Potencial de toque o contacto

Este potencial se presenta cuando se toca una estructura por la cual circula una corriente de falla. Tomando las consideraciones de corriente de fibrilación y de resistencia del cuerpo humano, el potencial que podemos soportar esta dado por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Potencial de toque} = \frac{116 + 0.17\rho_s}{\sqrt{t}} \dots\dots(5) \quad \text{para 50kg}$$

$$\text{Potencial de toque} = \frac{157 + 0.24\rho_s}{\sqrt{t}} \dots\dots(6) \quad \text{para 70kg}$$

Donde:

ρ_s = resistividad de la superficie del suelo en Ohm-metro

t = duración de la falla en segundos

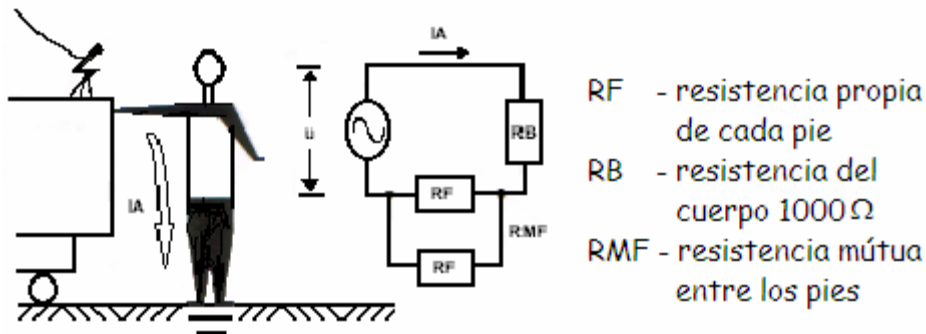


Fig. 5.5 Potencial de contacto

Potencial de paso

Es el potencial que puede soportar un individuo que se encuentra parado o caminando cerca del lugar de la falla, si se rebasa este potencial, se produce una contracción muscular en las piernas, es decir, no responden al impulso del cerebro y el individuo cae al piso, donde queda expuesto a las corrientes que pueden circular por el corazón, las siguientes ecuaciones nos ayudan a calcular este potencial para diferentes pesos.

$$Potencialde paso = \frac{116 + 0.7 \rho s}{\sqrt{t}} \dots\dots(7) \quad \text{para 50kg}$$

$$Potencialde paso = \frac{157 + \rho s}{\sqrt{t}} \dots\dots(8) \quad \text{para 70kg}$$

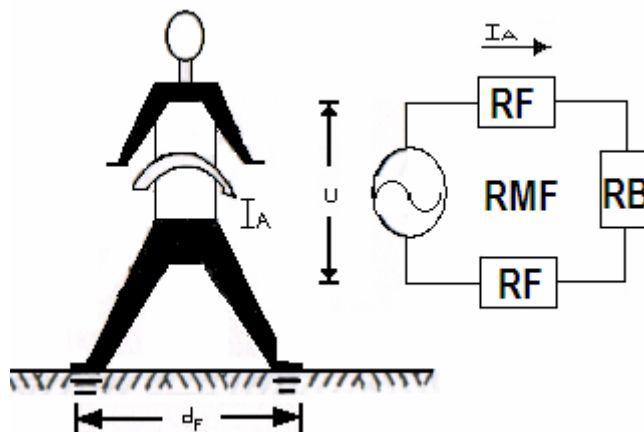


Fig. 5.6 Potencial de paso

Potenciales transferidos

Estos se producen cuando existen elementos metálicos que salen del lugar de la falla, como son; rieles, hilo de guarda, tuberías, etc.

Bajo condiciones normales el equipo eléctrico que está puesto a tierra opera a nivel de tensión cero o cercano a cero y este potencial es idéntico al de una red remota. Durante una condición de falla se eleva el potencial con respecto a la red remota, existiendo una diferencia de potencial, que es proporcional a la magnitud de la corriente en la malla de tierras y a su resistencia.

No es práctico e incluso es casi imposible diseñar un sistema de tierras en base a los potenciales transferidos, es más práctico aislar las tuberías o elementos metálicos que salen de las subestaciones.

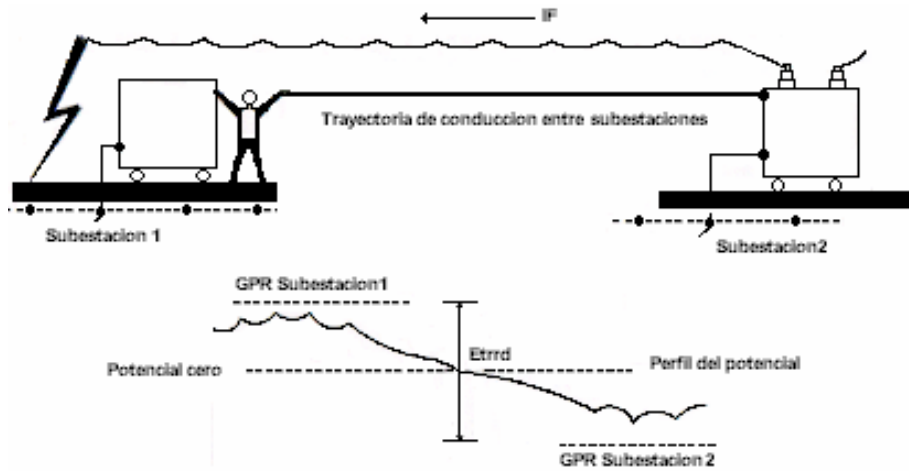


Fig. 5.7 Potenciales transferidos

5.2.1 Duración de la falla

Después de analizar las ecuaciones de potenciales peligrosos vemos claramente que es muy importante reducir el tiempo de la falla, la experiencia muestra que los casos de muerte por electrocución, por lo general, son por exposición a fallas de larga duración, el tiempo típico de apertura de interruptores es de medio segundo, sin embargo se ha demostrado que el peligro de fibrilación ventricular disminuye con tiempos de falla de un tercio de segundo.

Por esto, es importante coordinar adecuadamente las protecciones y así librar en el menor tiempo posible la corriente de falla.

5.2.2 Corriente de fibrilación

Es aquella que se produce al existir una diferencia de potencial entre dos partes del organismo. El potencial tolerable del cuerpo humano esta en función de esta corriente, que al circular por el corazón, primeramente produce una arritmia cardiaca, procediendo a detenerlo por completo causando la muerte.

De algunos experimentos con animales se determinaron las siguientes ecuaciones.

$$I = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50kg} \quad \dots (9)$$

$$I = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70kg} \quad \dots (10)$$

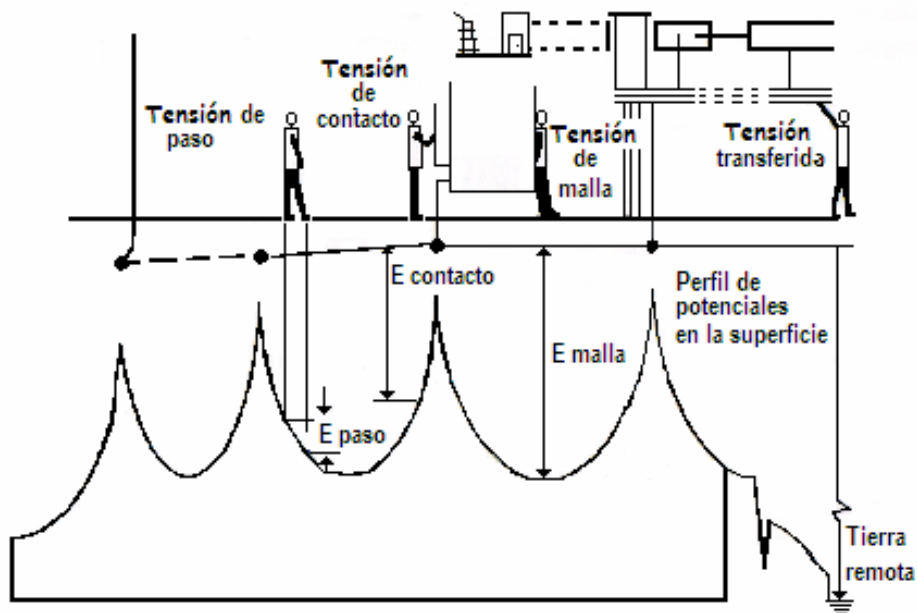


Fig. 5.8 Situaciones típicas de choques eléctricos (potenciales)

5.3 El electrodo de puesta a tierra

Existe cierta confusión respecto al electrodo de puesta a tierra, algunos piensan que el electrodo es solo una varilla enterrada, sin embargo un electrodo puede consistir en un conductor enterrado en forma vertical u horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico, varias varillas en paralelo, mallas de cables enterrados, etc.

En realidad lo que importa es el valor de resistencia a tierra y como ya se mencionó, para tensiones elevadas, también se incluyen los potenciales peligrosos; de paso, de contacto y transferidos.

Para poder entender la naturaleza de un electrodo de tierra y su resistencia se debe considerar un electrodo hemisférico como lo indica la figura 5.9. Si consideramos los flujos de corriente en todas direcciones y además consideramos que la corriente tiene una trayectoria infinita, el valor de la resistencia es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d} \quad \dots (11)$$

Que se denomina “ecuación para calculo de la resistencia de electrodos”.

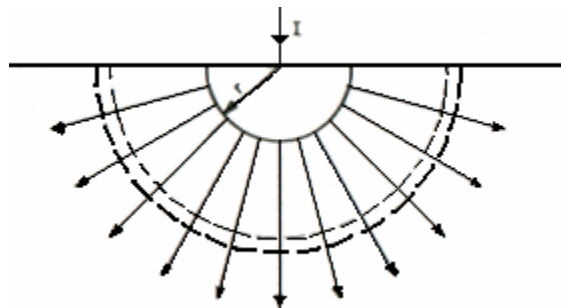


Figura 5.9 Electrodo hemisférico

El electrodo común es un medio económico de instalar un sistema de tierra, sin embargo, por regla general, su valor de resistencia a tierra es alto, y frecuentemente se deben colocar varios electrodos en paralelo para lograr un valor aceptable.

Si se tienen dos o más electrodos en paralelo a una distancia (d), como se muestra en la figura 5.10, la resistencia combinada de todos los electrodos se calcula con ayuda de las gráficas mostradas. La separación entre electrodos es un factor importante para poder emplear las gráficas y obtener la resistencia equivalente de los diferentes arreglos en función de la resistencia de un solo electrodo.

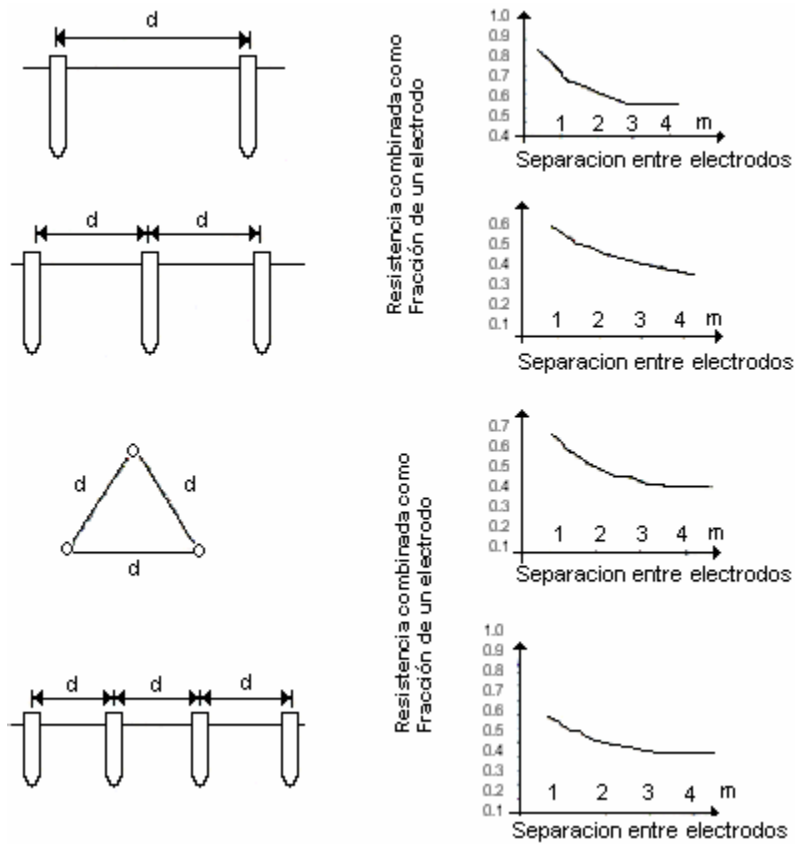


Fig. 5.10 Electrodos múltiples

5.3.1 Electrodo horizontales

Cuando no es posible utilizar electrodos de Copper-weld enterrados en forma vertical se recurre a otros métodos, uno de ellos bastante eficiente es el de electrodos horizontales que requiere de mucho espacio y con frecuencia es hurtado; factores que representan desventajas, por lo que su aplicación se reduce a lugares donde no se pueden colocar electrodos verticales, hay suficiente área y no tienen acceso fácil evitándose su hurto, en sistemas de distribución básicamente su aplicación se reduce a los fraccionamientos. Existen dos tipos de electrodos horizontales:

1. *Cable sencillo enterrado horizontalmente.* La resistencia a tierra se determina calculando la capacidad electrostática, tomando en cuenta el efecto de la tierra superficial, la profundidad y su imagen arriba de la superficie.³³
2. *Cable en ángulo recto.* Cuando el espacio disponible no es suficiente para colocar el cable en línea recta, se pueden tener varios arreglos, entre ellos en ángulo recto.

5.3.2 Electrodo profundos

Son los más efectivos ya que al profundizar llegan a las capas de terreno más húmedos y a veces hasta los niveles freáticos.

Varillas de Copper-weld

Consiste de una barra circular de hierro forrada con una delgada capa de cobre de 0.25mm, con una longitud aproximada de 3m, el hierro le da dureza y el cobre le da conductividad y resistencia a la corrosión, se introducen en el suelo por medio de golpes ya que tienen la suficiente consistencia, algunas varillas se pueden unir por medio de conectores por lo que se pueden tener longitudes mayores.

Suelo duro

En los suelos como tepetate y roca no es fácil introducir electrodos comunes por lo que se requiere de otros medios para lograr una tierra efectiva, además de su dureza, tienen alta resistividad, lo cual dificulta su aterrizaje ya que requiere de instalaciones especiales, lo que quiere decir que con uno o dos electrodos no basta.

³³ Referirse a la norma ANSI/IEEE std 80 o consultar Sistemas de Tierra en Redes de Distribución. López Monroy G.

5.3.3 Electrodoos químicos

Consisten en modificar el medio que rodea el electrodo, disminuyendo la resistividad del suelo, los más usuales son:

1. Carbón mineral (COKE). Ha sustituido al carbón vegetal por tener mejores cualidades aunque requiere en cierta medida de la humedad.
2. Sulfatos. Han caído en desuso debido a sus cualidades corrosivas sobre los metales en particular del cobre.
3. Sales. También, al igual que los sulfatos ya no se usan, además de ser corrosivas se diluyen fácilmente en el agua.

Bentonita

Se usa también como medio artificial para disminuir la resistividad del terreno y a la vez reducir el valor de resistencia a tierra. Es ampliamente usada con fines diferentes, por ejemplo, en perforaciones profundas para pozos se usa además para evitar derrumbes, en canales para evitar filtraciones, etc.

La bentonita en sí es una arcilla de la familia de las Montmorillonitas y su principal propiedad es la capacidad de absorber y retener agua. Básicamente consiste en ocupar las grietas, aberturas y huecos que existen o hacen en el terreno, mediante una masa que envuelve las partículas del mismo y los une eléctricamente, formando una gran superficie de contacto, haciendo un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra. Cuando la resistencia es demasiado alta, aún con el uso de bentonita, se puede mejorar provocando grietas por medio de explosiones.

La bentonita es de difícil manejo debido a que en contacto con el agua forma una película impermeable, su mezclado no es fácil, necesitándose dos meses para absorber el agua al 100%.

Método Sanik

Inventado por el sueco Sanik, consiste en dos soluciones salinas que reaccionen entre sí, formando una mezcla gelatinosa estable, la cual es conductora de la electricidad e insoluble en agua, tienen cualidades higroscópicas excelentes, es decir, absorbe agua fácilmente. La eficiencia de un electrodo tratado con este procedimiento varía del 25 al 80%.

Resinas sintéticas

Son resinas de bajo peso molecular del tipo electrolítico con un elemento endurecedor, dando un elemento de baja resistividad que se mantiene por largo tiempo, su eficiencia va del 80 al 90%.

5.4 Mantenimiento a sistemas de tierra

El mantenimiento de los sistemas de tierras debe ser rutinario y de naturaleza preventiva.

El mantenimiento rutinario debe consistir en la medición de resistencia a tierra del sistema completo y de resistividad del terreno, inspección de corrosión, apriete y limpieza de las conexiones. Estas mediciones deben ser realizadas en diferentes épocas del año para evaluar el comportamiento con los cambios de humedad; esto requiere que se mantengan registros de mediciones del sistema de tierras³⁴.

Cada vez que un equipo sea sustituido, el diseño del sistema de tierras debe ser reconsiderado. Ya que el cambio puede crear lazos de corriente, interferir con las trayectorias de disipación de energía de descargas atmosféricas o proveer un camino a descargas externas.

Existen dos tipos de pruebas para medir la resistencia de electrodos a tierra, los demás son variaciones de éstas. Las pruebas son:

1. Método de caída de potencial

Llamado también “tres puntos o 62%”. El método se aplica para medir la resistencia de un electrodo (C1/P1) enterrado en X, con respecto a la tierra circundante. Y esto se realiza colocando puntas de prueba auxiliares (C2 y P2) a distancias predeterminadas del electrodo bajo prueba. La figura 5.11 muestra el arreglo de las varillas.

Una corriente que se genera en el instrumento, se inyecta por C1/P1 y se hace regresar por el electrodo auxiliar de corriente (C2). Al pasar la corriente por la tierra, existirá una caída de tensión entre C1/P1 y el electrodo auxiliar de potencial (P2). Dentro del aparato se calcula la resistencia por medio de la ley de Ohm.

El método requiere que por lo menos exista un espaciamiento entre C1/P1 y C2 de 15m, y que se grafiquen los valores de resistencia obtenidos contra la distancia de X a P2. En la práctica este espacio entre C1/P1 y C2 es lo más grande posible.

³⁴ NOM-001-SEDE-1999 establece que "se deben efectuar mediciones periódicas para verificar el estado del electrodo... y de preferencia en época de estiaje".

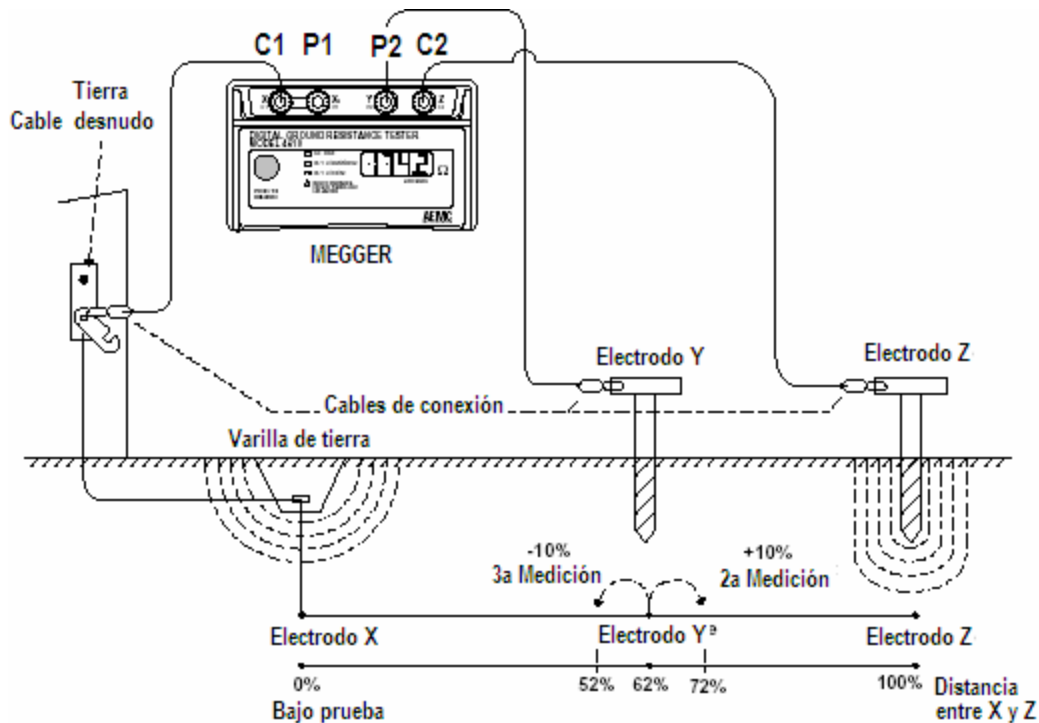


Fig. 5.11 Medición de la resistencia de electrodos a tierra

La figura 5.12 muestra un incremento gradual de resistencia a tierra mientras P2 está en la zona cercana a X. Cuando P2 sale de esa zona pero no ha entrado en la zona de C2, la gráfica mostrará una meseta en los valores. Este aplanamiento obtenido se ha demostrado teóricamente que se logra cuando P2 está localizado al 62% de la distancia entre X y C2. Por esta razón se llama método "de 62%". Pruebas realizadas demuestran que la variación de las lecturas obtenidas al 50% y al 70% de la distancia es menor al 5%, que es la precisión de la mayoría de los instrumentos más comunes. De ahí que las lecturas que se toman al 60% pueden dar una medida promedio aceptable de la resistencia a tierra del electrodo incluyendo la resistencia del conductor de conexión al electrodo bajo prueba.

Sin embargo, este método tiene la limitante de que depende en gran medida de enterrar los electrodos en una zona alejada de objetos conductores. Si la curva en la gráfica, no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

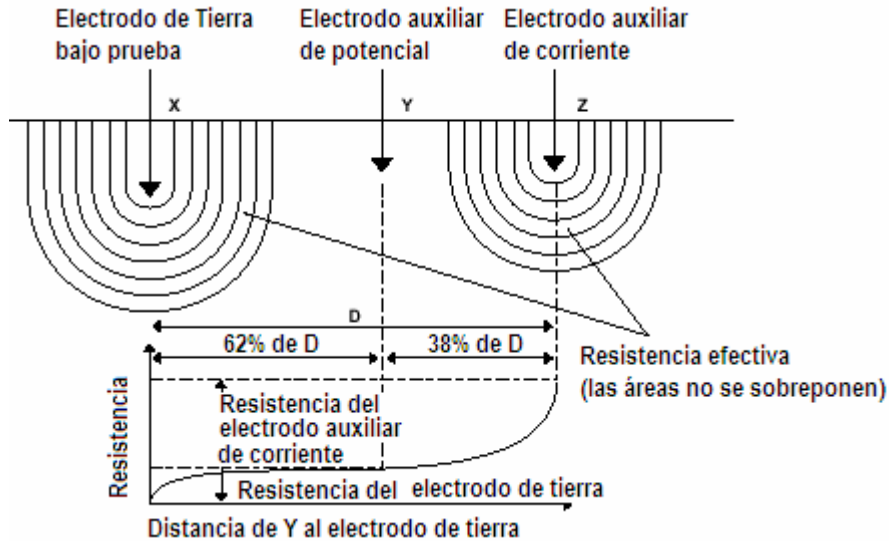


Fig. 5.12 Incremento gradual de la resistencia

La solución puede ser una mayor distancia entre electrodos, pero, en algunos casos, la localización de los electrodos en línea recta es imposible por la falta de espacio u otros factores.

2. Método de dos puntos

Este método involucra únicamente al electrodo bajo prueba y un punto de referencia, presumiblemente en buen contacto con la tierra y, por ello con un valor cercano de resistencia a tierra de 0Ω . De ahí que el valor obtenido es aproximadamente la resistencia a tierra del sistema pequeño más la resistencia de los cables de prueba.

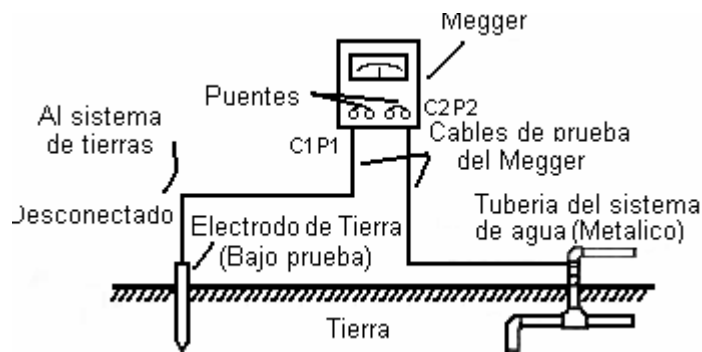


Fig. 5.13 Método de "dos puntos"

La limitación esta en la elección del punto de referencia puesto que en muchos casos las tuberías aparentemente metálicas en toda su extensión tienen partes de PVC y, en otros casos, el electrodo está dentro de la zona de influencia de la referencia.

Medición de resistencia de mallas a tierra

Por lo general, para medir mallas a tierra se emplea el método de caída de potencial mencionado arriba, con la salvedad de que los electrodos deben ser colocados a mayor distancia. Una regla práctica es comenzar con una distancia del electrodo C2 al electrodo bajo prueba igual a la longitud de la diagonal mayor de la malla, o su equivalente en sistemas de área no rectangular.

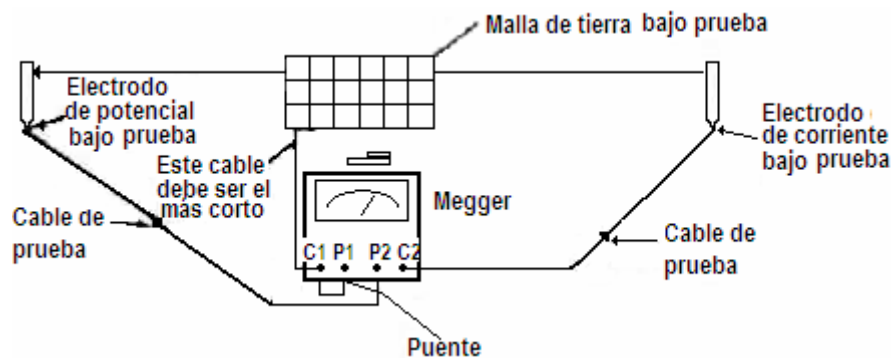


Fig. 5.14 Medición de la malla a tierra

Valores aceptables de resistencia a tierra

La norma oficial mexicana NOM-001-SEDE establece que la resistencia de un solo electrodo "no debe ser mayor de 25 Ohms... con acometidas en baja tensión. En las condiciones más desfavorables (época de estiaje)".

Para subestaciones, la NOM-001-SEDE menciona "La resistencia eléctrica total del sistema de tierra debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) menor a 25 Ohms para subestaciones hasta 250kVA y 34.5kV, 10 Ohms en subestaciones mayores de 250kVA y hasta 34.5kV y de 5 Ohms en subestaciones que operen con tensiones mayores a 34.5kV".

Capítulo VI

Seguridad en instalaciones eléctricas

Como fuente de energía la electricidad es muy utilizada en la vida cotidiana ya sea en las industrias, en el hogar, en el servicio público, etc., y si al usarla no se toman las debidas precauciones se pueden presentar situaciones que ponen en riesgo la integridad de las personas e incluso la vida de éstas y también la integridad de las propiedades, debido a esto el riesgo de explosiones e incendios que se pueden presentar al utilizar dicha energía. Aunque se han realizado grandes adelantos en el control de los riesgos en el manejo de la electricidad, las personas y las industrias aún sufren consecuencias severas por la utilización inadecuada de la electricidad, por lo que debe otorgarse mayor atención a la seguridad en la utilización de la electricidad.

Existen riesgos en la construcción, instalación, utilización y mantenimiento de aparatos y sistemas eléctricos. El control de dichos riesgos no es difícil ni costoso, más no ocuparse de ellos puede dar lugar a que ocurran accidentes graves y pérdidas económicas elevadas. Para tratar de evitar lo anteriormente citado se han elaborado códigos de seguridad que son procedimientos detallados, específicos y extensos para la construcción, instalación y mantenimiento de aparatos y sistemas eléctricos.³⁵

El concepto de seguridad va orientado, efectivamente, a detectar las posibles causas de accidentes, y encontrar alternativas de prevención, así como establecer métodos prácticos, aplicables al cuidado del personal que participa en el proceso de la construcción, montaje y mantenimiento de los sistemas eléctricos, la importancia del tema, radica en el cuidado de la integridad física del cuerpo de los trabajadores que son quienes conciben, proyectan, contribuyen, dan mantenimiento y aportan su carga de creatividad para brindar a la comunidad el satisfactor llamado electricidad, siendo en sí el ser humano lo más importante en todo el proceso del servicio eléctrico.

³⁵ ANSI/IEEE C2 "National Electrical Safety Code (NESC)".
IEC 479-1 "Effects of current on human beings and livestock".

6.1 Aspectos psicológicos en la prevención de accidentes

Los factores mentales y emocionales pueden no sólo influir en las reacciones de una persona ante las demandas de la sociedad, sino que también lo hacen susceptible de sufrir accidentes. Los accidentes no ocurren “simplemente”. Cada accidente tiene una o más causas. Las causas pueden ser exteriores al individuo, pueden proceder de su interior o pueden tener su origen en las dos fuentes. Es una excusa útil para algunos, que afirman que todos los accidentes son resultado del descuido, implicando así que el mantenimiento de la seguridad es simplemente cuestión de hacer que la gente “tenga cuidado”.

El descuido. La realidad es que en cada caso en que la causa de una lesión radica dentro del individuo, se la considera como descuido, lo que en realidad es responsable es la falta de pensamiento, es decir el uso limitado incompleto, detenido, bloqueado o de cualquier otra forma restringido, de un adecuado juicio mental. La corrección puede lograrse mejorando los hábitos, el entrenamiento, o el poder de concentración.

La concentración. Los accidentes se producen con frecuencia porque las personas no tienen su mente en el trabajo. La capacidad para concentrarse en una tarea puede ser considerada como un movimiento controlado alrededor de un tema determinado, que constituye el centro. La concentración no supone que la atención deba estar fija en un solo sitio hasta que el trabajador llegue a aproximarse a un estado de hipnosis. Por el contrario la concentración es la capacidad para hurtar la mente a una idea central, para pensar en otras ideas relacionadas, una a la vez, y volver a la idea principal sin embarcarse en conceptos tangenciales que lleven a perder contacto con el tema como son: la preocupación y el temor, la falta de interés o demasiados intereses en la tarea realizada.

El entrenamiento. El entrenamiento puede ser considerado como intento para organizar y desarrollar un plan de actividades para el individuo. Cuando el entrenamiento es adecuado puede esperarse un buen resultado, pero los efectos del entrenamiento no pueden ser mejores que la habilidad de aquel que está siendo entrenado, ya que si es poco o nada lo que ha absorbido su mente, las lecciones que le son enseñadas no pueden manifestarse bajo la forma de la acción cuando ello es requerido.

Desarrollo de hábitos. Un objetivo del entrenamiento consiste en desarrollar hábitos correctos y seguros. Sin embargo, puesto que el individuo en la mayoría de los casos, ha creado ya muchos hábitos, tanto buenos como malos, antes de ser sometido al programa de entrenamiento, es frecuentemente necesario cambiar sus malos hábitos en buenos hábitos.

6.2 Equipos de protección

Los accidentes son la causa de la pérdida de gran número de horas de trabajo y, lo que es más lamentable, también la pérdida de la capacidad de los trabajadores, y aún la incapacidad total. Tanto los jefes de trabajo como los propios operarios tienen absoluta obligación de hacer cuanto es posible reducir los accidentes de trabajo. Por lo tanto, los trabajadores están obligados a emplear el equipo de protección para eliminar los riesgos profesionales.

6.2.1 Equipo de protección personal

La protección de las máquinas o de los elementos peligrosos de una instalación, resulta imperativo. Pero no siempre es realizable, por lo menos totalmente, lo que implica para el trabajador la necesidad de protegerse individualmente. De esta forma, se denomina “equipo individual de protección” a los dispositivos que deben emplear los trabajadores cuando los riesgos a los que están expuestos no pueden suprimirse en las propias fuentes de trabajo.

Estos equipos individuales de protección tienen por objetivo proteger al trabajador de los posibles riesgos exteriores: peligrosos (choque eléctrico), nocivos, insalubres o simplemente incómodos.

Según los casos, el equipo individual puede asegurar una protección total, o solamente parcial. En el primer caso, el trabajador está aislado del ambiente y de sus elementos peligrosos; en el segundo caso, solamente protege regiones del cuerpo particularmente expuestas al riesgo.

Para la selección del equipo individual apropiado, es necesario un estudio previo de las operaciones que se van a realizar, y no debe elegirse al azar por la documentación disponible. De manera general, la elección del equipo individual de protección depende, esencialmente, de estas tres causas: riesgos posibles, condiciones de trabajo y parte del cuerpo que ha de protegerse.

Por otra parte, este equipo de protección no deberá ser un estorbo para el trabajador, impidiéndole la soltura de movimiento en su trabajo. Es decir, que este equipo debe proteger de los riesgos profesionales, pero también contra condiciones de trabajo incómodas o desagradables.

Un equipo individual de protección debe presentar las siguientes características:

1. *Buena protección o eficacia.* Debe tenerse en cuenta que el equipo ha de ser concebido y fabricado para proteger al trabajador contra determinados riesgos y esta cualidad es, precisamente, la base de su aceptación por el operario.

2. *Robustez y comodidad.* El equipo de protección no debe ser un estorbo para el trabajo, aunque al principio puede resultar incómodo hasta adquirir la práctica de su empleo. Por esta razón, muchas veces es preferible una protección parcial que permita desenvolverse cómodamente al trabajador, a una protección total que no tenga esta cualidad.

3. *Que sean prácticos y de fácil mantenimiento.* Estos equipos deben ser limpiados, reparados o renovados cuando sea necesario y constantemente mantenidos en buen estado de uso.

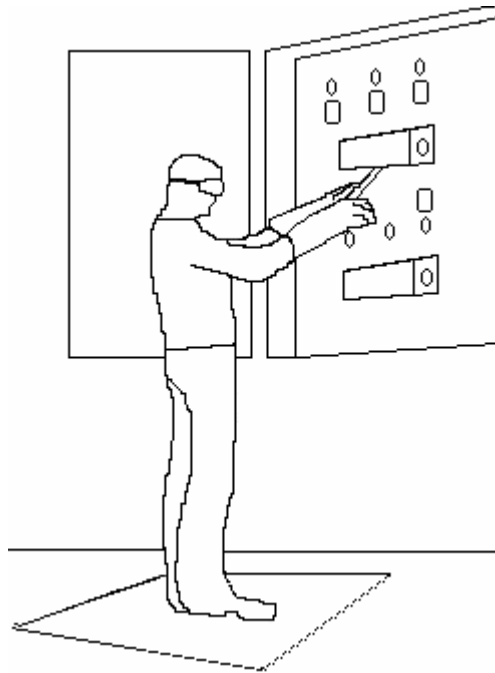


Fig. 6.1 Empleo del equipo de seguridad

6.2.2 Protecciones individuales

Protección de la cabeza

Para la protección de la cabeza se utilizan cascos protectores; los cascos están diseñados para proteger de impactos y penetraciones si algún objeto llega a golpear su cabeza, lo mismo que de choques eléctricos limitados y quemaduras.

Las mujeres necesitan protección especial para la cabeza, con el objeto de evitar que el cabello sea atrapado por máquinas en movimiento, especialmente aquellas que producen una cantidad suficiente de corrientes estáticas como para erizar el cabello.

Protección auditiva

La pérdida del sistema auditivo es una lesión muy común en el trabajo, la cual es ignorada muy a menudo, ya que esta ocurre gradualmente.³⁶

Los trabajadores pueden sufrir la pérdida del sistema auditivo debido a que los ruidos elevados pueden causar daños sin causar dolor. El utilizar incorrectamente la protección para los oídos puede ser dañino, como el no utilizar ninguna clase de protección. Para este tipo de protección se utilizan tapones para los oídos y tapa oídos.

Protección ocular

Las operaciones industriales crean una gran variedad de peligros para los ojos, por ejemplo, partículas que son desprendidas, salpicaduras de líquidos corrosivos o de metales fundidos, polvos y radiaciones perjudiciales.

Las lesiones de los ojos no sólo son incapacitantes, sino que frecuentemente pueden desfigurar a una persona. El costo de la lesión es muy elevado para el trabajador. Se puede conseguir en el comercio gafas y otros equipos de protección visual en una variedad de clases y modelos según el trabajo a realizar.

Protección respiratoria

Los contaminantes aéreos van desde una sustancia relativamente inofensiva hasta vapores, polvos, nieblas, emanaciones irritantes y gases tóxicos que pueden ser extremadamente perjudiciales. En lugares donde es necesario utilizar el equipo de protección debe determinarse la sustancia química perjudicial y la magnitud del peligro evaluado. Con esta información se puede seleccionar el equipo que deberá proteger contra este peligro en particular como: respiradores

³⁶ Los niveles de ruido máximos permisibles en una subestación son 56dB a 58dB. Existen daños permanentes si se está expuesto a 85dB durante la jornada laboral en un periodo de 10 años.

con filtro mecánico, respiradores de cartucho químico, máscaras antigases con “canisters”, máscaras con manguera y línea de aire y equipos respiratorios autocontenidos.

Protección de las manos

Los dedos, las manos y los brazos son las extremidades lastimadas con más frecuencia que cualquier otra parte del cuerpo, debido a que no se utiliza la protección adecuada cuando se está expuesto a peligros tales como: absorción de sustancias peligrosas, cortaduras, raspaduras severas, perforaciones, quemaduras térmicas y temperaturas extremadamente peligrosas.

Cuando se está expuesto a riesgos de origen eléctrico se emplean guantes de cinco dedos, muchas veces prolongados con manoplas más o menos largas que protegen el antebrazo. Los guantes más utilizados son: los guantes de cuero (resistentes a las chispas, calor moderado, objetos rugosos y se utilizan para trepar postes), los guantes de amianto (incombustibles y aislantes del calor), los guantes de caucho (resisten a la acción de ciertos productos químicos y con buenas propiedades dieléctricas) y los guantes de material plástico.

Protección de los pies

Los zapatos y las botas son equipos de seguridad construidos con suela antiderrapante, resistentes a grasas, aceites, solventes y a altas temperaturas.

Cuando se trabaja con energía eléctrica el calzado debe tener propiedades aislantes (caucho natural, neopreno, etc.), aunque esto no garantiza una protección adecuada por esta razón es necesario utilizar otros accesorios como tarimas y alfombras aislantes, pértigas, etc.

Protección para trabajos en alturas

Los cinturones y arneses de seguridad unidos a cuerdas salvavidas deben ser usados por quienes trabajan a niveles elevados, en espacios cerrados donde pudiera haber una insuficiencia de aire o donde los trabajadores pudieran quedar atrapados por materiales sueltos o lesionarse; por lo que existen cinturones y arneses para situaciones normales y para situaciones de emergencia.

Tarimas y alfombras aislantes

Las tarimas aislantes se utilizan tanto para trabajos de alta tensión como de baja tensión, proporcionan una seguridad adicional en el momento de operar el equipo. Generalmente están construidas por sólidas plataformas de madera, fibra de vidrio o algún otro material aislante adecuado; su armado debe ser sin partes metálicas, con superficie antiderrapante y con orillas biseladas.

Análoga misión tienen las alfombrillas de caucho constituidas por una capa de caucho de alto poder dieléctrico de 3mm de espesor.

Extinguidor

Deben colocarse extinguidotes contra incendio, tantos como sean necesarios, adecuados para aplicarse a partes vivas en lugares convenientes y claramente marcados, de preferencia a lugares cercanos a los accesos.

Los extinguidotes deben revisarse periódicamente para que siempre estén en condiciones correctas de operar y no deben estar sujetos a cambios de temperaturas mayores a las indicadas por el fabricante para su correcta operación.

Equipo de tierras

El equipo de tierras es un equipo de seguridad, para su uso debe verificarse que todas las piezas de contacto así como los conductores del dispositivo de puesta a tierra, estén en buen estado.

Pértiga universal

La pértiga es propiamente un equipo de operación. Se debe contar con la pértiga adecuada para la operación de cuchillas desconectadas, fusibles, desconectores; debiendo ser de características dieléctricas, longitud y resistencia mecánica adecuada. Debe mantenerse limpia y seca para ser usada en cualquier momento.

6.3 Conducta y utilización del equipo de protección

La seguridad en el trabajo, para evitar accidentes, representa la necesidad de mantener una vigilancia constante de los medios de trabajo, del ambiente y de los sistemas de producción empleados debiendo respetar rigurosamente cuantas normas de seguridad se deban observar.³⁷

Debe tenerse en cuenta que resulta fundamental la seguridad en el trabajo para evitar los accidentes laborales que, en casi todos los casos, se producen por causas humanas: negligencia al observar reglas de seguridad, imprudencia al efectuar un trabajo, exceso de confianza, ignorancia de las reglas, indisciplina, etc.

6.3.1 Procedimientos de trabajo en una instalación eléctrica

Antes de comenzar un trabajo en cualquier instalación eléctrica o en parte de la misma, la instalación pasa por las siguientes situaciones:

Instalación en consignación o en descargo

La instalación se considera consignada o en descargo, cuando se han realizado las operaciones que se enumeran a continuación:

- Desconectar con corte visible, todas las posibles fuentes de tensión.
- Enclavamiento o bloqueo (medios mecánicos o eléctricos que imposibilitan las maniobras en una instalación o en un elemento de la misma), si es posible, de los aparatos de corte.
- Hacer constar tal situación al jefe de trabajo, el cual se hace cargo de la misma.

Una instalación consignada o en descargo no está aún en circunstancias para trabajar en ella.

Instalación preparada para trabajos

Es aquella instalación o parte de la misma que una vez consignada o en descarga, se han realizado además las siguientes operaciones:

- Puesta a tierra y en cortocircuito en todas las posibles fuentes de tensión.
- Reconocimiento o comprobación de la ausencia de tensión, en el propio lugar de trabajo.
- Puesta a tierra y en cortocircuito, también en el propio lugar de trabajo.

³⁷ ANSI/IEEE C2 "National Electrical Safety Code (NESC)".

- Colocar la señalización de seguridad adecuada, en la zona de trabajo. Solamente en el caso que se hayan realizado todas y cada una de las operaciones mencionadas, pueden iniciarse los trabajos en la instalación.

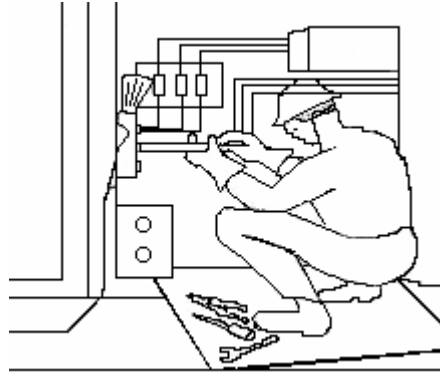


Fig. 6.2 Material de seguridad

6.3.2 Recomendaciones en trabajos que se efectúan SIN tensión

Siempre que sea posible, los trabajos y maniobras que se efectúen en instalaciones de baja tensión deben realizarse sin tensión. En estos casos, se procederá de la siguiente forma:

- a. Seccionar la parte de la instalación donde se va a trabajar, separándola de cualquier posible alimentación mediante la apertura de los aparatos de seccionamiento más próximos a la zona de trabajo.
- b. Bloquear en posición de apertura, si es posible, cada uno de los aparatos de seccionamiento citados. En cualquier caso, colocar en el mando de estos aparatos un letrero con la prohibición de maniobrarlo.
- c. Comprobar, mediante un verificador de tensión, la ausencia de tensión en cada una de las partes eléctricamente separadas de la instalación (fases, ambos extremos de los fusibles, etc.) comprobando antes y después si el verificador de tensión funciona correctamente.

Al finalizar los trabajos no se reestablecerá el servicio hasta que el responsable de los mismos compruebe personalmente que no existe peligro alguno.

Siempre que sea posible, los trabajos en baja tensión se realizarán mediante la correspondiente petición de consignación o descargo.

6.3.3 Recomendaciones en trabajos que se efectúan CON tensión

Solamente se admitirán los trabajos con tensión en casos excepcionales y cuando, por una u otra causa, no sea posible desconectar las fuentes de tensión.

En el caso de que la tensión no pueda ser suprimida o se trabaje en proximidades de instalaciones de baja tensión en servicio, con riesgo de contacto, el trabajo se efectuará teniendo en cuenta las siguientes instrucciones:

- a. Colocarse sobre objetos aislantes (alfombras, madera seca, etc.)
- b. Utilizar casco, guantes aislantes, gafas protectoras y herramientas aisladas.
- c. Ropa apropiada sin accesorios metálicos (despojarse de relojes, anillos, etc.)
- d. Aislar previamente los demás conductores bajo tensión, próximos al lugar de trabajo, incluido el neutro.

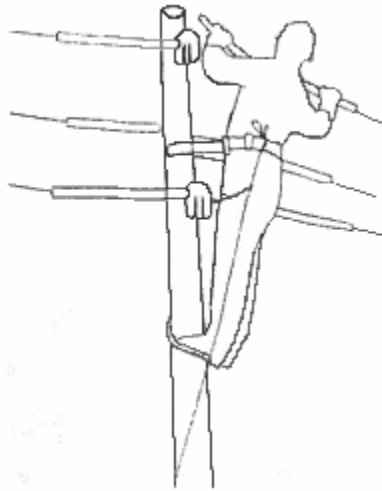


Fig. 6.3 Material de protección para trabajos con tensión en instalaciones eléctricas

6.3.4 Recomendaciones al utilizar baterías

Cuando deban realizarse trabajos en instalaciones de baja tensión con baterías, deben tenerse en cuenta las siguientes recomendaciones:

1. Está prohibido fumar y utilizar llamas dentro del cuarto de baterías.
2. Para todas las manipulaciones con electrolitos, debe emplearse el equipo de seguridad adecuado (guantes de goma, delantal, etc.)

6.4 Efectos fisiológicos de la corriente eléctrica

Las consecuencias del paso de la corriente por el cuerpo pueden ocasionar desde lesiones físicas secundarias (golpes, caídas, etc.), hasta la muerte por fibrilación ventricular.

Una persona sufre un choque eléctrico cuando la corriente eléctrica circula por su cuerpo, es decir, cuando la persona forma parte del circuito eléctrico, pudiendo al menos, distinguir dos puntos de contacto: uno de entrada y otro de salida de la corriente. La electrocución se produce cuando dicha persona fallece debido al paso de la corriente por su cuerpo.

La gravedad de un choque eléctrico depende principalmente de:

- La intensidad de corriente eléctrica que circula por el cuerpo.
- La trayectoria seguida por la corriente a través del cuerpo.
- El tiempo durante el cuál la persona esta sujeta al choque eléctrico.
- El área superficial de contacto con el elemento conductor.
- El tipo de corriente.

Los efectos del paso de la corriente por el cuerpo humano han sido objeto de extenso trabajo experimental y de investigación, de los cuales se han establecido diferentes valores característicos de magnitudes de corrientes importantes por los efectos que tienen sobre el cuerpo, como son: los valores de corriente de umbral de percepción, de reacción, de umbral de no soltar o de engarrotamiento, de fibrilación ventricular y superiores. Estos valores característicos se muestran en la tabla 6.1 y se describen a continuación.

Corrientes perceptibles. La percepción de pequeñas corrientes continuas se manifiesta con una sensación de calor en la palma de la mano que sujeta al electrodo y la de corrientes alternas se manifiesta por cosquilleo debido a la estimulación nerviosa. El valor para hombres es de aproximadamente de 1.1mA y para mujeres de 0.7mA, de valor eficaz a 60Hz.

Corrientes de reacción. Se les considera a aquellas que pueden producir una reacción inesperada o involuntaria y que pueden ser la causa de accidentes, tales como caídas de trabajadores que se encuentran sobre una escalera o un andamio, o de linieros que están sobre postes o torres de líneas de transmisión.

Corrientes de umbral de no soltar o de engarrotamiento. Es la corriente que ocasiona que la persona pierda el control sobre sus músculos y ya no pueda soltar voluntariamente el conductor. Este fenómeno se produce debido a que se excitan los nervios y músculos flexores bajo la acción de la corriente eléctrica, de manera que al quedar contraídos inhabilitan a la persona para soltar el conductor.

Cuando la magnitud de la corriente que atraviesa el organismo se eleva por encima del umbral de no soltar, a parte del engarrotamiento de los músculos, pueden verse afectadas las funciones fisiológicas de respiración y circulación de sangre, si el tiempo de exposición a la corriente eléctrica se prolonga considerablemente se puede presentar una detención respiratoria o circulatoria, que ocasiona rápidamente un estado de muerte aparente. Para magnitudes de corriente del orden de 20 a 30mA la contracción muscular puede difundirse y alcanzar los músculos respiratorios, originando el paro respiratorio que ocasiona una asfixia con cianosis que desemboca rápidamente en un estado de muerte aparente y en un paro circulatorio. Estos fenómenos son reversibles, si el accidentado es retirado rápidamente de la exposición a la circulación de la corriente y se le proporciona asistencia respiratoria.

Magnitudes		Efectos
Intensidades No peligrosas	1mA o menos	No produce ninguna sensación, ningún mal efecto.
	1mA-8mA	Produce choque indoloro y la persona puede soltar los conductores, porque no pierde el control de los músculos.
	8mA-15mA	Produce choques dolorosos pero sin pérdida del control muscular.
	15mA-20mA	Choque doloroso con pérdida del control de los músculos afectados. No se pueden soltar los conductores.
Intensidades peligrosas	20mA-50mA	Choque doloroso acompañado de fuertes contracciones musculares y dificultad para respirar.
	50mA-100mA	Choque muy doloroso, fuertes contracciones musculares, dificultad para respirar, puede causar fibrilación ventricular.
	100mA-200mA	Mata siempre a la victima por fibrilación ventricular.
	200mA o más	Produce quemaduras graves y fuertes contracciones musculares que oprimen el corazón y lo paralizan.

Tabla 6.1 Valores de corrientes que afectan al cuerpo humano.³⁸

Corrientes de fibrilación ventricular. Un efecto muy serio que se puede presentar con valores de corrientes mayores que los anteriores y que circulan por el corazón, es la fibrilación ventricular, la cual es caracterizada por contracciones anárquicas y asíncronas de cada una de las fibras del miocardio, lo que ocasiona rápidamente paro circulatorio y una anoxia que alcanza primero al cerebro y después al corazón.

³⁸ IEC 479-1 "Effects of current on human beings and livestock".

Efectos de corrientes superiores. Los efectos que pueden ocasionar valores de corrientes mayores que los que provocan fibrilación ventricular son paros cardiacos, inhibición respiratoria, daños irreversibles al sistema nervioso, quemaduras graves e inconciencia. No provocan fibrilación ventricular porque estas magnitudes de corriente hacen que se contraigan simultáneamente todas las fibras del corazón y permanezcan así mientras persista la circulación de la corriente.

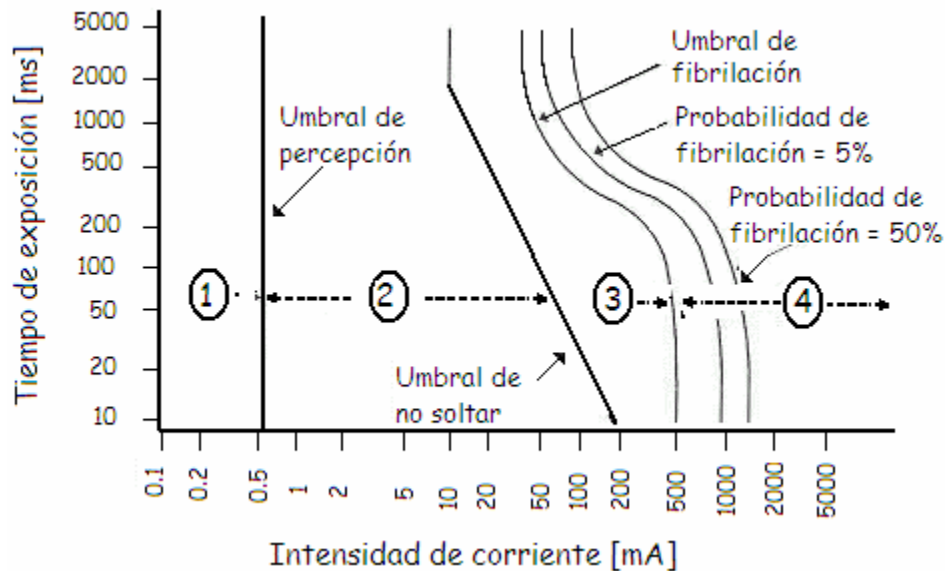


Fig. 6.4 Corriente alterna, efecto en el organismo.

En la figura 6.4 se indican los efectos que produce una corriente alterna de frecuencia comprendida entre 15 y 100Hz con un recorrido mano izquierda – los dos pies. Se distinguen las siguientes zonas:

1. Habitualmente ninguna reacción.
2. Habitualmente ningún efecto fisiológico peligroso.
3. Habitualmente ningún daño orgánico. Con duración superior a dos segundos se pueden producir contracciones musculares dificultando la respiración, paradas temporales del corazón sin llegar a la fibrilación ventricular.
4. Riesgos de paro cardiaco por fibrilación ventricular, paro respiratorio y quemaduras graves.

La duración de contacto eléctrico junto con la intensidad es el factor que más influye en el resultado del accidente.

6.5 Primeros auxilios

Como se ha señalado anteriormente, dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica que circula por el cuerpo humano se presentan diferentes consecuencias que pueden ser desde molestias leves hasta la muerte. Las consecuencias más severas son: pérdida del conocimiento, paro respiratorio, fibrilación ventricular y paro cardio-respiratorio.

Cada uno de los casos citados sin una atención adecuada pueden ocasionar la muerte, por lo que es necesario saber que hacer para proporcionar los primeros auxilios a la persona que ha estado sometida a un choque eléctrico.

Pérdida del conocimiento

Como consecuencia del choque eléctrico existe la posibilidad de que la persona quede inconsciente pero conservando la función cardio-respiratoria, al suceder esto su organismo queda flácido, el maxilar retrocede, la lengua se encuentra fijada a éste, como consecuencia retrocede en la garganta obstruyendo el paso del aire a los pulmones, situación que de no ser remediada daña el centro respiratorio del sistema nervioso central, produciendo un paro respiratorio y éste a su vez paro cardíaco.

La forma más eficaz para remediar lo anterior es, primero realizar una inspección ocular de la boca del accidentado, con la finalidad de retirar cualquier objeto extraño (dulce, chicle, tuercas, piezas dentales removibles, flemas, sangre, vómito, etc.); una vez que la vía respiratoria esta libre de cualquier obstáculo, incline la cabeza del accidentado hacia atrás, con la finalidad de que la lengua suba y no obstruya el paso del aire.

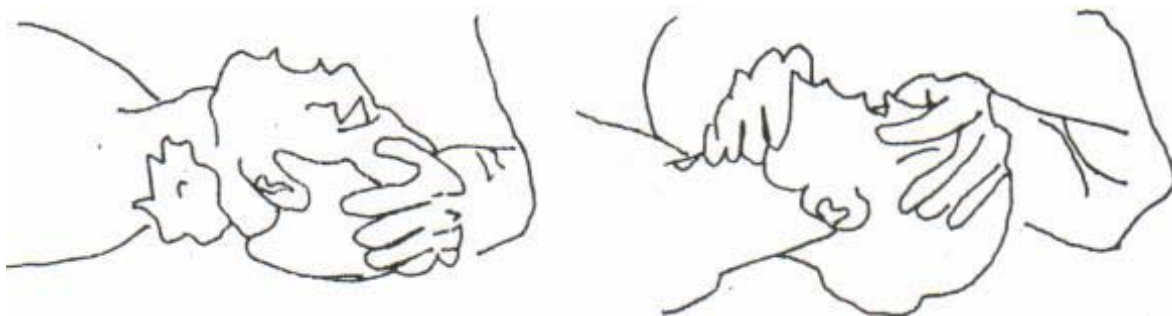


Fig. 6.5 Inspección ocular

Paro respiratorio

Otra consecuencia de un choque eléctrico es el paro del centro de control respiratorio del sistema nervioso central, lo que provoca la paralización del sistema respiratorio, ante esta situación se debe proceder de la siguiente manera.

1. Realice la inspección de la cavidad bucal del accidentado.
2. Incline la cabeza hacia atrás y colóquelo en el piso o en alguna superficie rígida.
3. Obstrúyale las fosas nasales con los dedos.
4. Selle la boca del accidentado con su boca.
5. Sople con la fuerza necesaria para que se expanda el tórax del accidentado.

Esta última operación debe realizarse cinco veces seguidas, si el accidentado empieza a respirar por si solo, suspenda la respiración artificial, pero por el contrario si no respira, cheque las pupilas y el pulso, en caso de que las pupilas se contraigan y la victima tenga pulso, continúe con la respiración artificial dando una respiración cada 5seg. Hasta llegar a un hospital.



Fig.6.6 Respiración artificial

Fibrilación ventricular

En este caso los signos que se encuentran en la victima son los mismos que en el de un paro cardio-respiratorio y la atención del paciente se describe a continuación.

Paro cardio-respiratorio

Se comprende por paro cardio-respiratorio, es la supresión de las funciones propias del corazón y de los pulmones conjuntamente; en caso de que la valoración indique que hay paro cardio-respiratorio de inmediato proceda de la manera siguiente:

1. Verifique que las vías respiratorias estén libres de obstáculos.
2. Inclínele la cabeza hacia atrás.
3. Aplique cinco respiraciones de boca a boca seguidas.
4. Si las pupilas están dilatadas y no tiene pulso, coloque a la persona sobre el piso o alguna superficie rígida.
5. Coloque el talón de una de sus manos sobre la mitad del esternón y la otra mano encima de la primera.
6. Presione el esternón con suficiente presión para hacerlo bajar de 3 a 5cm.
7. Si el auxilio lo hace sólo una persona, comprima el esternón 15 veces, a razón de una vez por segundo, e inmediatamente de dos respiraciones de boca a boca seguidas. Este procedimiento se debe seguir continuamente hasta llegar a un hospital.
8. Si el auxilio lo están proporcionando dos personas, una se debe dedicar al masaje cardiaco y la otra a la respiración de boca a boca, a razón de 5 compresiones al corazón por una respiración de boca a boca, procedimiento que no se debe suspender hasta llegar a un hospital.

Todo lo anterior aplicado en el momento y la forma adecuada puede salvar la vida de una persona, tomando en cuenta que la serenidad y la aplicación adecuada de los conocimientos son las armas más importantes con que se cuenta en el momento de un accidente.



Fig. 6.7 Masaje cardiaco y respiración artificial

Apéndice

Ejemplo de Mantenimiento

Subestación No 2 de Ciudad Universitaria

Se efectuó una libranza el día 26 de Abril de 2003 para efectuar un mantenimiento a la subestación No 2.

La subestación No 2 de la UNAM se alimenta de energía en 23kV de Luz y Fuerza del Centro a través de un interruptor de transferencia, el cual tiene dos alimentadores de la subestación "ODON DE BUEN" propiedad de Luz y Fuerza, uno subterráneo y exclusivo para la UNAM y el otro aéreo compartido con otros servicios.

La subestación No 2 al igual que la subestación No 1 reduce la tensión de 23kV a 6kV y alimenta cuatro circuitos. Estos son de gran importancia ya que dan servicio a los Institutos, los cuales realizan estudios y ensayos de gran importancia y una falta de energía les puede causar daños irreparables.

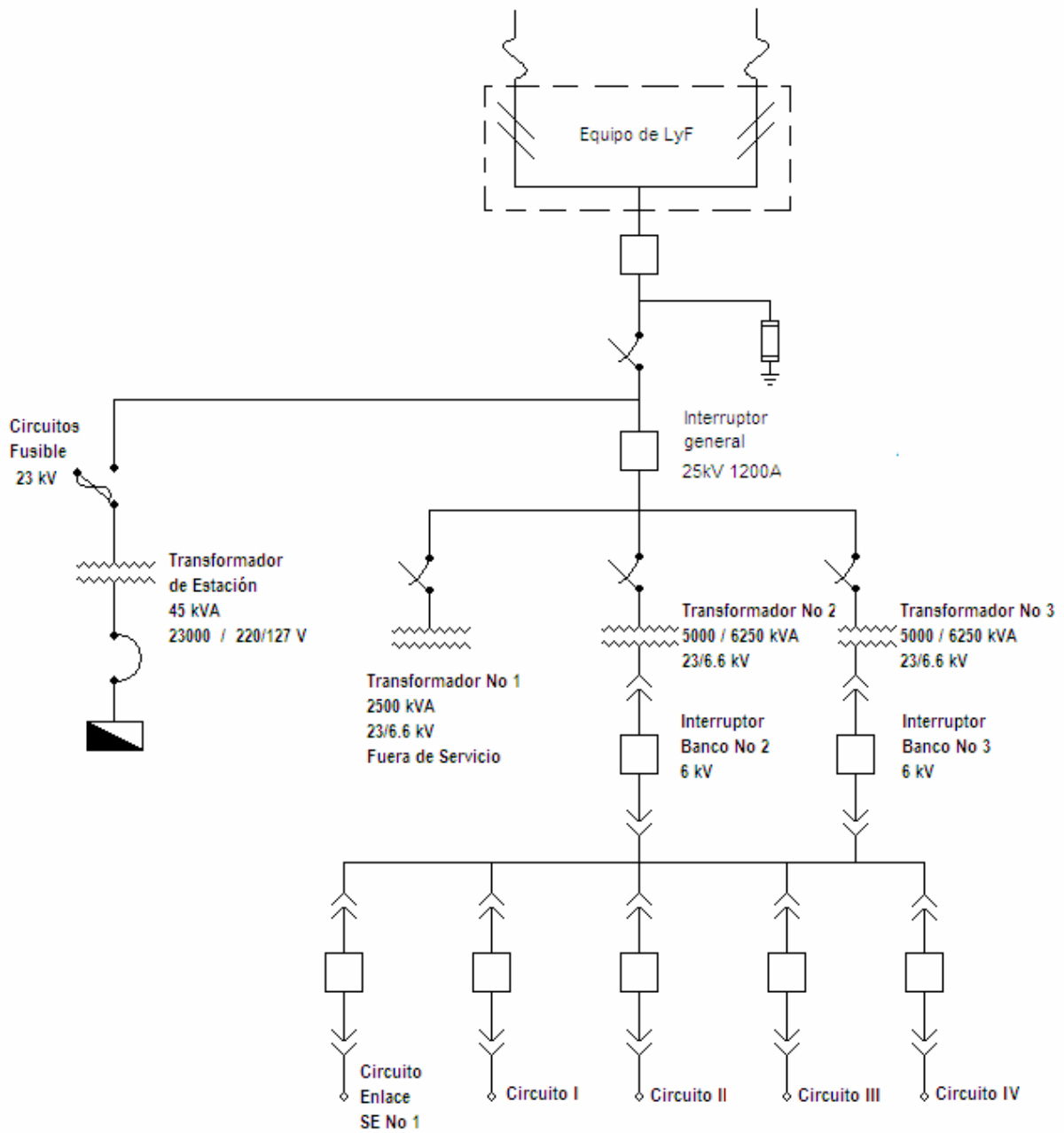
En esta sección queremos representar en un ejemplo práctico las pruebas descritas en los capítulos anteriores. Para fines de exposición sólo mencionaremos algunos equipos, ya que a los equipos no mencionados se les realizan las mismas pruebas o pruebas similares.

En el siguiente diagrama se muestra la disposición de los equipos así como el diagrama unifilar.

Diagrama Unifilar

Subestación Eléctrica No 2

U N A M



Actividades realizadas

1. Revisión de control, mecanismos y pruebas del interruptor principal
 - Se bajaron los tanques para limpieza y mantenimiento general, no se encontró daño en los aisladores y contactos fijos y móviles, se cambio el aceite aislante el cual se introdujo por medio de filtro prensa.
 - Se realizaron pruebas de simultaneidad de contactos (tiempo de cierre y apertura), resistencia de aislamientos y resistencia de contactos.
 - Se revisó, limpio, ajusto, lubrico y verifico apriete de conexiones.

2. Revisión general de los juegos de cuchillas de desconectadotas de operación
 - Se les dio mantenimiento y no presentaron anomalías, se les dio ajuste para llegar a tener mejores valores de resistencia de contactos.
 - El mecanismo manual de operación trabaja correctamente; sólo se limpio, ajusto y lubrico para hacer más fácil la operación.

3. Se aplicó gel desincrustante al juego de aisladores de 23kV, había muchos residuos de contaminación, pero no se encontraron daños físicos o eléctricos.

4. Revisión general y pruebas a los transformadores de potencia 5000/62500kVA
 - Se encuentran en buenas condiciones de operación.
 - En cuanto a los cambiadores bajo carga se realizó lo siguiente: (1) se bajo el nivel de aceite, se inspeccionaron soportes y aislamientos, se reviso el mecanismo de operación, se revisaron puntos de contacto, se revisaron y reapretaron conexiones verificando par de apriete y se recupero el nivel de aceite; (2) se realizaron pruebas de operación.
 - Se verificaron fugas en el equipo inertaire.
 - Se probaron las alarmas del transformador con su respectiva operación de las lámparas indicadoras, se encuentran operando correctamente.
 - Existe fuga en boquillas de alta tensión de ambos transformadores, aunque son muy pequeñas, se recomienda corregir, esto se debe al desgaste de los empaques.

5. Revisión de control y mecanismo de los interruptores de 6.6kV, con cámaras de vacío

Los interruptores se encuentran en buenas condiciones operativas.

6. Revisión general al juego de cortacircuitos de 23kV del transformador de servicios de estación

No se encontraron anomalías en estas cuchillas.

7. Revisión y pruebas al transformador de servicios de estación de 23000/220V

No presenta ninguna observación especial, los valores de prueba se encuentra dentro de normas.

8. Revisión general y pruebas a los transformadores de potencial de 6.6kV para medición

Los transformadores de potencial se encuentran en buenas condiciones físicas y eléctricas.

9. Revisión general y pruebas a elementos de protección y medición del interruptor general de 23kV, de 2 transformadores de 23/6.6kV y 5 circuitos alimentadores de 6.6kV.

No se encuentran anomalías en cuanto a la operación de las protecciones, pero se recomienda realizar un estudio de corto circuito y coordinación de protecciones para tener la certeza de que se encuentran ajustados correctamente.

10. Revisión general del banco de baterías y cargador estático 125Vcd.

Las baterías se encuentran en buenas condiciones operativas, solo se recupero nivel en algunas.

11. Revisión general y pruebas al circuito de alarmas del tablero mímico para dejar el equipo en óptimo funcionamiento.

12. Revisión y pruebas al sistema de tierras.

Se verifico el apriete de conexiones.

Desarrollo del mantenimiento a la subestación No 2

Paso 1 Equipo de seguridad requerido en el mantenimiento

Tanto los Ingenieros a cargo como los propios operarios tuvieron la obligación de hacer lo posible por reducir los accidentes de trabajo, por lo tanto, los trabajadores estuvieron obligados a emplear el equipo de protección para eliminar los riesgos profesionales. El equipo de seguridad necesario fue:

- Pértiga
- Casco protector
- Guantes dieléctricos
- Tarimas aislantes
- Botas dieléctricas
- Extinguidor
- Equipo de tierras
- Cinturones y arneses de seguridad

Paso 2 Maniobras de libranza de la subestación

- Se hizo una solicitud a la Compañía suministradora (Luz y Fuerza) para la fecha en la que se realizó el mantenimiento, indicando el lapso de libranza en horas.
- Se verifico que las plantas de emergencia, estuvieran en buenas condiciones de operación.
- Se abrieron los interruptores derivados de baja tensión, cuando esto sucede las plantas de emergencia entran en operación.
- Se desconecto el interruptor general de baja tensión, en este momento el transformador trabaja en vacío.
- Se desconecta el interruptor general (alta tensión) verificando la correcta apertura de las tres fases.
- Se abrieron las cuchillas de paso de operación sin carga.
- Se comprobó la ausencia de tensión en la acometida de Luz y Fuerza.
- Se cortocircuitaron las terminales de las cuchillas de paso.

Todos los pasos anteriores fueron supervisados por el Ingeniero responsable del mantenimiento y la subestación quedo desenergizada y libre para poder descargarla.

Paso 3 Descarga y aterrizaje de la subestación y equipo

Cuando la subestación estuvo desenergizada se procedió a descargarla, esta maniobra se hizo con el equipo adecuado, juego de guantes para alta tensión, pértiga, zapatos dieléctricos, tarimas y cable calibre mínimo No 8.

Un extremo del cable se conectó solidamente a la punta de cobre de la pértiga y el otro extremo al sistema de tierras de la subestación.

Posteriormente se tocó con la punta de la pértiga todas las partes metálicas, interruptor, cuchillas, portafusibles, etc.

Cuando la subestación está cargada se produce un chispazo y la corriente y tensión inducida son descargados a tierra.

Una vez terminado lo anterior, la subestación estuvo libre para entrar a su interior. Se colocaron los juegos de tierras solidamente a tierra, para prevenir un energizamiento involuntario o equivocado en la acometida.

Paso 4 Mantenimiento al equipo de la subestación No 2

Datos generales del equipo

Datos del transformador:

Transformador No1	Capacidad: 5000/6250kVA
Designación: TR-1	Tensión: 23000 / 6600 V
Marca: IEM	3 Fases / 60Hz
Serie: 26-0749	Conexión: delta-estrella
Clase: 25kV	Aceite: 5700lt a 30°C con F.C. 1.98

Datos del transformador de instrumento:

Transformador de corriente
Marca: General Electric
Relación: 80
Frecuencia: 60 Hz
Clase: 0.6

Datos del Interruptor principal:

Marca: IEM

Clase de Aislamiento: 25 kV

Corriente nominal: 1200 A

Datos del banco de baterías:

Tensión del Banco: 125 Vcd

Tipo: alcalino

Celdas: 20

Marca: NIFE

Pruebas al transformador

- Prueba de resistencia de aislamiento

Tiempo	ALTA vs BAJA + TIERRA				BAJA vs ALTA + TIERRA			
	Lectura Medida GΩ	Múltiplo	A 20°C	Lectura Corregida MΩ	Lectura Medida GΩ	Múltiplo	A 20°C	Lectura Corregida MΩ
15seg	4.50	1000	1.98	8910	2.00	1000	1.98	3960
30	6.00	1000	1.98	11880	3.00	1000	1.98	5940
45	7.00	1000	1.98	13860	3.50	1000	1.98	6930
60	8.00	1000	1.98	15840	4.20	1000	1.98	8316
2min	10.00	1000	1.98	19800	5.10	1000	1.98	10098
3	12.00	1000	1.98	23760	5.50	1000	1.98	10890
4	13.00	1000	1.98	25740	6.00	1000	1.98	11880
5	13.80	1000	1.98	27324	7.00	1000	1.98	13860
6	14.10	1000	1.98	27918	8.00	1000	1.98	15840
7	15.00	1000	1.98	29700	9.00	1000	1.98	17820
8	15.70	1000	1.98	31086	10.00	1000	1.98	19800
9	16.00	1000	1.98	31680	10.00	1000	1.98	19800
10	16.20	1000	1.98	32076	11.00	1000	1.98	21780

Indice de absorción: $60''/30'' = 1.33$
 Indice de polarización: $10'/1' = 2.03$

Indice de absorción: $60''/30'' = 1.40$
 Indice de polarización: $10'/1' = 2.62$

- Prueba de factor de potencia

Todas las pruebas a 2.5kV								
Prueba	Energía	Tierra	Guarda	MVA	MW	%FP	Corrección 20°C	Condición aislamiento
1	Alta	Baja	---	5500	28	0.51	0.32	Bueno
2	Alta	---	Baja	2900	14	0.48	0.30	Bueno
3	Baja	Alta	---	6000	32	0.53	0.34	Bueno
4	Baja	---	Alta	3300	16	0.48	0.31	Bueno
				2600	14	0.54	0.34	Bueno
				2700	16	0.59	0.37	Bueno

F.C = 0.63

- Prueba de relación de transformación

Tap 1

Posición	F1	F2	F3	Relación teórica	% de desviación
1	5.7612	5.7625	5.7618	5.7614	0.023
2	5.8270	5.8276	5.8280	5.8276	0.017
3	5.8962	5.8958	5.8975	5.8950	0.029
4	5.9646	5.9645	5.9645	5.9647	0.002
5	6.0359	6.0362	6.0364	6.0358	0.008
6	6.1087	6.1089	6.1098	6.1085	0.018
7	6.1835	6.1832	6.1837	6.1830	0.008
8	6.2595	6.2597	6.2594	6.2593	0.006
9	6.3376	6.3378	6.3382	6.3375	0.009
10	6.3374	6.3376	6.3375	6.3375	0.003
11	6.3376	6.3378	6.3379	6.3375	0.005
12	6.5003	6.5005	6.5008	6.5000	0.088
13	6.5846	6.5849	6.5852	6.5845	0.009
14	6.6715	6.8714	6.6716	6.6711	0.003
15	6.7605	6.7608	6.7607	6.7600	0.004
16	5.8255	5.5256	5.8250	6.8514	0.010
17	6.9458	6.9465	6.9475	6.9453	0.024
18	7.0418	7.0419	7.0424	7.0417	0.006
19	7.1410	7.1412	7.1415	7.1409	0.007

Esta prueba se realiza para cada uno de los taps.

- Pruebas al aceite

Prueba	Valor de Norma	Valor de prueba
Rigidez dieléctrica	23kV mínimo	45 kV
Tensión interfacial	24Dinas/cm mínimo	29Dinas/cm
Densidad	0.840 a 0.880	0.86
Aspecto visual	---	Claro
Sedimentos	---	Ligeros
Factor de potencia	0.8 a 25°C máximo	0.088
Contenido de humedad	35 PPM máximo	18 PPM

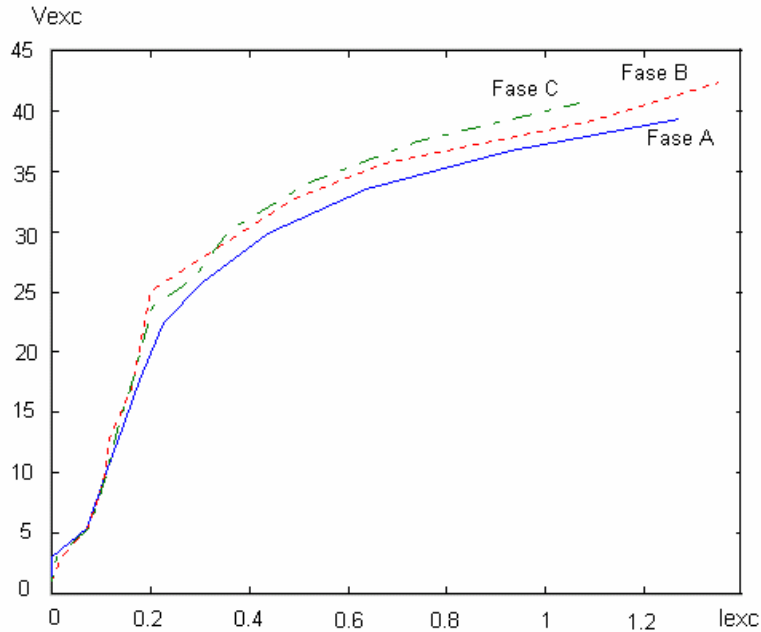
Pruebas a transformadores de instrumento

1. Transformadores de potencial

Fase	Marca	Relación de Transformación	Clase	Polaridad	Continuidad	Corriente excitación	Resistencia de aislamiento
A	TM-2000	54.909	15 kV	Sustractiva	OK	0mA	> 100GΩ
B	TM-2000	54.937	15 kV	Sustractiva	OK	0mA	> 100GΩ
C	TM-2000	54.946	15 kV	Sustractiva	OK	0mA	> 100GΩ

2. Transformador de corriente

Fase A		Fase B		Fase C	
I _{exc}	V _{exc}	I _{exc}	V _{exc}	I _{exc}	V _{exc}
0.000	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00
0.000	3.00	0.02	3.00	0.01	3.00
0.072	5.44	0.072	5.22	0.077	5.58
0.111	10.004	0.102	9.119	0.109	9.75
0.144	13.928	0.118	12.785	0.137	13.949
0.179	17.665	0.161	17.047	0.166	17.865
0.227	22.40	0.202	25.12	0.204	23.78
0.308	25.88	0.339	28.75	0.287	26.10
0.435	29.80	0.492	32.76	0.358	30.04
0.636	33.49	0.674	35.68	0.520	34.11
0.928	36.63	1.096	39.19	0.742	37.43
1.270	39.32	1.352	42.37	1.070	40.66



Comparando la gráfica de saturación, obtenida con los valores de prueba, con la gráfica teórica podemos observar que el transformador de corriente no se satura.

Pruebas al interruptor

- Prueba de resistencia de contactos

Polo	Lectura	Múltiplo	Microohms [$\mu\Omega$]
A	0.110	1000	110
B	0.120	1000	120
C	0.100	1000	100

- Prueba de resistencia de aislamiento

Prueba	Lectura	Múltiplo	Megaohms [$M\Omega$]
1	> 200 $G\Omega$	1000	> 200000
2	> 200 $G\Omega$	1000	> 200000
3	> 200 $G\Omega$	1000	> 200000

- Prueba de tiempo de cierre y apertura

Prueba 1	Cierre [ms]	Apertura [ms]	Prueba 2	Apertura [ms]	Prueba 3	Cierre [ms]
F1	273	307	F1	50	F1	269
F2	273	307	F2	49	F2	269
F3	273	308	F3	51	F3	269

Pruebas al banco de baterías

- Prueba de tensión y nivel del electrolito

Celda	Tensión Medida	Se recupero nivel	Observaciones
1	6.20	Si	El banco de baterías opera correctamente, se recupero el nivel en las celdas necesarias
2	6.18	Si	
3	6.23	No	
4	6.31	No	
5	6.24	No	
6	6.22	Si	
7	6.30	No	
8	6.25	No	
9	6.17	Si	
10	6.27	No	
11	6.28	No	
12	6.25	No	
13	6.21	Si	
14	6.32	No	
15	6.27	No	
16	6.29	No	
17	6.28	No	
18	6.19	Si	
19	6.25	No	
20	6.31	No	

Las baterías se encuentran dentro del rango de tensión aceptable, sin embargo, no se encuentran en condiciones óptimas porque la tensión en circuito abierto de cada celda es menor a 1.4V.

Pruebas al sistema de tierras

Durante el mantenimiento se realizaron las siguientes actividades: (1) medición de resistencia a tierra del sistema completo, (2) medición de la resistividad del terreno, (3) inspección de corrosión, (4) apriete y (5) limpieza de las conexiones.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra conserva un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) de **1.01Ω** que conforme a la NOM-001-SEDE esta dentro del valor de Norma.

Tabla de resultados

	Prueba	Valor mínimo	Valor máximo	Valor de prueba	Condiciones
T R A N S F O R M A D O R	Resistencia de aislamiento	670MΩ		2GΩ	Excelente
	Índice de absorción	1.25		1.4	Bueno
	Índice de polarización	2		2.62	Regular
	Factor de potencia		1%	0.52%	Bueno
	Relación de transformación (Tap1 fase A)	5.733	5.790	5.7612	Bueno
	Rigidez dieléctrica del aceite	23kV		45kV	Bueno
	Factor de potencia del aceite		0.6%	0.088%	Bueno
	Contenido de agua del aceite		35PPM	18PPM	Bueno
I N T E R R U P T O R	Resistencia de contactos (fase A)		300μΩ	110μΩ	Bueno
	Resistencia de aislamiento	10,000MΩ		>200,000MΩ	Bueno
	Tiempo de cierre		100ms	269ms	Aceptable*
	Tiempo de apertura		60ms	50ms	Bueno

* Aunque el valor de prueba es mayor al especificado por CFE, se considera aceptable ya que los tiempos de cierre son del orden de 6 a 16 ciclos dependiendo el fabricante.

Conclusiones

Debido a la importancia que tiene la calidad y continuidad del abastecimiento y distribución de la energía eléctrica en México, es indispensable contar con un mantenimiento adecuado de los sistemas eléctricos y así lograr un funcionamiento óptimo de las Subestaciones Eléctricas de Distribución.

El objetivo del mantenimiento es asegurar la confiabilidad del servicio, asegurando que cada elemento del sistema de potencia desempeñe las funciones deseadas; satisfaciendo todos los requisitos de calidad, cumpliendo con las normas de seguridad y medio ambiente, y maximizando el beneficio global.

La presente tesis proporciona y cumple con el objetivo de aportar los fundamentos, criterios y pruebas necesarias en el mantenimiento de una subestación eléctrica de distribución para mantenerla en las mejores condiciones de operación, obteniendo en forma eficiente el servicio que se proporciona al usuario.

Para lograr esto, concluimos, que las actividades de operación y mantenimiento con sus correspondientes servicios de apoyo deben estar basados en la planeación y el seguimiento de los equipos durante su periodo de vida útil, es en este momento cuando empleamos el concepto de *mantenimiento predictivo* que se refiere a un método sistemático de monitoreo y seguimiento del estado actual del equipo pronosticando futuras fallas. El mantenimiento en general debe apegarse a una coordinación estrecha que permita cumplir con su cometido a fin de evitar en lo posible la interrupción del sistema eléctrico interconectado, que en determinado momento puede perder estabilidad y podría ocasionar interrupción parcial o total del servicio.

También se debe tener conocimiento de la instalación a operar, su grado de confiabilidad y el mantenimiento que en sus grados, tanto predictivo, preventivo y correctivo se efectúan de una manera programada, ya que es una de las herramientas más efectivas que pueden usarse en el mejoramiento de la eficiencia de cualquier departamento de mantenimiento para conservar en condiciones óptimas el equipo y cubra su periodo de vida en forma normal, previendo su reposición en forma oportuna.

La forma de programar el trabajo del mantenimiento puede variar desde planear lo que se va a designar a un trabajador en un día de trabajo hasta un sistema de planeación elaborado y centralizado que emplea especialistas para distribuir todo el tiempo de cada técnico en trabajos específicos. La justificación de cualquier sistema de mantenimiento requiere de la programación en términos de mejora de la eficiencia.

Durante el mantenimiento, la inspección que se realiza en el equipo de la subestación para detectar fallas es de gran importancia; contar con los manuales de mantenimientos previos, reportes básicos de pruebas, censo del equipo y programas de mantenimiento, conducirán a una alta eficiencia de dicha actividad.

¿Por qué es importante lo anterior? Porque los procedimientos preventivos más importantes incluyen inspección detallada en el total del equipo para detectar fallas o daños debido al deterioro o mal uso, reemplazo de partes y reparaciones tan pronto sea necesario. Concluyendo, el *mantenimiento preventivo* consiste en la inspección, reparación y reacondicionamiento programado del equipo. Para lograr diagnósticos más fiables, reprogramar por prioridades y obtener mejores resultados es imprescindible contar con los manuales e historial de mantenimientos previos y del equipo.

También se debe contar con los recursos materiales y económicos necesarios como: equipo de medición y prueba, reserva de refacciones, herramientas, materiales, equipo de maniobra y transporte, así también, asesoría y servicio de apoyo necesarios.

El mantenimiento preventivo debe apegarse a un programa periódico serio para evitar en lo posible requerir del mantenimiento correctivo. El *mantenimiento correctivo* puede llevarse a cabo en forma planificada y no planificada.

Cuando este mantenimiento es no planificado se llevan a cabo correcciones de averías o fallas cuando éstas se presentan no planificadamente, al contrario del mantenimiento preventivo. Esta forma de Mantenimiento impide el diagnóstico fiable de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por maltrato, por abandono, por desconocimiento del manejo o por desgaste natural; un ejemplo de este tipo mantenimiento, es la habitual reparación urgente tras una falla que obligó a detener el equipo.

El mantenimiento correctivo planificado consiste en la reparación de un equipo cuando se dispone del personal, refacciones y documentos técnicos necesarios para efectuarlo.

Concluyendo, la eficiencia del sistema eléctrico dependerá de la rapidez con se detecte el problema. Si bien es reconocido que un mantenimiento correctivo realizado en un plazo no muy prolongado, es un buen servicio para el equipo, creemos que ésta reparación será mejor si se le da la aplicación correcta y se realizan las pruebas de diagnóstico e inspecciones en un tiempo no mayor a un año, y de los operadores dependerá si se lleva o no un registro de operaciones y resultados.

Y por supuesto, que el trabajo de mantenimiento preventivo, basado en una experiencia amplia y un correcto análisis de resultados, contribuirá a lograr que el equipo que constituye el sistema de potencia alcance su vida útil, y se prevengan fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un equipo de la instalación eléctrica fuera de servicio se traduce en una paralización parcial o total de operaciones; que ocasiona inestabilidad en el sistema, malestar en los usuarios o pérdidas de producción en la industria.

De acuerdo a los conocimientos y experiencia adquirida durante el desarrollo de la presente tesis hemos realizado un breve programa de mantenimiento preventivo basado en la planeación y seguimiento de los equipos principales durante su periodo de vida útil, y de esta forma obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo; cabe mencionar que dicho programa sólo establece el intervalo de tiempo que hemos considerado para realizar la misma prueba en cada equipo.

Equipo	Prueba	Periodicidad
Subestación en general	Limpieza e inspección	1 año
Transformador	Resistencia de aislamiento	1 año
	Factor de potencia	1 año
	Relación de transformación	1 año
	Pruebas al aceite	6 meses
	Inspección general visual	1 mes
Interruptor	Resistencia de contactos	1 año
	Resistencia de aislamiento	1 año
	Tiempo de cierre y apertura	2 años
	Factor de potencia	1 año
	Pruebas al aceite	6 meses
	Inspección general visual	1 mes
Banco de baterías	Medición de densidad	1 mes
	Medición de voltaje	1 mes
	Inspección general visual	1 mes
Sistema de tierras	Resistencia a tierra	1 año
	Resistividad del terreno	1 año
	Inspección general visual	1 mes

Se debe establecer como objetivo fundamental a perseguir con la ejecución de pruebas de los equipos e instalaciones de subestaciones de distribución, evitar riesgos que pongan en peligro la vida del personal, en la operación de ésta, así como detectar anomalías insipientes, para estar en condiciones de tomar medidas correctivas oportunamente, evitando daños mayores al equipo y trastornos en el servicio, obteniendo con ello menores costos de operación y un aseguramiento en la calidad y continuidad del servicio.

Como fuente de energía, la electricidad es muy utilizada en la vida cotidiana ya sea en la industria, en el hogar, en el servicio público, etc., y si al usarla no se toman las debidas precauciones se pueden presentar situaciones que ponen en riesgo la integridad de las personas e inclusive la vida de éstas, y también la integridad de las propiedades; por esa razón, los accidentes son la causa de la pérdida de un gran número de horas de trabajo y, lo que es más lamentable también la pérdida de la capacidad de los trabajadores o la incapacidad total. Tanto los Ingenieros de área como los operarios tienen absoluta obligación de hacer cuanto sea posible por reducir los accidentes de trabajo.

La seguridad en el trabajo, para evitar accidentes, representa la necesidad de mantener una vigilancia constante de los medios de trabajo, del ambiente y de los sistemas de producción empleados debiendo respetar rigurosamente cuantas normas de seguridad se deban observar. Debe tenerse en cuenta que resulta fundamental la seguridad en el trabajo para evitar los accidentes laborales que, en casi todos los casos, se producen por causas humanas: negligencia en observar las prescripciones de seguridad, imprudencia al efectuar un trabajo, exceso de confianza, ignorancia de las prescripciones, indisciplina, etc.

Con lo anterior queremos decir que existen riesgos en la construcción, instalación, utilización y mantenimiento de aparatos y sistemas eléctricos, pero, el control de dichos riesgos no es difícil ni costoso, más no ocuparse de ellos puede dar lugar a que ocurran accidentes graves y pérdidas económicas elevadas; para tratar de evitar esto se han elaborado códigos de seguridad que son procedimientos detallados, específicos y extensos para la construcción, instalación y mantenimiento de aparatos y sistemas eléctricos.

Como se señaló en el capítulo VI, dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica que circula por el cuerpo humano se presentan diferentes consecuencias que pueden ser molestias leves hasta la muerte de la persona. Las consecuencias más severas son: pérdida del conocimiento, paro respiratorio, fibrilación ventricular y paro cardio-respiratorio.

Y cada uno de los casos citados sin una atención adecuada pueden ocasionar la muerte de la persona, por lo que es necesario tener una idea de lo que se debe hacer para proporcionarle los primeros auxilios a una persona que ha estado sometida a un choque eléctrico.

En conclusión, el concepto de seguridad va orientado, efectivamente, a detectar las posibles causas de accidentes, y encontrar alternativas de prevención, así como establecer métodos prácticos, aplicables al cuidado del personal que participa en el proceso de la construcción, montaje y mantenimiento de los sistemas eléctricos, la importancia del tema, radica en el cuidado de la integridad física del cuerpo de los trabajadores que son quienes conciben, proyectan, contribuyen, dan mantenimiento y aportan su carga de creatividad para brindar a la comunidad el satisfactor llamado electricidad, siendo en sí el ser humano lo más importante en todo el proceso del servicio eléctrico.

Bibliografía

Battery Book One
Curtis Instruments

Calculo de Redes de Tierra
Centro IEEE de Capacitación
IEEE, Sección México 1999

Diseño de Subestaciones Eléctricas
Ing. Raúl Martín José
Facultad de Ingeniería, México 2000

El arte y la ciencia de la protección por relevadores
Mason C. Russell
Continental

Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas
Enríquez Harper Gilberto
Ed. Limusa, México 1996

Estaciones Transformadoras y de Distribución
Zoppeti Judez G.
Gustavo Gili, México 1981

Interruptores de potencia para distribución de 15,5a 123 kv
Especificación CFE V5000-1 5
Comisión Federal de Electricidad, 1996

Mantenimiento Preventivo a Interruptores de Potencia
Ing. Cortes Esparza Fernando
ESIME, 1997

Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo I, II
Donald G. Fink / H. Wayne Beaty
Mc Graw-Hill, 1996

Manual de Procedimientos de Mantenimiento Eléctrico a Subestaciones de
Potencia
Ing. García Franco Gonzalo A.
ESIME, 1995

Manual “Normas de conducta y utilización del equipo de protección”
Comision Mixta Central de Seguridad e Higiene
Luz y Fuerza del Centro

Manual “Reglas de seguridad para evitar choques eléctricos”
Comision Mixta Central de Seguridad e Higiene
Luz y Fuerza del Centro

Manual “Riesgos de Choque Eléctrico”
Comision Mixta Central de Seguridad e Higiene
Luz y Fuerza del Centro

Máquinas Eléctricas
Chapman Stephen J.
Mc Graw-Hill, 1999

Máquinas Eléctricas
Fitzgerald, Kingsle Jr. y Umans
Ed. Mc Graw-Hill, México 1992

Máquinas Eléctricas Rotativas y Transformadores
Richardson Donald V., Caisse Arthur J. Jr.
Ed. Prentice-Hall Hispanoamericana, México 1997

Maquinas electromagnéticas y electromecánicas
Matsch Leander W.
Alfaomega, 1990

Redes Eléctricas, Volúmenes I, II
Viqueira Landa J.
Representaciones y Servicios de Ingeniería, México 1982

Reporte "Mantenimiento Preventivo a la Subestación N° 1 de CU"
PIMSA, 2000

Reporte "Mantenimiento Preventivo a la Subestación N° 2 de CU"
GIMESA, 1997

Sistemas de Tierra en Redes de Distribución
López Monroy Guillermo

Transformadores de Distribución (Teoría, cálculo, construcción y pruebas)
Ing. Avelino Pérez Pedro
Reverté Ediciones, S.A. de C.V. 1998

Transformadores de potencia, de medida y de protección
Ras Oliva Enrique
Barcelona, Marcombo 1975

Normas

NOM-001-SEDE-1999
Instalaciones eléctricas (utilización)

NMX-J-116-1996-ANCE
Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación

NMX-J-123-2001-ANCE
Aceites minerales aislantes para transformador

NMX-J-169-1995-ANCE
Transformadores y autotransformadores de Distribución y Potencia

NMX-J-284-1998-ANCE
Transformadores de Potencia

NMX-J-285-1996-ANCE
Transformadores tipo Pedestal

NMX-J-287-1998-ANCE
Transformadores trifásicos sumergibles para distribución subterránea

ANSI C37.07
Standard test procedure for AC high-voltage circuit-breakers

ANSI C57.13
Requerimientos para transformadores de instrumento

ANSI/IEEE std 80
Guide for safety in AC substation grounding

ANSI/IEEE C2
National Electrical Safety Code (NESC)

ANSI/IEEE 1106-1995

Recommended practice for maintenance, testing & replacement of nickel cadmium storage batteries.

ANSI/IEEE 1115-1992

Recommended Practices for sizing Nickel Cadmium Batteries
Effects of current on human beings and livestock

ANSI/IEEE 1187-1996

Recommended Practice for Installation Design and Installation of Valve Regulated Lead Acid Batteries

ANSI/IEEE 1188-1996

Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Valve Regulated Lead Acid Batteries

IEC 56

High-voltage alternating current circuit-breakers

IEEE std 450-2002

Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications

IEEE std 485-1997

Recommended Practice for Sizing Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations