





INTRODUCCIÓN.

Es de conocimiento general que hoy en día, la energía eléctrica es necesaria para muchos aspectos de la vida diaria, ninguna persona está exenta del uso de la energía eléctrica, de una forma u otra, ya sea en su domicilio o en el trabajo, equipos en funcionamiento, talleres, televisores, oficinas, quirófanos, etc. Esto nos lleva a la conclusión de que el servicio eléctrico debe ser continuo.

Hay que tomar en cuenta también que este servicio debe ser prestado en las mejores condiciones de calidad, y hoy en día, existen leyes y sistemas reguladores que velan por el cumplimiento de tales reglamentos por parte de las empresas del sector eléctrico, tanto en lo referido a la continuidad del servicio como a la calidad del mismo.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), tienen varios componentes y cada uno con características singulares, y éstos forman parte importante de todo el sistema, cumpliendo cada uno con sus funciones específicas, diferentes de los demás componentes, pero importantes para el buen funcionamiento del sistema, tanto en condiciones de calidad como de continuidad de servicio. Uno de estos componentes son las subestaciones, cuya función es la interconectar circuitos entre sí, con las mismas características de potencia, aunque con características diferentes en algunos casos (voltaje y corriente).

Las subestaciones pueden ser de transmisión o de distribución, de alta o de media tensión, y sus componentes, y la disposición de estos, pueden variar de una subestación a otra, pero las características de los componentes siempre serán las mismas, y cada uno tendrá también dentro de la subestación, funciones específicas e importantes a la vez.



Existen en una subestación, interruptores, encargados de unir o abrir circuitos entre sí, transformadores de potencia, encargados de transmitir la potencia de un sistema a otro con las características deseadas de voltaje y corriente, transformadores de medida, que se encargan de medir las características de la señal eléctrica para fines de protección y registro, seccionadores, que unen o separan circuitos, bancos de capacitores, que sirven para compensar la caída de tensión al final de la línea de transmisión, los pararrayos que protegen contra descargas; sólo para mencionar algunos.

Tomando en cuenta que las subestaciones son un componente importante de los sistemas de potencia, además de ser los de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de ellas; es necesario aplicar a estos sistemas (subestaciones) una adecuada Gestión de Mantenimiento. Esta gestión deberá observar al mantenimiento preventivo, englobando al mantenimiento predictivo, para revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos, al mantenimiento correctivo para reparaciones o reemplazos preventivos, el cual deberá tener cierta planificación para intervenciones de emergencia, y al mantenimiento proactivo, para el análisis y revisión periódica de la gestión, y para la evolución del mantenimiento y sus procedimientos. Todo esto interrelacionado entre sí, conformando así al Mantenimiento Integrado.

El objetivo importante de esta bibliografía es que los alumnos del Instituto Tecnológico Superior de San Andrés Tuxtla en especial alumnos de la Carrera de Ingeniería Electromecánica obtengan conocimientos básicos necesarios de Subestaciones Eléctricas y puedan tener un conocimiento más amplio del Tema.





PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En la actualidad el Instituto Tecnológico Superior De San Andrés Tuxtla, no cuenta una monografía o bibliografía el cual nos proporcione información acerca de la “Construcción de la obra Electromecánica de Subestaciones Eléctricas” impidiendo poder relacionar lo teórico con lo práctico en la materia de Subestaciones Eléctricas. Lo que constituye una limitante en el desarrollo del aprendizaje del alumno e incluso su desconocimiento sobre el tema. En tal sentido, el planteamiento es

Elaborar una bibliografía que sustente todos los Requerimientos Generales, Principios Teóricos y Montaje de Equipos Electromecánicos que integran la Construcción de la obra Electromecánica de Subestaciones Eléctricas, para que el alumno obtenga los conocimientos básicos necesarios en el desarrollo de cada uno de los conceptos y los identifique.



OBJETIVOS.

➡ OBJETIVO GENERAL:

- ✚ Documentar, presentar e identificar los lineamientos básicos de supervisión para la construcción de una Subestación Eléctrica.

➡ OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- ✚ Documentar e identificar los requisitos generales para Construcción de una obra Electromecánica.
- ✚ Documentar e identificar los principios teóricos en las Subestaciones Eléctricas.
- ✚ Documentar e identificar la obrar Electromecánica.



JUSTIFICACIÓN.

Para el alumno es importante poder enriquecer su conocimiento en la materia de Subestaciones Eléctricas, conocer cuales son los lineamientos y requerimientos para su Construcción de la Obra Electromecánica de Subestaciones Eléctricas, sobre todo como se clasifican en base al desarrollo de sus conceptos, al no contar con la suficiente información, en el Instituto Tecnológico Superior de San Andrés Tuxtla, hace que sea una limitante importante y que no pueda adquirir los conocimientos básicos necesarios para poder desarrollar su fortalecimiento académico.

Por tal razón se justifica el presentar una bibliografía, para que el alumno identifique los lineamientos básicos necesarios de la construcción de cada uno de los conceptos de la Obra Electromecánica de Subestaciones Eléctricas, en base a especificaciones de CFE y documentos aplicables que sirva de apoyo, para poder conocer el proceso de la obra.



CAPITULO I
Equipos Primarios de
una
Subestación Eléctrica.



1.1 DEFINICIÓN, CLASIFICACIÓN Y ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN.

1.1.1 Definición de una Subestación Eléctrica (S.E.'S).

En las grandes ciudades densamente pobladas, (Industrias, Comercios, Residencias), cada día es más notoria la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica que por sus características es imperioso satisfacerlas utilizando sistemas de alta tensión o baja tensión, lo que hace imprescindible la instalación de Subestaciones para esas tensiones.

Es indispensable el uso de la energía, la continuidad de servicio y calidad de la energía consumida por los diferentes equipos, así como la requerida para la iluminación, es por esto que las subestaciones eléctricas son necesarias para lograr una mayor productividad. Lo cual nos permite poder definir con exactitud la definición de la misma:

“Es el componente (conjunto de elementos o dispositivos) de los sistemas eléctricos de potencia donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, así como también los puntos donde se realiza la interconexión del sistema de generación con el de transmisión de energía para llevar esta a los centros de consumo”.

1.1.2 Clasificación de las Subestaciones Eléctricas.

El uso de las subestaciones eléctricas es de vital importancia, ya que nos permiten el control del flujo de la energía necesaria para llevar a cabo los procesos; Dependiendo del nivel de voltaje, potencia que maneja, objetivo y tipo de servicio que presentan, las subestaciones eléctricas se pueden clasificar:



FIGURA 1.1 Subestación Las Mesas Tipo SWITCHEO.



1.1.2.1 Por su Servicio.

- a).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS ELEVADORAS.
- b).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS REDUCTORAS.
- c).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ENLACE.
- d).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE SWITCHEO.

a).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS ELEVADORAS.

Una subestación eléctrica es elevadora cuando tiene transformadores de potencia que aumentan el nivel de tensión de la(s) fuente(s) de alimentación.

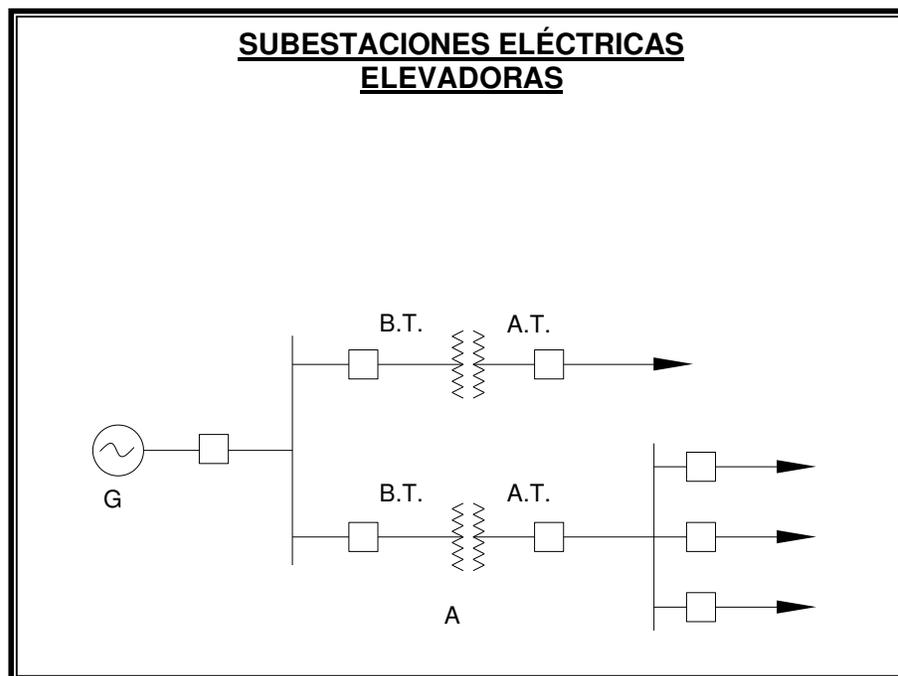


FIGURA 1.2 Diagrama de Conexión de una Subestación Elevadora.

Este tipo de subestaciones se usa normalmente en las centrales, cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltaje de transmisión, es decir se modifican los parámetros principales de generación de energía eléctrica por medio de



transformadores de potencia, estos equipos elevan el voltaje y reducen la corriente para transmisión, con el mínimo de pérdidas, estas subestaciones se localizan en las plantas generadoras.

b).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS REDUCTORAS.

Una subestación eléctrica es reductora cuando tiene transformadores de potencia que reducen el nivel de tensión de la(s) fuente(s) de alimentación.

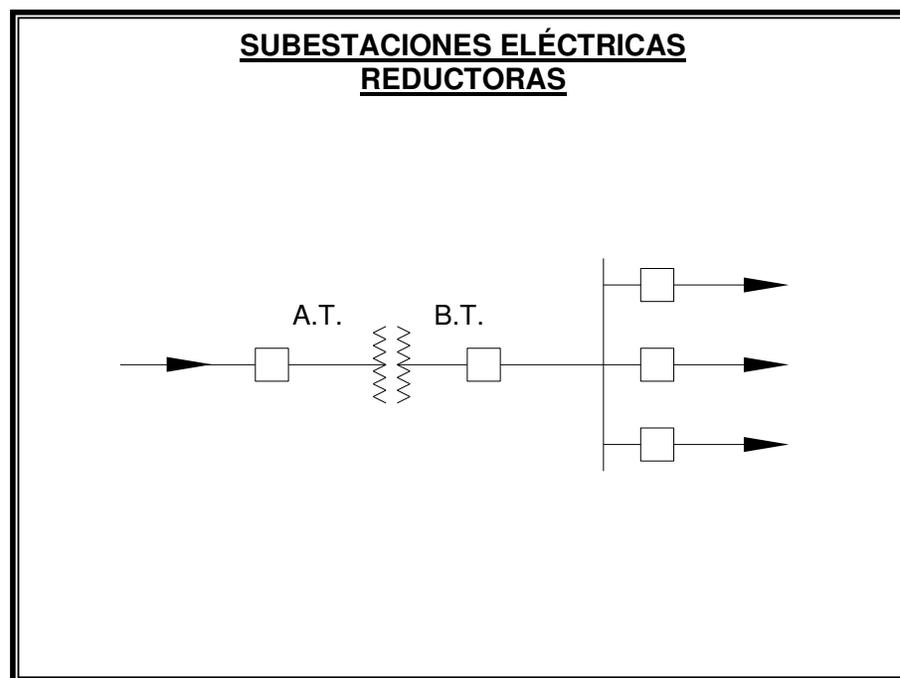


FIGURA 1.3 Diagrama de Conexión de una Subestación Reductora.

En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión se reducen al siguiente (Subtransmisión), o de sub-transmisión o distribución o eventualmente a utilización, es decir, se reducen la tensión y se incrementa la corriente por medio de transformadores de potencia. Las subestaciones reductoras se conectan a líneas de sub-transmisión o distribución para transmitir la energía eléctrica a distancias medias o cortas y alimentar a las redes de distribución de bajo voltajes para su comercialización.



c).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ENLACE.

En este tipo de subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizados como interconexión de líneas, derivación en otras direcciones, y la conexión de compensación reactiva y capacitiva.



FIGURA 1.4 Subestación Eléctrica de Enlace.



d).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE SWITCHEO.

Una subestación es del tipo de switcheo cuando no tiene transformadores de potencia que modifiquen el nivel de tensión de la(s) fuente(s) de alimentación. Este tipo de subestaciones se emplea cuando no se requiere cambiar el nivel de tensión de los circuitos y/o fuentes de alimentación, y están destinadas a efectuar sólo operaciones de maniobra (conexión y desconexión).

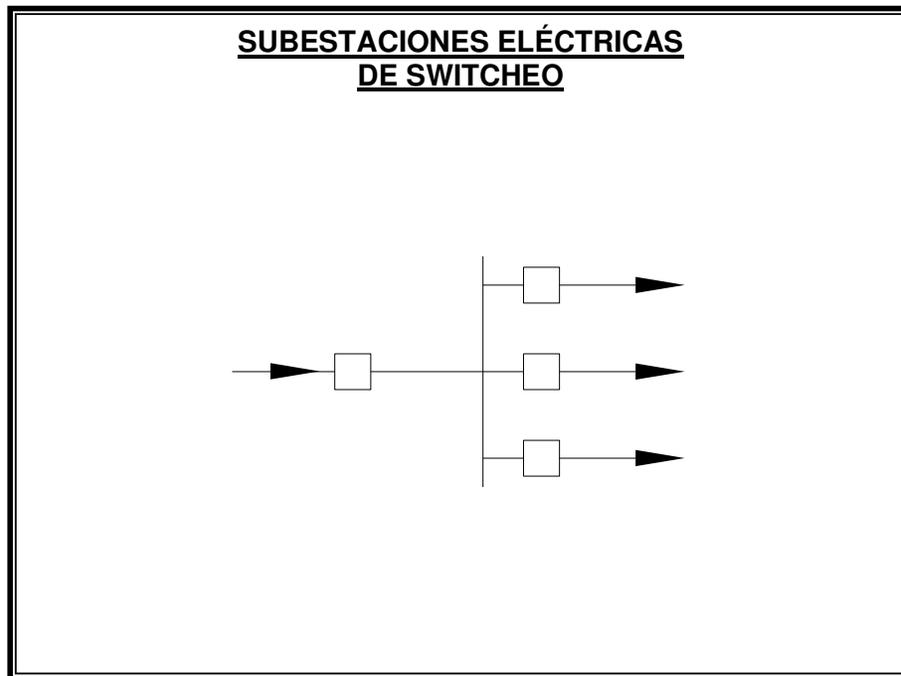


FIGURA 1.5 Diagrama de Conexión de una Subestación de Switcheo.



1.1.2.2 Por su Construcción.

- a).- RECTIFICADORA.
- b).- INTEMPERIE.
- c).- INTERIOR.
- d).- BLINDADAS.
- e).- SUBESTACIONES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF₆).

a).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS TIPO RECTIFICADORA.

Son subestaciones que rectifican o convierten corriente alterna en corriente continua y viceversa.



FIGURA 1.6 Subestación Rectificadora.



b).-SUBESTACIONES ELÉCTRICAS TIPO INTEMPERIE.

Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.



FIGURA 1.7 Subestación Eléctrica Tipo Intemperie.



c).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS TIPO INTERIOR.

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.

Son subestaciones que se encuentran con protección de obras civil, similares en su forma a la del tipo intemperie con el fin de protegerla de los fenómenos ambientales como lo son la contaminación salina, industrial, agrícola, así como de los fuertes vientos y descargas atmosféricas.

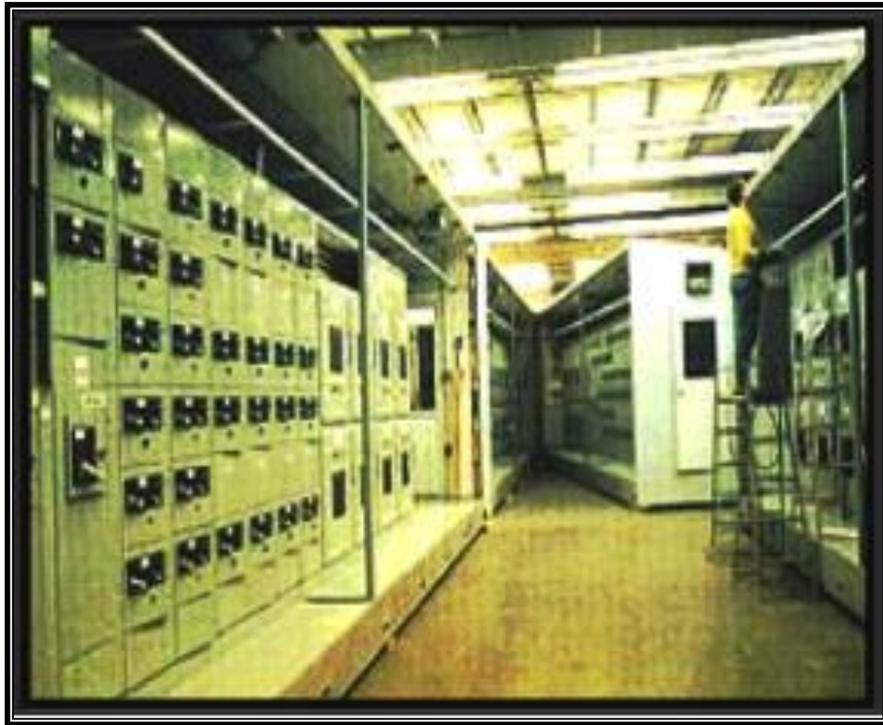


FIGURA 1.8 Subestación de Eléctrica Tipo Interior.

**d).- SUBESTACIONES ELÉCTRICAS TIPO BLINDADAS.**

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización.



FIGURA 1.9 Subestación Eléctrica Tipo Blindada.



e).- SUBESTACIONES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF₆).

Son las subestaciones encapsuladas en Hexafluoruro de azufre, diseñadas para operar en intemperie o protegidas por obra civil. Usadas para zonas urbanas con poco espacio, compactas, alta contaminación, ambientes corrosivos, de restricciones ecológicas e instalaciones subterráneas.

Actualmente existen las subestaciones compactas encapsuladas en Hexafluoruro de azufre (SF₆) las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie éstas pueden estar encapsuladas con cierta infraestructura civil protegiéndolas del medio ambiente y reduciendo los costos de mantenimiento.



FIGURA 1.10 Subestación Eléctrica en Hexafluoruro de Azufre (SF₆).



1.1.2.3 Por su Flujo de Energía.

- a).- SUBESTACIONES EN LAS PLANTAS GENERADORAS O CENTRALES ELÉCTRICAS.
- b).- SUBESTACIONES RECEPTORAS PRIMARIAS.
- c).- SUBESTACIONES RECEPTORAS SECUNDARIAS.

a).- SUBESTACIONES EN LAS PLANTAS GENERADORAS O CENTRALES ELÉCTRICAS.

Estas se encuentran en las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo así la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión. Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 KV y la transmisión depende del volumen, la energía y la distancia.



FIGURA 1.11 Subestación Eléctrica en Plantas Generadoras o Centrales Eléctricas.

**b).- SUBESTACIONES RECEPTORAS PRIMARIAS.**

Se alimentan directamente de las líneas de transmisión, y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, de manera que, dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 KV.



FIGURA 1.12 Subestación Eléctrica Receptora Primaria.

**c).- SUBESTACIONES RECEPTORAS SECUNDARIAS.**

Generalmente estas están alimentadas por las redes de subtransmisión, y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones entre 34.5 y 6.9 KV.



FIGURA 1.13 Subestación Eléctrica Receptora Secundaria.



1.1.3 Elementos Constitutivos de una Subestación Eléctrica.

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

ELEMENTOS PRINCIPALES:

- * Transformador de Potencia.
- * Interruptor de Potencia.
- * Restaurador.
- * Cuchillas Fusible.
- * Cuchillas Desconectoras y Cuchillas de Prueba.
- * Apartarrayos.
- * Tableros de Control.
- * Condensadores.
- * Transformadores de Instrumento.

ELEMENTOS SECUNDARIOS:

- * Cables de Potencia.
- * Cables de Control.
- * Alumbrado.
- * Estructura.
- * Herrajes.
- * Equipo de Control contra Incendio.
- * Equipo de Filtrado de Aceite.
- * Sistema de Tierras.
- * Equipo de Comunicación Carrier.
- * Intercomunicación.
- * Trincheras, Ductos, Conductos, Drenajes.
- * Cercas Perimetrales.



1.2 TRASFORMADORES DE POTENCIA.

En toda clase y tipo de instalación eléctrica el suministro de energía se realiza a través de los Transformadores de Potencia, por lo cual la eficiencia y calidad de la energía estará en proporción a la confiabilidad de la instalación.

Las reglas de operación han cambiado dramáticamente en los últimos diez años, debido a la incorporación en la carga de unidades complejas no lineales, sumamente delicadas y sensibles, simultáneamente generadoras de ruido electromagnético (distorsión y equipo electrónico).

Hoy en día en que se requiere transportar grandes cantidades de fluido eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, no sería concebible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso específico de los transformadores.

1.2.1 Transformador.

“Maquina estática que trabaja en base al principio de inducción electromagnética, aislada eléctricamente y eslabonada magnéticamente”.

“Dispositivo que sirve para convertir el valor de un flujo eléctrico a un valor diferente. De acuerdo con su utilización se clasifica de diferentes maneras”.

“Constituido por dos devanados el primario y el secundario y en algunos casos por devanado terciario, es el elemento de la S.E. con menor porcentaje de falla comparativamente con las líneas de Transmisión”.



FIGURA 1.14 Banco de Transformadores de la Subestación Las Mesas.



El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso de transformación es el **TRANSFORMADOR**, cambiándose con ello, el uso de la corriente directa a corriente alterna, dado que el transformador funciona sólo con corriente alterna.

Los transformadores de potencia industriales y domésticos, que operan a la frecuencia de la red eléctrica, pueden ser monofásicos o trifásicos y están diseñados para trabajar con voltajes y corrientes elevados. Para que el transporte de energía resulte rentable es necesario que en la planta productora de electricidad un transformador eleve los voltajes, reduciendo con ello la intensidad.

Las pérdidas ocasionadas por la línea de alta tensión son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente por la resistencia del conductor. Por tanto, para la transmisión de energía eléctrica a larga distancia se utilizan voltajes elevados con intensidades de corriente reducidas. En el extremo receptor los transformadores reductores reducen el voltaje, aumentando la intensidad, y adaptan la corriente a los niveles requeridos por las industrias y las viviendas, normalmente alrededor de los 240 Voltios.

Los transformadores de potencia deben ser muy eficientes y deben disipar la menor cantidad posible de energía en forma de calor durante el proceso de transformación. Las tasas de eficacia se encuentran normalmente por encima del 99% y se obtienen utilizando aleaciones especiales de acero para acoplar los campos magnéticos inducidos entre las bobinas primaria y secundaria. Una disipación de tan sólo un 0.5% de la potencia de un gran transformador genera enormes cantidades de calor, lo que hace necesario el uso de dispositivos de refrigeración.

Los transformadores de potencia convencionales se instalan en contenedores sellados que disponen de un circuito de refrigeración que contiene aceite u otra sustancia. El aceite circula por el transformador y disipa el calor mediante radiadores exteriores.



Los transformadores de potencia convencionales se instalan en contenedores sellados que disponen de un circuito de refrigeración que contiene aceite u otra sustancia. El aceite circula por el transformador y disipa el calor mediante radiadores exteriores. En la **Figura 1.15**, se ilustra un transformador de potencia cuyas características son: 115/13.8 KV de 15/20 MVA.



FIGURA 1.15 Transformador de Potencia 115/13.9 KV de 15/ 20 MVA.

1.2.2 Clasificación de Transformadores.

Los transformadores pueden estar destinados a transformar potencias de cierta consideración, alimentados por tensión y frecuencias (transformadores de potencia). Pueden usarse en circuitos de la técnica de la comunicación, previstos para trabajar con tensiones y frecuencias diversas (transformadores de comunicación).



Otra aplicación consiste en facilitar la conexión adecuada de aparatos de medida o de protección (transformadores de instrumento), por ello los transformadores se pueden clasificar por:

a) Por la forma de su Núcleo:

- ◆ Tipo columna.
- ◆ Tipo acorazado.
- ◆ Tipo envolvente.
- ◆ Tipo radial.

b) Por el número de Fases:

- ◆ Monofásico.
- ◆ Trifásico.

c) Por el número de Devanados:

- ◆ Dos Devanados.
- ◆ Tres Devanados.
- ◆ Cuatro Devanados.

d) Por el medio Refrigerante:

- ◆ Aire.
- ◆ Aceite.
- ◆ Líquido Inerte.



e) Por el tipo de Enfriamiento:

- ◆ Enfriamiento OA.
- ◆ Enfriamiento OW.
- ◆ Enfriamiento OW/A.
- ◆ Enfriamiento OA/AF.
- ◆ Enfriamiento OA/FA/FA.
- ◆ Enfriamiento FOA.
- ◆ Enfriamiento OA/FA/FOA.
- ◆ Enfriamiento FOW.
- ◆ Enfriamiento A/A.
- ◆ Enfriamiento AA/FA.

f) Por el tipo de Regulación:

- ◆ Regulación Fija.
- ◆ Regulación Variable con carga.
- ◆ Regulación Variable sin carga.

g) Por la Operación:

- ◆ Potencia.
- ◆ Distribución.
- ◆ Instrumento.
- ◆ De Horno Eléctrico.
- ◆ De Ferrocarril.



h) Por su Localización:

- ◆ Interior.
- ◆ Intemperie.

i) Por su Capacidad:

- ◆ De Potencia 500 KVA y mayor.
- ◆ De Distribución 500 KVA y menor.

j) Por su Aplicación:

- ◆ Elevador.
- ◆ Reductor.
- ◆ De Instrumentos.
- ◆ De Tierras.
- ◆ Regulador, Etc.

k) Por el tipo de preservación de Aceite:

- ◆ Con tanque Conservador.
 - ❖ Respiración a través de silica.
 - ❖ Sello de Nitrógeno (N₂).
 - ❖ Aislado con Bolsa o Diafragma.
 - ❖ Respiración Libre.
- ◆ Sin tanque Conservador.
 - ❖ Respiración a través de silica.
 - ❖ Sello con Gas (aire ó nitrógeno).



l) Por conexión:

- ◆ Delta – Estrella.
- ◆ Estrella – Estrella.
- ◆ Delta – Delta.
- ◆ Estrella – Delta.
- ◆ Zig – Zag.

m) Por la forma de Preservar el Líquido Aislante:

- ◆ Tipo Conservador (Respiración Libre).
- ◆ Tipo Conservador (Sello de Gas Inerte).
- ◆ Tipo Conservador (Sellado con Bolsa de Neopreno).

n) Por la forma de la Sección Transversal de los Núcleos:

- ◆ Sección Rectangular.
- ◆ Sección Cruciforme.
- ◆ Sección Escalonada.

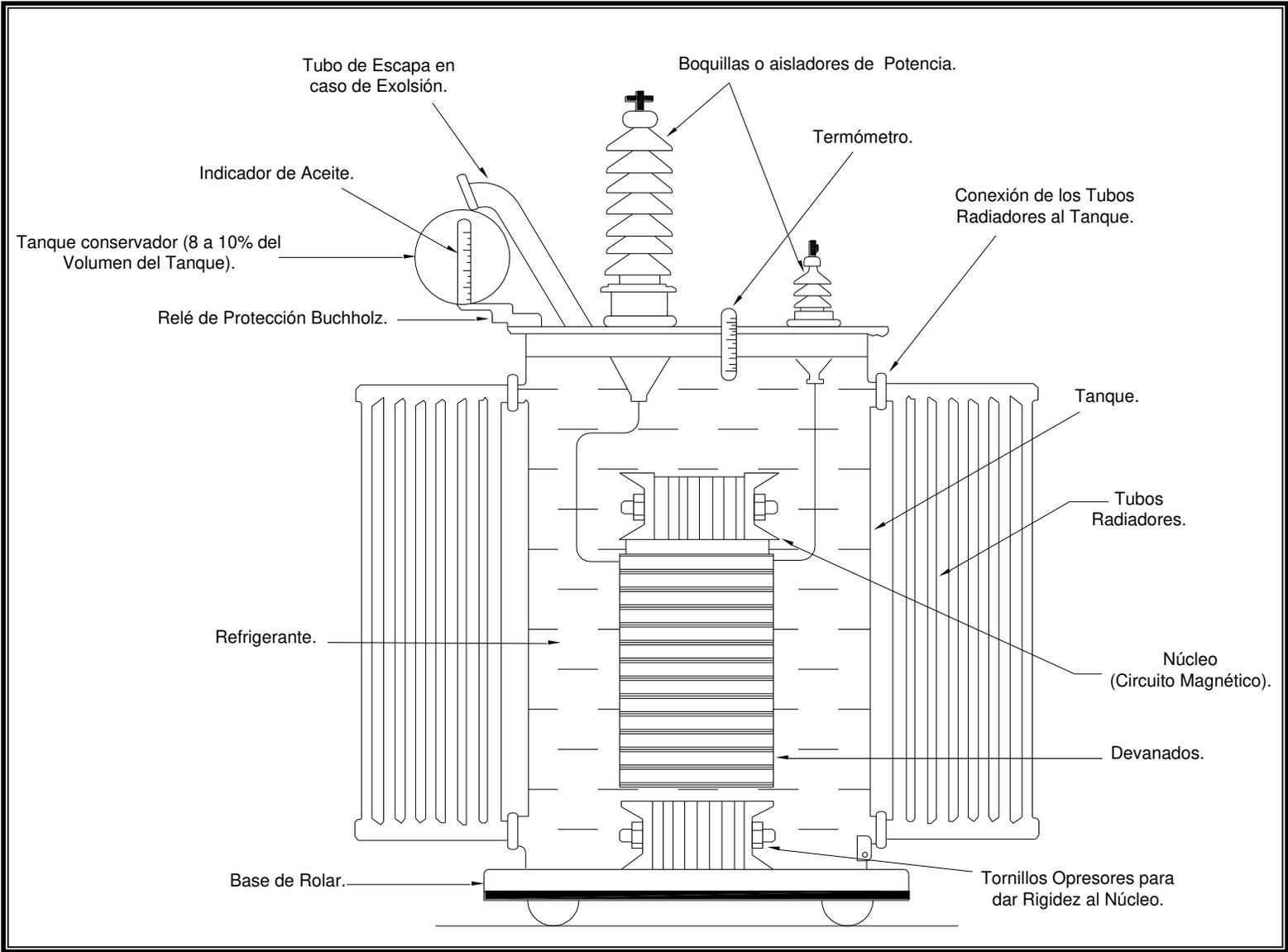
1.2.3 Partes que Constituyen un Transformador.

- ❖ Núcleo de Circuito Magnético.
- ❖ Devanados.
- ❖ Bobina.
- ❖ Relé de protección Buchholz.
- ❖ Aislamiento.
- ❖ Aislantes.
- ❖ Tanque o Recipiente.
- ❖ Boquillas.



- ❖ Ganchos de Sujeción.
- ❖ Válvula de Carga de aceite.
- ❖ Válvula de Drenaje.
- ❖ Tanque conservador.
- ❖ Tubos Radiadores.
- ❖ Base para Rolar.
- ❖ Placa de Tierra.
- ❖ Placa de Características.
- ❖ Termómetro.
- ❖ Manómetro.
- ❖ Cambiador de derivaciones o taps.
- ❖ Cincho para bobina y núcleo.
- ❖ Soporte.
- ❖ Placa de datos.
- ❖ Cambiador de Derivaciones.
- ❖ Armazón Final.
- ❖ Caja Terminal para dispositivos de protección.

FIGURA 1.16 Elementos de un Transformador de Potencia.





1.2.4 Tipos de Enfriamiento.

Los tipos de enfriamiento utilizados en transformadores de Potencia son los siguientes:

OA.....Auto enfriado.

OA/FA.....Auto enfriado y enfriado por aire forzado.

OA/FA/FA.....Auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado

OA/FOA.....Auto enfriado y enfriado por aceite y aire forzado.

OA/FOA/FOA.....Auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire y aceite forzado.

FOW.....Enfriado por agua y aceite forzado.

OA:

Sumergido en aceite con enfriamiento propio. Se utiliza por lo general en transformadores de más de 50 KVA. Utiliza tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas; en capacidades mayores de 3000 KVA. Se usan radiadores del tipo desmontable. El transformador OA debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a).- El transformador debe contar con el número suficiente de radiadores o enfriadores con el objetivo de que no exceda las temperaturas máximas permisibles.
- b).- A la entrada y la salida de cada enfriador se debe proporcionar válvulas de mariposa con objetivo de poder desmontar el radiador del tanque, sin necesidad de vaciar el aceite del transformador.

Estas válvulas deben estar montadas en el tanque del transformador y acoplarse a los enfriadores por medio de bridas atornilladas y con empaques a prueba de aceite. Un lado de las bridas debe contar con una caja circular y rectangular, maquinada, para



alojar empaques y evitar sobre compresiones de los empaques. Las válvulas deben tener indicador de posición.

A continuación se presentan las capacidades de Enfriamientos (OA y FA), para los Transformadores monofásicos y trifásicos

TABLA 1.1 Capacidades para Transformadores con Enfriamiento OA (Autoenfriados) y con Circulación Forzada de Aire (FA).

TRANSFORMADORES MONOFASICOS (KVA)		TRANSFORMADORES TRIFASICOS (KVA)	
OA	FA	OA	FA
833	958	750	862
1250	1437	1000	1150
1667	1917	1500	1725
2500	3125	2000	2300
3333	4167	2500	3125
5000	6250	3750	4687
6667	8333	5000	6250
8333	10417	7500	9375
		10000	12500



TABLA 1.2 Capacidades en KVA para Transformadores Trifásicos Autoenfriados (OA), con Enfriamiento Forzado en Primer Paso (OA/FA) y en Enfriamiento Forzado en Segundo Paso (OA/FA/FA).

OA	PRIMER PASO OA/FA	SEGUNDO PASO OA/FA/FA
12000	16000	20000
15000	20000	25000
20000	26667	33333
25000	33333	41667
30000	40000	50000
37500	50000	62500
50000	66667	83333
60000	80000	10000

OA/FA y OA/FA/FA:

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Es básicamente un transformador OA con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor. Estos sistemas deben cumplir con lo especificado en las normas ANSI C57-12-10, así como con lo siguiente:

a).- El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores o enfriadores, detectores de temperatura, sistema de control y protección, con el objeto de que el transformador no exceda las temperaturas máximas permisibles.

b).- Los motores de los ventiladores deben ser trifásicos y cumplir con lo siguiente:

- Totalmente cerrados.
- Servicio intemperie.
- Frecuencia de 60 Hz.
- Clase de aislamiento tipo 8.



- Elevación de temperatura 800 °C.
- Con dispositivos de protección, individuales para cada motor contra cortocircuitos.
- La tensión de alimentación debe ser indicada según las características particulares.
- Los ventiladores deben ser balanceados como unidad completa con valores no mayores a 0.076 mm. (0.003 in) axial y 0.127 mm. (0.005 in) en ejes axial y vertical.

c).- El control de los pasos de enfriamiento debe hacerse basándose en la temperatura, esto es, por un termómetro de imagen térmico de devanados.

d).- El gabinete de control del transformador debe incluir lo siguiente:

- Interruptores termo magnéticos por grupo o paso de enfriamiento.
- Contactores magnéticos directos a la línea, para arranque y paro de grupo o pasó de enfriamiento.

CA/FOA:

Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado. Este transformador es básicamente un OA, con adición de radiadores y bombas para la circulación de aceite. Este sistema debe estar de acuerdo con la norma ANSI C57-12-10 y además cumplir con lo siguiente:

- a).- En el sistema de enfriamiento OA, el transformador debe tener una capacidad no menor del 35% de la capacidad FOA.
- b).- La impedancia de los transformadores debe estar referida a la base de la capacidad en FOA.



- c).- El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores de aceite y aire forzados, tuberías de interconexiones, detectores de temperatura, sistemas de control y protección, etcétera, con el objeto de que el transformador no exceda las temperaturas permisibles.
- d).- El transformador debe contar con el número suficiente de radiadores, bomba de aceite y ventiladores, para que no exceda la temperatura máxima permisible de 65 °C en los devanados a 112% del transformador.
- e).- A la entrada y a la salida de cada radiador, se deben proporcionar válvulas adecuadas con objeto de poder desmontar el radiador del tanque del transformador sin necesidad de vaciar el aceite. Estas válvulas deben estar montadas en el tanque del transformador y acoplarse a la tubería de los radiadores por medio de bridas atornilladas y con empaque a prueba de aceite. Una de las bridas debe contar con una caja circular y rectangular maquinada para alojar el empaque y evitar sobre compensaciones. Estas válvulas deben tener indicador de posición.
- f).- Los radiadores, bombas, ventiladores y, en general, todo el equipo de enfriamiento debe ser para servicio intemperie. Las características de los motores deben ser las indicadas en el punto de sistemas de enfriamiento OA/FA y OA/FA/FA visto anteriormente, excepto que la protección contra cortocircuito de cada moto-bomba debe ser con interruptor termo magnético en vez de fusible.



1.2.5 Conexiones de Transformadores.

Dependiendo del propósito de la instalación, un transformador se puede conectar en distintas formas. En el caso de los transformadores monofásicos, hay distintas formas de conectarlos a la fuente de alimentación y a la carga. Dos a más transformadores se pueden conectar en distintas formas para cumplir con distintos requerimientos.

1.2.5.1 Conexiones de los Transformadores Monofásicos.

La conexión más simple de las conexiones de los transformadores es la conexión monofásica. Un método sencillo de llevar las terminales de los devanados primario y secundario a las boquillas que llevan al exterior del tanque del transformador se indica a continuación:

Para proporcionar flexibilidad en las conexiones, las bobinas de los devanados primario y secundario, se arreglan en dos secciones, cada sección de una bobina tiene el mismo número de espiras, y por tanto, genera el mismo voltaje. Las dos primeras secciones se conectan por lo general juntas, dentro del tanque y únicamente dos son llevadas al exterior del tanque a través de las boquillas, las cuales las aíslan de la tapa.

Se pueden sacar cuatro conductores secundarios de cada bobina del secundario, con los dos conductores o terminales transpuestos del interior, antes de llevarlos al exterior. En transformadores nuevos del tipo distribución, es práctica común estas dos terminales transpuestas, se conectan dentro del tanque y solo un conductor común se lleva al exterior. La boquilla secundaria central se le denomina por lo general "Boquilla del neutro" y en muchos casos es una tuerca que conecta también a la pared del tanque proporcionando un medio de conexión a tierra al tanque del transformador.

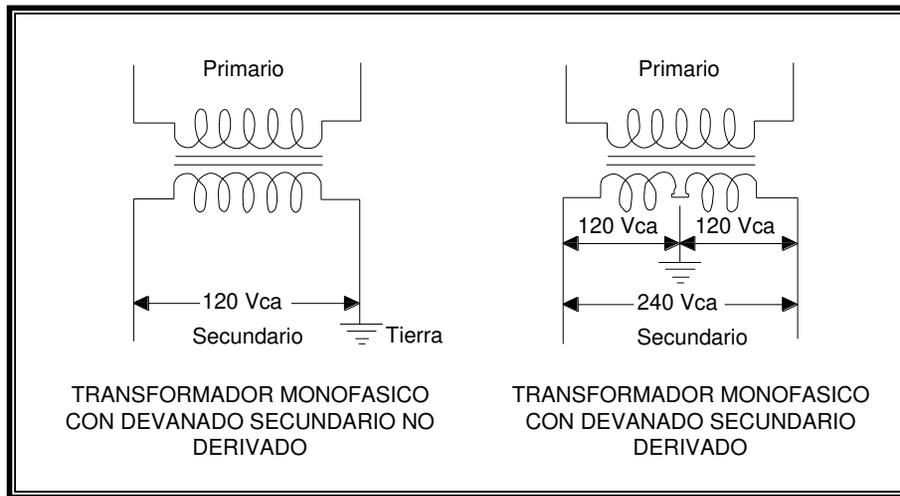


FIGURA 1.17 Devanado Secundario de 120 Vs. 240 Volts.

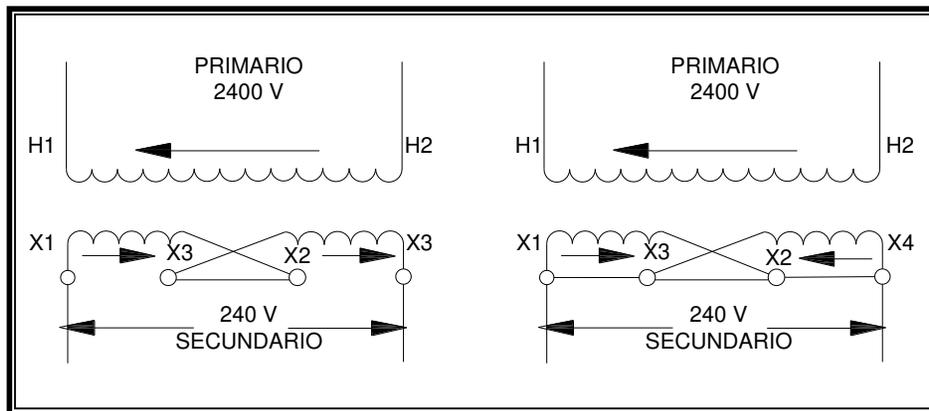


FIGURA 1.18 Transformador Monofásico con Devanado Secundario dividido en Secciones.

1.2.5.2 Conexión Trifásica de Transformadores.

La transformación trifásica se puede realizar por medio de tres transformadores monofásicos en conexión trifásica o por medio de transformadores trifásicos, los métodos de conexión de los devanados para la conexión trifásica son los mismos, ya sea que se usen tres devanados en un transformador trifásico, o bien tres transformadores monofásicos por separado, en conexión trifásica. Las conexiones trifásicas más comunes son las denominadas Delta y Estrella; y estas se combinan para dar resultado a las siguientes conexiones típicas en los transformadores:

**a).- Conexión Estrella - Estrella:**

En esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga es desbalanceada, el neutro eléctrico tiende a ser desplazado del punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro; esta desventaja puede ser eliminada conectando a el neutro, La ventaja de este sistema de conexiones es que el aislamiento soporta únicamente el voltaje de línea a tierra, que es 58% del voltaje entre líneas.

b).- Conexión Delta - Delta:

Este arreglo es usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida aun si uno de los transformadores falla; si esto sucede, los transformadores pueden continuar operando en la conexión Delta - Abierta, también llamada "conexión V". Con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales, independientemente del grado de desbalance de la carga.

c).- Conexión Delta - Estrella:

Esta conexión se emplea usualmente para elevar el voltaje, como por ejemplo al principio de sistema de transmisión de alta tensión. En el lado de alta tensión, el aislamiento trabaja a solamente el 58% del voltaje de línea a línea; otra de sus ventajas es que el punto neutro es estable y no flota cuando la carga es desbalanceada. Esta conexión también es muy usada cuando la carga es desbalanceada. Esta conexión también es muy usada cuando los transformadores deben suministrar carga trifásica y carga monofásica, en estos casos, la conexión proporciona un cuarto hilo conectado al neutro.

**d).- Conexión Delta Abierta - Delta Abierta:**

Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si en un transformador se quema o sufre una avería en alguna de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, solo que su capacidad disminuye a un 58% aproximadamente.

Preferentemente, las conexiones en transformadores trifásicos de dos devanados son delta en el primario y estrella en el secundario; el secundario en estrella, con neutro a través de una boquilla, proporciona un punto conveniente para establecer una tierra en el sistema; el primario conectado en delta aísla los dos sistemas en cuanto al flujo de corriente de secuencia cero, que resultan de fallas a tierra en el secundario. En la **Figura 1.19**, se muestran las principales conexiones anteriormente mencionadas y sus respectivos diagramas:



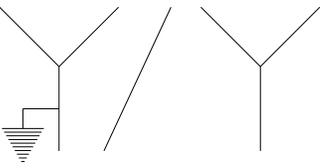
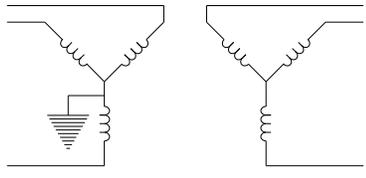
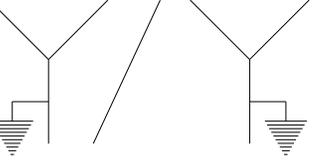
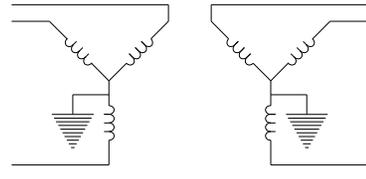
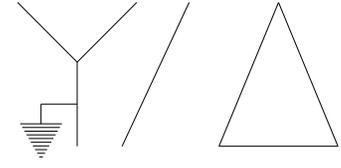
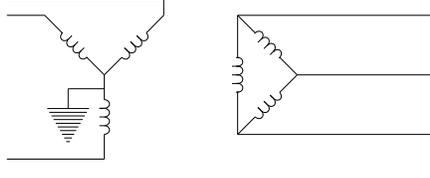
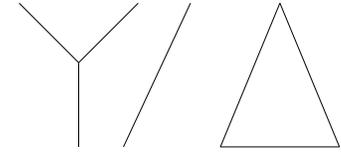
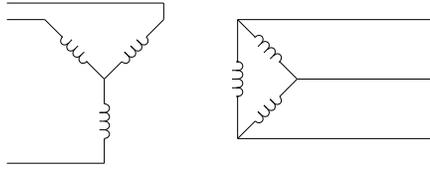
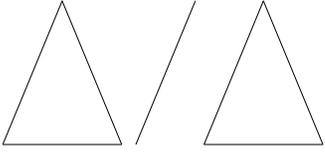
CONEXION Y SIMBOLOGIA	DIAGRAMA
<p>ESTRELLA ATERRIZADA / ESTRELLA</p> 	<p>DIAGRAMA</p> 
<p>ESTRELLA ATERRIZADA / ESTRELLA ATERRIZADA</p> 	
<p>ESTRELLA ATERRIZADA / DELTA</p> 	
<p>ESTRELLA / DELTA</p> 	
<p>DELTA / DELTA</p> 	

FIGURA 1.19 Conexión De Un Transformador Trifásico.



1.2.6 Operación en Paralelo de Transformadores.

Los transformadores se pueden conectar en paralelo por distintas razones, las principales están relacionadas con problemas de confiabilidad y de incremento en la demanda, cuando se excede o se esta a punto de exceder la capacidad de un transformador ya en operación.

1.2.6.1 Razones para la operación de transformadores en paralelo.

- ✚ Se conectan transformadores en paralelo cuando las capacidades de generación son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.
- ✚ Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador más grande se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la nueva demanda; esto resulta económicamente mas conveniente.
- ✚ Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

1.2.6.2 Requisitos para la operación de transformadores en paralelo.

- ✚ Igual relación de transformación, voltajes iguales en el lado primario y secundario.
- ✚ Desplazamiento angular igual a cero.
- ✚ Variación de las impedancias con respecto a las capacidades de los transformadores, en forma inversa.
- ✚ Las relaciones de resistencias y reactancias deben ser equivalentes.



1.2.6.3 Efecto de las Distintas Relaciones de Transformación en la Operación en Paralelo.

En la siguiente **Figura**, se muestra a dos transformadores operando en paralelo (también conocido como banco de transformadores en paralelo) sin carga conectada a los secundarios.

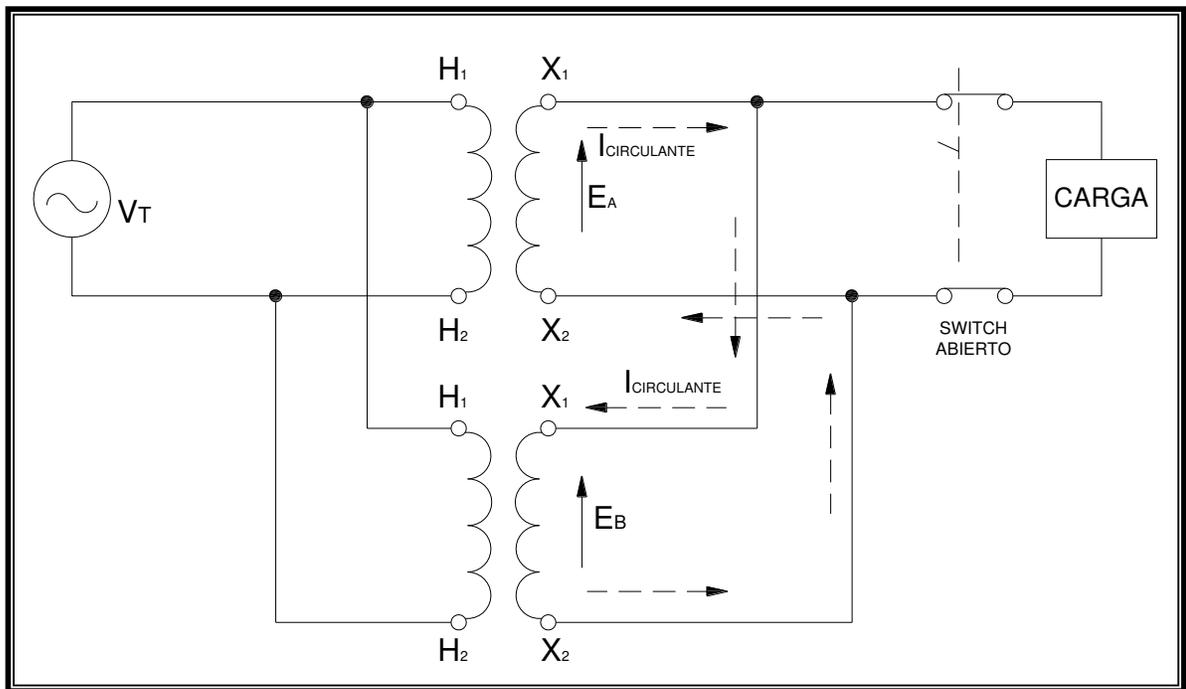


FIGURA 1.20 Switch (Interrupor) de la Carga Abierta.

Suponiendo distintas relaciones de transformación, los voltajes de salida E_A y E_B no son iguales y circulará una corriente en el lazo o malla cerrada formada por los dos secundarios. La corriente circulante está indicada por flechas interrumpidas, como se indica en A. La suma fasorial de los voltajes es $E_A - E_B$ y la impedancia de la malla es $Z_A + Z_B$.



Por la Ley de Ohm:

$$I_{\text{circulante}} = \frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_B}$$

Cuando se cierra el switch de la carga, como se muestra en la **Figura 1.21**, la corriente circulante se suma a la corriente de carga de un transformador y se resta de la corriente de carga en el otro transformador, por lo tanto, si el banco de transformadores está operando en carga nominal, el transformador con el voltaje secundario más alto se sobrecarga y el otro transformador opera a baja carga.

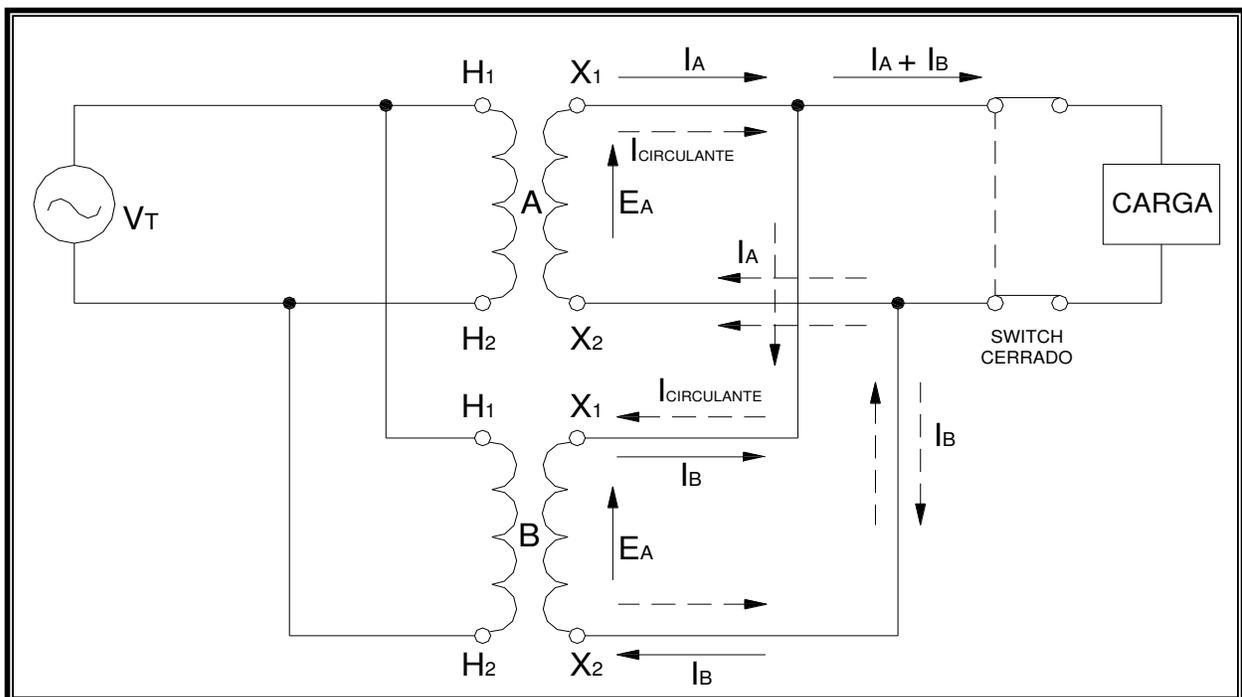


FIGURA 1.21 Switch (Interrupor) de la Carga Cerrado.



1.2.6.4 Corriente Circulante en Transformadores en Paralelo.

EL circuito para la operación en paralelo, en ocasiones es conveniente referirlo al lado de carga, para esto se puede hacer uso del siguiente circuito.

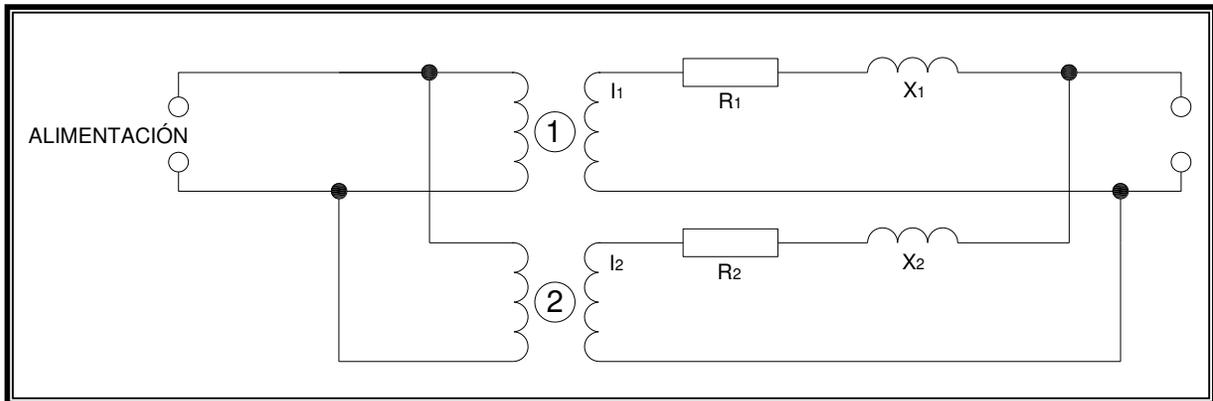


FIGURA 1.22 Circuito de Operación en Paralelo, las Cantidades se Refieren de Lado de la Carga.

Aplicando las leyes de Kirchhoff a la red secundaria, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$I_1 = I \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_2 = I \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$$

$$y \quad \text{KVA}_1 = \frac{VI_1}{1000} = \frac{VI}{1000} \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}$$



$$= \text{KVA}_{\text{Totales}} \left(\frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \right)$$

También:

$$\text{KVA}_2 = \text{KVA}_{\text{Totales}} \left(\frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \right)$$

Para transformadores trifásicos las dos ecuaciones anteriores por 3.

Las cantidades usadas son complejas y $Z_1 = R_1 + jX_1$ que representa la impedancia del transformador 1 referida al secundario.

La impedancia:

$$Z_2 = R_2 + jX_2$$

Es el valor correspondiente para el transformador 2, también el valor efectivo para la impedancia de carga es:

$$Z = R + jX$$

El circuito equivalente para la operación en paralelo con distintos valores de voltaje FEM en el secundario es el siguiente:

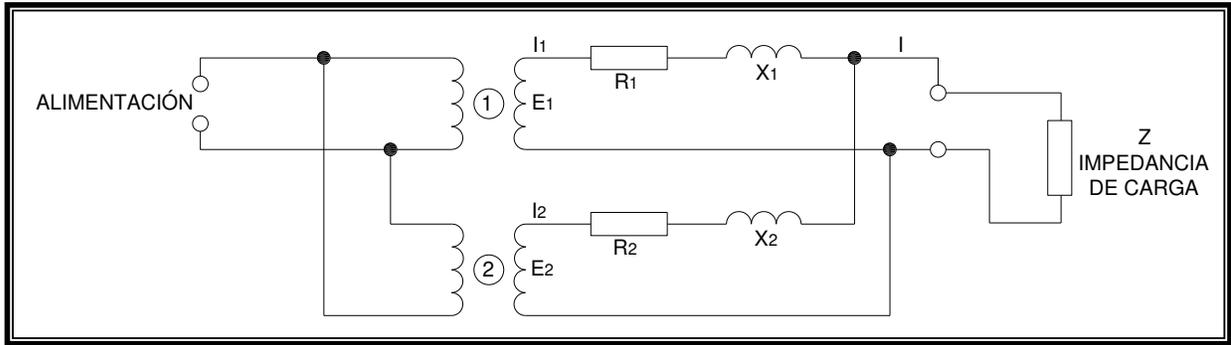


FIGURA 1.23 Operación en Paralelo con Distintos Valores en FEM en el Secundario.

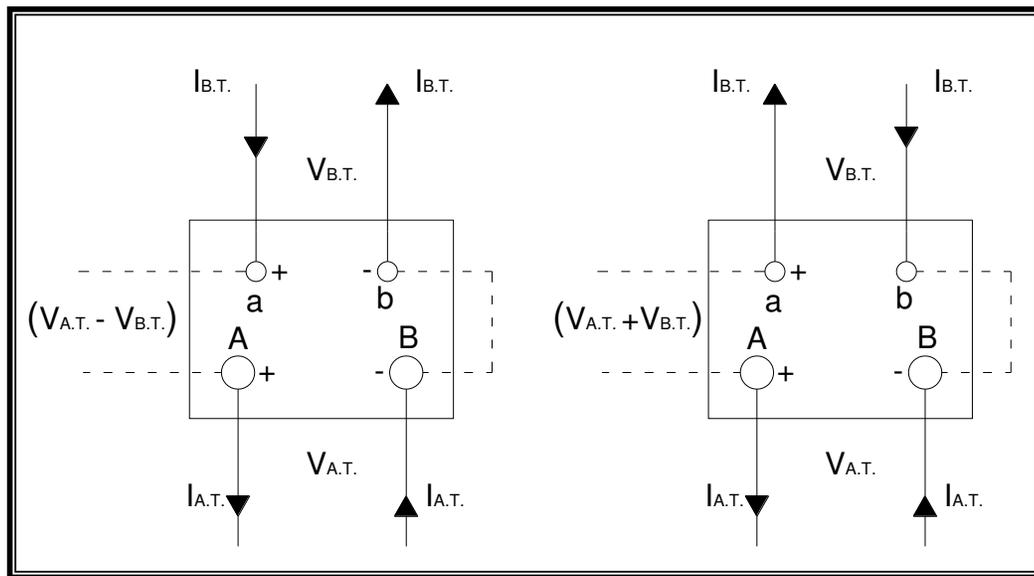


FIGURA 1.24 Polaridad en los Transformadores Monofásicos:

- A) Polaridad Sustractiva.
- B) Polaridad Aditiva.

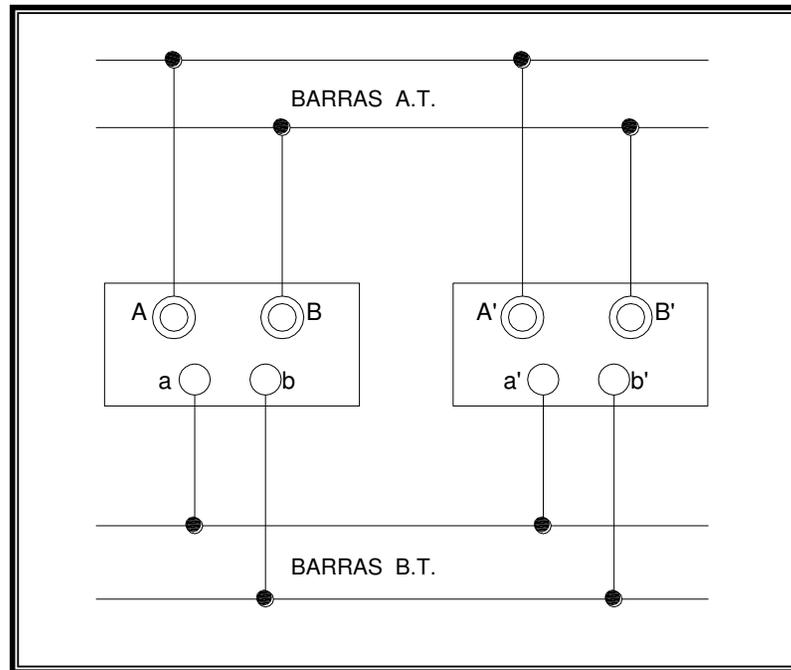


FIGURA 1.25 Transformadores en Paralelo.

Ejemplos I.

Dos transformadores monofásicos de 100 KVA a 60 Hz, denominados A y B, se conectan para operar en paralelo, los valores respectivos de relación de transformación en vacío y de impedancias se obtiene de los datos de placa y son los siguientes:

TRANSFORMADOR	RELACION DE VOLTAJES	% R	% V
A	2333/460 V	1.36	3.50
B	2300/450 V	1.40	3.32



Calcular:

- La corriente circulante en los secundarios en paralelo.
- La corriente circulante como un porcentaje de la corriente nominal del transformador A.
- El porcentaje de diferencia en el voltaje secundario, que es producido por la corriente circulante.

Solución.

a) Las corrientes nominales en el devanado de baja tensión son:

$$I_A = \frac{100 \times 1000}{460} = 217.90 \text{ A}$$

$$I_B = \frac{100 \times 1000}{450} = 222.22 \text{ A}$$

Los valores de resistencia y reactancias equivalentes de cada transformador referidas al lado de baja tensión son:

$$R_{pu} = \frac{I_N \text{ Req.}}{V_N}$$

Para el transformador **A**.

$$R_{Aeq} = \frac{R_{pu} \times V_N}{I_{NA}} = \frac{0.0136 \times 460}{217.39} = 0.0288 \Omega$$

$$X_{Aq} = \frac{X_{pu} \times V_N}{I_{NA}} = \frac{0.035 \times 460}{217.39} = 0.0741 \Omega$$



Para el transformador **B**.

$$R_{\text{Beq}} = \frac{R_{\text{pu}} \times V_N}{I_{\text{NB}}} = \frac{0.0140 \times 450}{222.22} = 0.0284 \Omega$$

$$X_{\text{Beq}} = \frac{X_{\text{pu}} \times V_N}{I_{\text{NB}}} = \frac{0.0332 \times 450}{222.22} = 0.0672 \Omega$$

La impedancia de la malla cerrada formada por los dos secundarias es:

$$Z_{\text{Malla}} = Z_A + Z_B = 0.0288 + j0.741 + 0.0284 + j0.0672$$

$$Z_{\text{Malla}} = 0.0572 + j0.1413$$

$$Z_{\text{Malla}} = 0.1524 \angle 67.97^\circ$$

La corriente circulante es:

$$I_{\text{Circulante}} = \frac{E_A - E_B}{Z_{\text{Malla}}} = \frac{460 \angle 0^\circ - 450 \angle 0^\circ}{0.15224 \angle 67.97^\circ}$$

$$I_{\text{Circulante}} = 65.62 \angle -68.0^\circ$$

$$= 65.6 \angle -68.0^\circ$$

$$\text{b) } \frac{I_{\text{Circulante}}}{I_A} \times 100 = \frac{65.62}{217.39} \times 100 = 30.2\%$$

$$\text{c) } \frac{E_A - E_B}{E_A} \times 100 = \frac{460 - 450}{460} \times 100 = 2.2\%$$



Ejemplos II.

Se tienen dos transformadores monofásicos de 1500 KVA, 4500/16000V, 60 Hz con $r_p = 0.03 \Omega$, $X_p = 0.092 \Omega$ operando en paralelo para alimentar una carga de 2500 KVA a factor de potencia 0.8 atrasado, un transformador alimenta originalmente la carga y un segundo idéntico se conecta en paralelo. Si hubieran pequeñas diferencias en características, como las mostradas en la tabla, calcular la distribución de la carga.

	TRANSFORMADOR 1 EXISTENTE	TRANSFORMADOR 2 ADICIONAL
Relación de Voltaje	455/16000	4500/1600
KVA _{Nominales}	1500	1500
Resistencia Total $R_T (\Omega)$	0.819	0.800
Reactancia Total $X_T (\Omega)$	2.503	2.31

El transformador 2 tiene un valor de resistencia y reactancia ligeramente distinto.

$$Z_A = 0.819 + j2.503 = 2.666 \angle 71.88^\circ \Omega$$

$$Z_B = 0.800 + j2.31 = 2.445 \angle 70.9^\circ \Omega$$

$$Z_A + Z_B = 1.619 + j4.813 = 5.078 \angle 71.4^\circ \Omega$$

La carga total que se alimenta a factor de potencia 0.8 atrasado es:

$$KVA_{Total} = 2500 \angle -36.87^\circ$$

De manera que la potencia que toma el transformador **A** es:



$$KVA_A = \frac{VI}{1000} \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} = KTA_{Total} \left(\frac{Z_B}{Z_A + Z_B} \right)$$

$$KVA_A = 2500 \angle -36.87^\circ \frac{2.445 \angle 70.9^\circ}{5.078 \angle 71.4^\circ}$$

$$KVA_A = 1203.7 \angle 37.37^\circ$$

O bien:

$$KW = 1203.7 \cos (37.37)^\circ = 956.6 \text{ factor de potencia } 0.79 \text{ atrasado.}$$

En forma similar el transformador **B** toma la carga:

$$KVA_B = KVA_{Total} \frac{Z_B}{Z_A + Z_B}$$

$$= 2500 \angle -36.87^\circ \frac{2.66 \angle 71.88^\circ}{5.078 \angle 71.4^\circ}$$

$$KVA_B = 1296.3 \angle -36.39^\circ$$

También:

$$KVA_B = 1296.3 (-36.39^\circ) = 1043.5 \text{ KW a}$$

$\cos \varphi = 0.805$ atrasado



La corriente total es:

$$I_T = \frac{2500 \times 10^3}{16000} 156.3 \angle -36.87^\circ$$

Las corrientes individuales en cada transformador son:

$$I_A = I_T \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} 156.3 \angle -36.87^\circ \frac{2.445 \angle 70.9^\circ}{5.078 \angle 71.4^\circ}$$

$$I_A = 75.26 \angle -37.37^\circ$$

$$I_B = I_T \frac{Z_A}{Z_A + Z_B} 156.7 \angle -36.87^\circ \frac{2.633 \angle 71.88^\circ}{5.078 \angle 71.4^\circ}$$

$$I_B = 81.04 \angle -36.39^\circ \text{A}$$

Debido a que los transformadores son nominalmente los mismos, el transformador B toma aproximadamente 7% más carga que el transformador A, de manera que trabajando a la máxima capacidad de 3000 KVA, resulta impracticable, debido a que un transformador debe trabajar arriba de su valor de plena carga.



1.2.7 Especificaciones para Transformadores.

1.2.7.1 Alcance.

Estas Especificaciones Técnicas establecen los requisitos para el diseño, fabricación, pruebas en fábrica, pruebas en sitio y penalización por incumplimiento de garantías técnicas, para los transformadores de potencia.

Las características propias de los transformadores que deberán suministrarse dentro del contrato se describen B "Características Particulares del Suministro".

1.2.7.2 Normas Aplicables a Transformadores.

Mientras no se indique explícitamente lo contrario dentro de estas Especificaciones, los Transformadores deben satisfacer las normas aplicables de la Comisión Electrotécnica Internacional CEI (International Electrotechnical Commission - IEC) y particularmente las publicaciones de la serie No. 76 y de dichas normas, o las ANSI/IEEE y NEMA aplicables, y en particular las siguientes C57.12.00, C57.12.11, C57.12.90, C57.92, C57.98, C57.100, C57.113 y C57.116.

En todos los casos regirá la versión vigente de cada norma a la fecha de la convocatoria para el concurso o licitación, incluyendo los anexos, addenda o revisiones vigentes de cada norma en dicha fecha.

De los aspectos no contemplados en estas normas, el Contratista podrá proponer otras normas alternativas, cuyo empleo estará sujeto a la aprobación de TRANSELECTRIC S.A.



El Contratista deberá suministrar con el primer envío de planos, sin costo extra, una copia de las normas utilizadas, en versión oficial en castellano o inglés. Ningún diseño será revisado a aprobado si no se reciben las normas.



1.2.7.3 Requerimientos Generales.

❖ General.

Además de los requerimientos señalados en estas Especificaciones, deben tenerse en cuenta todos los requerimientos estipulados en las "Especificaciones Técnicas Generales para Equipo Eléctrico".

❖ Características Eléctricas.

Serán las indicadas en las "Características Particulares del Suministro".

❖ Condiciones Ambientales.

Serán las indicadas en las "Especificaciones Técnicas Generales".

1.2.7.4 Características Constructivas.

❖ Generales.

- a) Cada transformador debe ser capaz de suministrar la potencia continua garantizada con una tensión aplicada al devanado primario, "Características Particulares del Suministro", sin exceder los límites de temperatura establecidos en las normas.
- b) Los transformadores deberán funcionar sin producir ruidos excesivos. El diseño y la fabricación deberán ser muy cuidadosos a fin de reducir al mínimo posibles vibraciones. El nivel de ruidos audibles de los transformadores no debe exceder el permitido por la norma NEMA TR-1.



- c) El nivel de descargas parciales no deberá exceder el permitido por las normas.
- d) En todos los transformadores el punto neutro de los devanados de alta tensión se conectará directamente a dos puntos de la malla de tierra.
- e) La corriente máxima de cortocircuito del sistema, en las barras a las que se conectará el transformador.
- f) Los transformadores deben ser diseñados y construidos para resistir sin daño los efectos térmicos y mecánicos de cortocircuitos exteriores, de acuerdo con las corrientes de cortocircuito que se indican, tomando en cuenta el caso más severo de cortocircuito. Será aplicable la norma CEI-76-5 o la ANSI/IEEE C57.109, en relación con la resistencia del transformador a cortocircuitos. El proponente presentará datos adecuados sobre la aptitud de sus transformadores para resistir cortocircuitos, a base de los cálculos y de las pruebas de cortocircuito realizados sobre los transformadores de características similares a los de la propuesta.
- g) Las piezas de repuesto, serán todas fabricadas con sus dimensiones precisas y de forma tal que puedan utilizarse en los transformadores sin necesidad de ajustes.
- h) Los termómetros, indicadores de nivel de aceite, indicadores de posición de tomas y en general todos los dispositivos de indicación local deberán permitir una lectura u observación fácil e inequívoca desde el suelo.
- i) Se requiere que el transformador sea de rendimiento elevado, debiendo ocurrir su máximo rendimiento tan cerca como sea posible de plena carga.



- j) La capacidad requerida en cada caso es continua a plena carga con excitación entre 90% y 110% del voltaje nominal, sin sobrecalentamiento.
- k) La eficiencia máxima debe conseguirse a 100% de carga para su capacidad ONAN y 0.80 de factor de potencia en retraso.
- l) Polaridad sustractiva de acuerdo a las normas especificadas.
- m) Desplazamiento angular de voltaje de acuerdo a las normas especificadas.
- n) Secuencia de fase para los terminales, de acuerdo a los diseños de la subestación.
- o) Nivel de ruido y de radio interferencia de acuerdo a las normas especificadas.
- p) Neutro específicamente puesto a tierra.
- q) Capacidad de soportar plenamente corrientes de cortocircuito, considerando la capacidad de todo el sistema de potencia y las contribuciones de los otros devanados, limitadas por las impedancias del transformador, de acuerdo a las normas especificadas. Los devanados deberán ser reforzados para soportar fuerzas electromecánicas producidas por efecto de cortocircuitos aplicados directamente en los terminales.
- r) Corriente de excitación, tan baja como económicamente sea posible, al 110% del voltaje nominal.
- s) Elevaciones de temperatura de acuerdo con las normas especificadas. Ningún valor máximo especificado para elevaciones de temperatura, será excedido con cualquiera de los devanados operando a plena carga con las tomas fijadas para el voltaje más alto.



- t) El tipo de aceite aislante del compartimiento del cambiador automático de taps será el mismo que el del transformador y que el de los bushings.
- u) Las terminales deben ser adecuados para facilitar las conexiones a los pararrayos, barras aéreas, transformadores de corriente del neutro y al sistema de puesta tierra.
- v) Los esquemas de control de enfriamiento, control de cambiadores bajo carga de todos los transformadores y autotransformadores de este concurso, excepto del autotransformador trifásico de la subestación Pascuales (138/69-13.8 KV, 200/224 MVA) y del autotransformador trifásico de reserva montado en una cama baja (138/69 - 13.8 KV, 40 MVA), serán iguales a los diseños suministrados en estos documentos.
- w) Los valores de impedancias especificados de “Características Particulares del Suministro”, deberán cumplirse en todos los transformadores y autotransformadores.

❖ **Tanque, Tapas y Acoplamientos.**

- a) El tanque y las tapas serán fabricados de plancha de acero laminado. Todos los refuerzos serán soldados al tanque y diseñados para evitar acumulaciones de agua.
- b) Todas las uniones donde se requiera estanqueidad de aceite serán soldadas por costura continua. El tanque tendrá cuatro (4) ganchos o agarraderas lo suficientemente fuertes para permitir levantar el transformador completamente ensamblado y lleno de aceite.



- c) Las tapas serán completamente removibles. Las tapas deben proveerse con escotillas de inspección que permitirán el acceso a las conexiones más bajas y todas las bases de montaje de los pasatapas, de tal manera que estos y cualquier transformador de corriente, puedan ser instalados y removidos con las tapas en sus sitios, el diseño de las tapas debe evitar bolsas de gas dentro del tanque.

- d) Los tanques serán de diseño, forma, proporciones, peso y construcción tales que aseguren la mejor circulación del aceite y eviten la transmisión o aumento de ruidos o vibraciones que podrían ser perjudiciales o simplemente indeseables. Los tanques así como todas las conexiones, juntas, etcétera, fijadas al tanque tendrán, además, que estar construidas de forma que resistan sin fugas ni deformación permanente una presión interna de 98 KPa por lo menos, aplicada al transformador lleno de aceite. Además, los tanques, enfriadores, etcétera, de los transformadores deberán estar construidos para permitir que se realice un tratamiento bajo un vacío del 100% durante 48 horas.

- e) El tanque tendrá aberturas para ubicar válvulas de drenaje, válvulas para tomas de muestras de aceite, para los radiadores, para el conservador (si se suministra), para conexiones de alambrado del cargador de tomas bajo carga, para el aceite de refrigeración y para cualquier mecanismo interno o accesorio que tenga tubos capilares o alambrados. Tales aberturas serán herméticas al aceite para soportar las presiones previamente especificadas.

- f) El tanque soportará los radiadores, el conservador, el compartimento del cambiador de tomas, todas las cabinas de control, mecanismos y accesorios.



- g) Para los pararrayos de alto voltaje, montados en el transformador, los lados del tanque tendrán terminales perforados para montar aisladores tipo estación de 7.5 KV, normalizados por NEMA, sobre los que se montará los contadores de descarga para cada pararrayos. El tanque tendrá terminales para sujetar un conductor de cobre cableado de calibre 65 mm² a 125 mm² (2/0 a 250 Kcmil), que irá desde cada contador de descargas al sistema de puesta a tierra.
- h) El tanque de cada transformador estará provisto de las siguientes válvulas, bridas, etcétera, (conviene advertir que esta lista es solamente indicativa y no representa limitación alguna):
- ▶ Válvula de descarga de sobre presión de alta calidad ajustada para 49 KPa. de presión interna.
 - ▶ Válvula para las conexiones con el equipo de tratamiento de aceite que posee TRANSELECTRIC S.A. situadas una en la parte superior y otra en la parte inferior de la cuba. Estas conexiones deberán ser acordadas oportunamente con TRANSELECTRIC S.A.
 - ▶ Grifos de prueba de aceite, de 3/4" tipo "gas" situados uno aproximadamente a un 90% de la altura de la cuba y otro en la parte inferior de la misma.
- i) Válvulas de cierre (separación) de aceite para las conexiones de los radiadores:
- ▶ Los detalles de las ruedas, así como la disposición de las tuberías, válvulas, etcétera, de los tanques quedarán sujetas a la aprobación de TRANSELECTRIC S.A. En el diseño de estas partes se debe tener en cuenta la disposición prevista para los transformadores.



- j) Las dimensiones máximas especificadas “Características Particulares del Suministro” deberán observarse al diseñar los transformadores y autotransformadores”.

❖ **Base.**

- a) La base será fabricada de vigas de perfil de acero soldadas al fondo del tanque y será adecuada para montar ruedas de pestaña, desmontables durante el transporte, para mover el transformador en cualquier dirección, sobre rieles de acero, formando caminos a 90° entre sí.

El Contratista comunicará a TRANSELECTRIC S.A. el tipo de rieles y el ancho de vía que sean requeridos. Las ruedas se emplearán solamente para movilización ya que después de su instalación, el transformador descansará sobre su bastidor de base y placas de base colocados en el concreto. Se suministrará un juego de ruedas con cada transformador.

- b) La base tendrá cuatro (4) puntos de aplicación para gatos, lo suficientemente fuertes para permitir elevar el transformador completamente ensamblado y lleno de aceite.

Los mecanismos para mover el transformador horizontalmente en cualquier dirección pueden estar en la base.

- c) Se proveerán agujeros y pernos de anclaje, u otro medio de sujetar el transformador a la fundación. Los dispositivos de soporte, estarán diseñados para resistir las fuerzas sísmicas descritas en las "Especificaciones Técnicas Generales para Equipo Eléctrico".

**❖ Núcleos.**

- a) Los núcleos estarán contruidos de láminas de acero eléctrico al silicio con cristales orientados, libre de fatiga por envejecimiento, con pérdidas de histéresis reducidas y con una gran permeabilidad. Las láminas deberán estar exentas de rebabas o salientes afilados. Todas las hojas tendrán un recubrimiento inorgánico aislante resistente a la acción del aceite caliente y a la presión del núcleo.
- b) Las ramas del núcleo estarán sujetas firmemente en su posición por medio de pernos pasantes aislados con un aislamiento de la clase "B", o por medio de cinta de fibra de vidrio. El aislamiento de los pernos pasantes del núcleo deberá resistir una tensión de ensayo mínima de 2000 V, 60 Hz, durante un minuto. Se efectuarán pruebas dieléctricas en todos los pernos pasantes durante el ensamblaje del núcleo.
- c) Las estructuras de aprisionamiento tendrán una resistencia mecánica apropiada para este objeto y estarán contruidas de forma que las corrientes parásitas se reduzcan a un mínimo.

El montaje de las láminas y de los medios de ajuste o de soporte deberá ser tal que no se presenten vibraciones perjudiciales ni ruidos indeseables y que se reduzcan al mínimo los obstáculos contra el flujo de aceite. Los núcleos deben ser adecuadamente apretados y arriostrados para que puedan resistir sin deformaciones los esfuerzos de cortocircuito y los manejos durante el transporte para evitar deformaciones en las láminas de los núcleos y daños en el aislamiento de los arrollamientos o en las láminas. Las tuercas y pernos de la estructura de montaje y ajuste no deberán sufrir aflojamientos por vibraciones ni por incidentes de transporte o servicio.



- d) El circuito magnético estará puesto a tierra de una forma muy segura y de tal manera que se pueda soltar la conexión a tierra cuando haya que retirar el núcleo para sacarlo del tanque o para probar el aislamiento del núcleo. La conexión deberá encontrarse en un lugar fácilmente accesible. La fijación del núcleo al tanque del transformador no será considerada como conexión a tierra aceptable.
- e) Se incluirán ganchos de izada u otros medios para levantar convenientemente el núcleo con los arrollamientos, sin que dicha operación imponga esfuerzos admisibles a los pernos pasantes del núcleo o a su aislamiento.
- f) Los núcleos deberán estar diseñados para absorber una corriente de magnetización lo más baja posible, en compatibilidad con una concepción económica.

❖ **Devanados.**

- a) Todos los cables o conductores que se usen para los arrollamientos y equipo relacionado con los mismos, serán de cobre electrolítico de alta calidad.
- b) Para el diseño, construcción y tratamiento de los bobinados habrá que conceder la debida importancia a los diversos factores de funcionamiento, tales como resistencia eléctrica y mecánica del aislamiento, distribución uniforme del flujo electrostático, pérdidas dieléctricas mínimas a la libre circulación del aceite, eliminación de lugares sobrecalentados, distribución de la tensión entre espiras adyacentes y por toda la bobina, y control de la distribución del flujo eléctrico en régimen de impulso (para ondas completas y cortadas) para alcanzar una elevada resistencia dieléctrica a impulsos. El Contratista deberá explicar las disposiciones previstas para esta elevación de la resistencia del arrollamiento.



- c) Las espiras serán bobinadas y los arrollamientos arriostrados de manera que, una vez terminados, resulten rígidos y capaces de resistir los esfuerzos de cortocircuito por lo menos durante dos segundos sin deformaciones perjudiciales o fracturas en los aislamientos por cualquiera de los modos de fallas radiales, axiales o combinados.

Desde el punto de vista térmico, la temperatura del conductor en el caso más severo de cortocircuito no debe exceder de valores permisibles, no debiendo tampoco producirse gases por degradación del aislamiento.

- d) La disposición de las tomas será tal que se mantenga una simetría magnética óptima para cualquier toma.
- e) El núcleo ya armado y los bobinados serán secados al vacío para asegurar una extracción adecuada de la humedad inmediatamente después del secado, todo el conjunto será impregnado y sumergido en aceite.
- f) El aislamiento de todos los arrollamientos deberá tratarse convenientemente para tener la seguridad de que no se produzcan contracciones apreciables después del montaje.
- g) Las conexiones permanentes portadoras de corrientes (excepto las conexiones roscadas) deberán ser soldadas por soldadura dura o de plata, apropiada para conexiones fuertes de cobre. Para los aisladores pasatapas, los conmutadores y los listones terminales se podrán usar conexiones con pernos o pinzas, con la condición de que se utilicen los dispositivos adecuados de retención y ajuste para evitar que las conexiones se suelten o aflojen.



- h) Los empalmes eléctricos de los arrollamientos deberán estar sujetos rígidamente para evitar averías producidas por las vibraciones y por las fuerzas desencadenadas por cortocircuitos.

❖ **Aisladores Pasatapas (Bushings) y Cajas Terminales.**

- a) Los terminales y el punto neutro de los arrollamientos deben sacarse de la cuba a través de aisladores pasatapas. Las características y pruebas de los aisladores pasatapas estarán en acuerdo con las prescripciones de las normas CEI-137, o de las C57.19.00, C57.19.01 y C57.19.101 de ANSI/IEEE. Los pasatapas de voltajes iguales o superiores a 69 KV serán del tipo condensador, completamente sumergidos en aceite, y serán provistos de toma de potencial para mediciones. Los otros pasatapas podrán ser de porcelana sólida.
- b) Todos los aisladores pasatapas deben ser resistentes al aceite y deben cerrar a prueba de fugas. El cierre debe ser suficientemente hermético y fuerte para que soporte variaciones de presión debidas a cambios de temperatura que se produzcan durante el funcionamiento normal o debido a variaciones de la temperatura ambiente, sin filtraciones o goteos y sin condensaciones de humedad.
- c) Los pasatapas deberán estar diseñados para evitar excesivas gradientes del campo eléctrico por debajo del soporte del pasatapas a fin de que ningún efecto corona ni arco eléctrico se pueda producir dentro del tanque. La porcelana empleada en los pasatapas debe ser fabricada por el procedimiento húmedo y debe ser homogénea, libre de exfoliaciones, cavidades o resquebrajaduras, bien vitrificada e impermeable a la humedad. La capa superficial vitrificada debe estar libre de imperfecciones tales como ampollas o zonas quemadas.



- d) Las elevaciones de temperatura de los pasatapas a corriente nominal no excederán de las prescritas en CEI-137 o de las C57.19.00, C57.19.01 y C57.19.101 de ANSI/IEEE. Los pasatapas primarios, secundarios y de neutro tendrán capacidad de resistir las corrientes de cortocircuito máximas que puedan circular por ellos durante tres segundos, sin deterioro de sus componentes.
- e) La distancia de contorno (creepage) para los aisladores pasatapas expuestos al aire será la indicada.
- f) Todos los aisladores pasatapas de los mismos voltajes, corriente y características eléctricas deberán ser intercambiables con los de los otros transformadores.
- g) Todos los aisladores pasatapas serán de color café oscuro.
- h) Si el Contratista recomienda cuernos metálicos de arco (gaps) para los pasatapas, los suministrará de acuerdo a su diseño seleccionado, indicando si la distancia entre los cuernos es ajustable.
- i) Si el Contratista recomienda anillos anticorona para los aisladores pasatapas, los suministrará de acuerdo a su diseño preferido.
- j) Los pasatapas del terciario estarán a un lado del tanque cerca de los bushings de bajo voltaje y ubicados de tal manera que permita una conexión directa a las barras terciarias, sin necesidad de elementos de aislamiento auxiliares, el bushing del neutro de los transformadores estará en la tapa, tendrá un terminal para conductor cuyo tipo y sección serán definidos oportunamente por TRANSELECTRIC S.A.

**❖ Radiadores.**

- a) Los radiadores serán removibles y estarán conectados al tanque mediante vigas apernadas, con empaques resistentes al aceite. Para cada radiador se suministrará tanto en la conexión superior a la cuba, como en la inferior una válvula de cierre que permita desmontar el radiador, luego de vaciado su aceite.
- b) Cada radiador podrá ser removido del tanque sin pérdida de aceite. El retiro de un elemento de radiador permitirá el servicio continuo con el 100% de la capacidad máxima del transformador en su segunda etapa de enfriamiento.
- c) Cada radiador tendrá un tapón de drenaje y escape. Un perno de ojo para levantar el radiador será provisto en cada elemento. Todos los radiadores soportarán la presión atmosférica exterior cuando se efectúa el vacío en su interior y la misma presión interna (tal como la causada por un arco) que la del tanque.
- d) Los radiadores soportarán todos los ventiladores requeridos para el enfriamiento especificado.
- e) Si es posible se dispondrá de espacio para añadir ventiladores en el futuro. Los radiadores montados en el transformador darán adecuado enfriamiento cuando el transformador esté operando continuamente a su carga nominal con enfriamiento natural (ONAN) y con los ventiladores sin funcionar.
- f) Los radiadores serán diseñados de tal manera que no tengan huecos o superficies que puedan acumular agua y dispuestos de tal manera que todas las superficies sean fácilmente accesibles para limpieza y repintado, sin remover los radiadores del tanque.



- g) Las bombas de aceite (en caso de utilizarse) deben ser de los tipos centrífugos y acoplados directamente a los motores. Los motores serán del tipo asincrónico, trifásico con el rotor en cortocircuito, para arranque directo. Para indicar el funcionamiento normal de la bomba y la dirección de la corriente del aceite se suministrará, junto con cada uno de los grupos motobomba, un aparato indicador de flujo de aceite y un manómetro de aceite, cada uno de ellos provistos con contacto de alarma.

❖ **Sistema de Enfriamiento Automático.**

- a) El enfriamiento, dependiendo de la carga aplicada a la unidad será de la siguiente manera:

“Por circulación natural de aceite y aire (ONAN), más una primera etapa por circulación forzada de aire mediante ventiladores exteriores (ONAF) y adicionando una segunda etapa por circulación forzada de aire mediante ventiladores (ONAF), es decir un sistema ONAN/ONAF/ONAF”.

- b) El Contratista deberá prever suficiente espacio para un acceso fácil a todos los componentes del sistema con fines de limpieza, mantenimiento y pintado.
- c) Los sistemas de enfriamiento forzado serán dimensionados para suministrar suficiente reserva si una de las unidades no opera, permitiendo que el equipo opere a plena carga, sin exceder las máximas elevaciones de temperatura especificadas.
- d) Cada transformador dispondrá de un control automático independiente de un sistema de alarma, incluyendo todos los accesorios y mecanismos requeridos, aunque no sean mencionados en estas especificaciones.



- e) Cada grupo del equipo de enfriamiento será conectado independientemente y cada conexión dispondrá de válvulas que permitan su retiro con el transformador funcionando.
- f) El sistema de enfriamiento incluirá por lo menos los siguientes componentes:
- Un grupo de ventiladores completos, con motores, arrancadores con protección contra sobrecargas y cortocircuitos para el grupo y para cada motor de ventilador y un switch de desconexión para cada grupo.
 - Conmutador selector para control local (automático-apagado-manual).
 - Protección de bajo voltaje con retardo de tiempo.
 - Relés de control de la temperatura de los devanados con mecanismos auxiliares para control automático del sistema de enfriamiento.
 - Sensores de temperatura se instalarán en todos los devanados, incluyendo los terciarios, con sus contactos conectados en paralelo.
 - Mecanismos de alarma y supervisión, de acuerdo con normas de fabricación.
 - Todas las válvulas y tuberías, conexiones y accesorios para una operación satisfactoria de la instalación.

❖ **Sistema de Preservación de Aceite.**

- a) Cualquiera de los siguientes sistemas de preservación de aceite es aceptable:
- * Sistema de tanque sellado, definido por ANSI 57.12, 87.810.
 - * Sistema de gas inerte a presión, definido por ANSI 57.12, 87.380.
 - * Sistema de presión constante.



- b) Si se suministra un sistema de gas inerte a presión, el equipo operará automáticamente para mantener una capa de gas nitrógeno a una presión positiva de 0.035 a 0.56 Kg/cm² sobre el aceite en el tanque principal del transformador. Podrá suministrarse un tanque auxiliar, si es necesario para dar el volumen suficiente. Una cabina de acero a prueba de intemperie, se suministrará para agrupar todo el equipo de regulación de la presión del gas, requerido para el transformador. La cabina será montada en el tanque del transformador a un nivel accesible por un hombre parado sobre la fundación del transformador. La cabina y las tuberías de conexión se diseñarán y fijarán para prevenir daños por vibraciones desde el transformador, cuando esté en operación. Se suministrarán mecanismos para el escape automático de presión. El Contratista suministrará suficiente gas nitrógeno para purga, llenado y operación del transformador más un cilindro adicional de gas nitrógeno seco con objeto de reposición. Los cilindros de gas no serán devueltos al Contratista y pasarán a ser propiedad de TRANSELECTRIC S.A. Los cilindros serán nuevos.
- c) Si se usa un sistema de presión constante el Contratista suministrará un tanque reservorio auxiliar (conservador) con celda de aire y con un sello flexible entre el aceite y el aire que permita escapar el aire hacia la atmósfera conforme se expanda el aceite en el tanque principal. El conservador tendrá un sumidero y una válvula de drenaje. La celda de aire tendrá un respiradero deshidratador de tal manera que en caso de falla, se active la alarma de nivel bajo de aceite. El tanque reservorio actuará como un conservador durante fallas de la celda de aire. Por lo menos una válvula de drenaje, para expulsión de gas o aire, mientras se lene el transformador con aceite, será suministrada. El relé de gas, con alarma y contacto de disparo, será localizado en la tubería de conexión entre el tanque y el conservador. El indicador de nivel de aceite, con contacto de alarma para niveles máximos y mínimos de aceite, se instalará en el conservador. El conservador será montado lo suficientemente



por encima del tanque principal, para permitir una caída continua de aceite al tanque principal.

El conservador será capaz de resistir, sin agrietarse las máximas presiones o vacíos desarrollados en el tanque.

- d) El contratista deberá suministrar el sistema de preservación de aceite que se indica en las “Características Particulares del Suministro”.

❖ **Aceite para Transformadores.**

El aceite necesario para los transformadores, más un exceso del diez (10%) por ciento del volumen neto requerido, será suministrado por el Contratista y embarcado separadamente en tambores de acero herméticamente cerrados, que permanecerán en poder de TRANSELECTRIC S.A.

El aceite será mineral clase inhibido según IEC 296, puro, de baja viscosidad y claro. Deberá estar libre de humedad, acidez, alcalinidad y no formar grumos a temperaturas normales de operación.

El aceite debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- * Rigidez dieléctrica según ASTM D877 o IEC 296, 30000 V mínimo.
- * Tensión interfacial no menor a 40×10^{-3} N/m.

Los tambores de aceite deberán sellarse en la refinería y recibirse con sellos intactos. En las placas de los transformadores deben mencionarse las principales características del aceite aislante. El Contratista presentará a TRANSELECTRIC S.A. las características físicas, químicas y eléctricas del aceite que se propone suministrar.



❖ **Accesorios y equipos auxiliares para los transformadores.**

El tiempo de vida útil de los accesorios será semejante al tiempo de vida del equipo principal.

Los indicadores, termómetros y relés se construirán y se localizarán de tal manera que los elementos sensores de temperatura puedan ser removidos, con el transformador energizado.

Los manómetros, medidores, relés, etcétera, serán montados de manera de ser protegidos contra las vibraciones.

Los contactos de los accesorios, estarán aislados de tierra y serán positivos, del tipo de mercurio y de acción por resorte.

Los contactos de alarma y control serán adecuados para operar alimentados por fuentes de corriente continua de 125 Voltios.

El Contratista suministrará cada transformador con sus accesorios normales y además con los siguientes si no estuvieren incluidos en su suministro normal. Los costos de todos los accesorios estarán incluidos en los precios de suministro de los transformadores.

❖ **Modo de embarque.**

Los transformadores serán embarcados sin aceite. Las cubas de los transformadores estarán cerradas herméticamente para el embarque y llenas de un gas inerte (nitrógeno) a ligera presión positiva. Deberán disponerse medios para mantener e indicar la presión del gas dentro de la cuba durante el transporte. Se extremarán las precauciones para asegurar que los transformadores lleguen al sitio en condiciones



satisfactorias, a fin de que después de llenarlos de aceite puedan comenzar inmediatamente a funcionar sin contratiempos.

Se adoptarán medidas y precauciones similares para todos los tanques que contengan arrollamientos o bobinas de repuesto.

Los aisladores pasatapas, los radiadores y otros accesorios serán desmontados para el transporte y los orificios que queden abiertos se obturarán con placas y chapas de cierre y con tapones adecuados para este objeto. Las superficies internas de tubos para aceite serán tratadas con baño de decapaje.

El Contratista presentará detalles del método de transporte para que sean aprobados por parte de TRANSELECTRIC S.A.

1.2.8 Montaje de Transformadores y Reactores de Potencia.

Se entenderá por montaje de transformadores y reactores de potencia a la instalación de una máquina eléctrica estática que transfiere la energía de un circuito eléctrico a otro, aprovechando el efecto de la inducción en sus bobinas, generalmente funciona modificando los parámetros de voltaje y corriente.

1.2.8.1 Clasificación.

1.- Por su Función.

- ❖ Reductores.
- ❖ Elevadores.
- ❖ Reguladores.



2.- Por Número De Bobinas.

❖ DE UNA BOBINA:

- Autotransformadores.
- Monofásico Y Trifásico.

❖ DE DOS BOBINAS:

- Monofásico.
- Bifásico.
- Trifásico.

1.2.8.2 Documentos que Aplican.

- ❖ Especificación CFE K000-06.
- ❖ Especificación de construcción de SE'S (S.E-OE-III.1).
- ❖ Instructivos, diagramas y planos de montaje del fabricante.
- ❖ Protocolos de pruebas del fabricante.
- ❖ Certificados de calidad del equipo.
- ❖ Registro de montaje NB 8308.

1.2.8.3 Proceso de Montaje.

- ❖ Traslado del equipo al área de montaje.
- ❖ Proceso de montaje.
- ❖ Proceso de secado.
- ❖ Tratamiento y llenado con aceite aislante.



1.2.8.4 Maniobra de Traslado del Transformador de Potencia al Sitio de Montaje.

✚ Verificación durante el transporte.

- Los transformadores pueden ser transportados por carretera, ferrocarril o vía marítima, para cada caso el fabricante debe prever en su proyecto lo necesario como eventuales soportes, fijaciones u otras estructuras de soportes.
- Normalmente para el transporte son retirados los accesorios del tanque principal como: Tanque conservador, Radiadores, boquillas, cambiador de derivación, etc.
- El tanque principal puede ser transportado de dos maneras:
 - Con la parte activa inmersa en aceite y una cama de nitrógeno extraseco o aire extraseco.
 - Sin aceite y la parte activa protegida de la humedad con nitrógeno o aire extraseco a una presión de 0.2 Kg/Cm^2 .
 - Los accesorios son embalados y protegidos contra daños externos y la humedad.



FIGURA 1.26 Proceso de Traslado del Transformador.



✚ Verificación a la llegada al sitio.

- Las maniobras de colocación en el sitio del tanque principal, accesorios y aceite aislante, con el equipo adecuado para tal fin.
- Inspección física externa del tanque principal y sus accesorios para detectar daños que puedan haber ocurrido durante el transporte.
- Verificar gráfica de detección de impacto de los choques lateral, longitud in al y vertical ocurridos durante el transporte (los valores de las gráficas no deberán rebasar los límites especificados por el fabricante, tomando en consideración el tipo y marca del detector de impactos).
- Verificar presión positiva de aire y/o nitrógeno seco del tanque principal de acuerdo a los valores de presión de embarque del fabricante (normalmente los transformadores se embarcan con una presión de nitrógeno o aire seco de 0.2 Kg/cm²), junto al transformador viene instalado un equipo de inertaire.
- Pruebas de humedad residual previas a la inspección interna (el valor de humedad residual deberá ser igual al valor obtenido en fábrica para su traslado).
- Revisar los accesorios y componentes eléctricos tomando en consideración la lista de empaque de fabricante.



FIGURA 1.27 Proceso de llegada del Equipo.



FIGURA 1.28 Colocación de las Partes Importantes del Equipo.



✚ Actividades de montaje.

- Para el montaje del transformador es conveniente tomar en cuenta si el tanque principal fue transportado con aceite, aire seco o nitrógeno seco.
- Si fuera aceite o nitrógeno el transformador debe ser evacuado totalmente y ventilado, posteriormente se presuriza con aire Extraseco.
- Durante el proceso de montaje se deberá verificar lo siguiente:
 - ❖ Inspección interna del tanque para el retiro de soportes de embarque, limpieza, ajuste de conexiones, revisión y pruebas al cambiador, pruebas de TC's, pruebas del núcleo a tierra, fijación del núcleo, revisión de aislamiento, detección de materiales sueltos o herramientas. Para la inspección interna la humedad debe ser $< a$ 70%.
 - ❖ Inspección de radiadores y pruebas de hermeticidad antes de su montaje.
 - ❖ Inspección interna del tanque conservador y pruebas de hermeticidad a la bolsa del tanque.





FIGURA 1.29 Montaje del Transformador.



- Pruebas eléctricas a las boquillas antes de su montaje como su factor de potencia, resistencia de aislamiento, collar caliente, tap capacitivo (si aplica); estas no deberán rebasar los valores normalizados por CFE.
- Inspección y pruebas de dispositivos eléctricos antes de su montaje como son: Indicadores de temperatura del aceite, indicadores de temperatura de los devanados, válvulas de sobrepresión, relevadores buchholz, indicadores de niveles de aceite, etc.
- Inspección y pruebas de bombas de aceite (si aplica), ventiladores, gabinetes, etc.
- Inspección de empaques necesarios para el montaje de accesorios del transformador.





FIGURA 1.30 Maniobra para Puesta del Transformador.



Proceso de secado.

El proceso de secado de un transformador deberá ser al alto vacío continuo para lo cual deberá usarse un equipo especial de vacío, mangueras, válvulas, medidores de vacío y accesorios para la conexión adecuada para tal fin.

Durante El Proceso De Secado Deberá Inspeccionarse Lo Siguiente.

- La hermeticidad del tanque principal del transformador, tomando lectura de vacío durante las 24 hrs. del día y el tiempo que se demore este proceso.
- Pruebas de abatimiento para verificar el estado de humedad al que se encuentra el transformador, lo que permite decidir el momento oportuno para romper el vacío al mismo.
- Verificar la presurización del tanque con nitrógeno extra seco a 5 lbs/plg² para la realización de las pruebas de humedad residual.
- Verificar y aprobar el valor de humedad residual, dicho valor no deberá ser mayor a lo siguiente:

 Transformador de 115 KV 0.4% H.R.

 Transformador de 230 KV 0.3% H.R.

 Transformador de 400 KV 0.2% H.R.



FIGURA 1.31 Proceso de Secado.



La prueba se realizada a las 15:30 del día 18-Oct-2003					
RESULTADO DE PRIMER PRUEBA DE ABATIMIENTO					
TIEMPO	LECTURA EN MICRONES	DIFERENCIA EN MICRONES	TEMP.	HUMEDAD	TEMP DE DEVANADOS
0	145		29 °C	82 % H.r	32 °C
5	180	35			
10	200	20			
15	220	20			
20	240	20			
25	250	10			
30	255	5			
DIFERENCIA 225-145=110 Micrones					
RESULTADOS 0.48%					

La prueba se realizada a las 15:30 del día 21-Oct-2003					
RESULTADO DE PRIMER PRUEBA DE ABATIMIENTO					
TIEMPO	LECTURA EN MICRONES	DIFERENCIA EN MICRONES	TEMP.	HUMEDAD	TEMP DE DEVANADOS
0	103		24 °C	83% H.r	32 °C
5	119	16			
10	125	6			
15	132	7			
20	140	8			
25	145	5			
30	150	5			
DIFERENCIA 150-103=47 Micrones					
RESULTADOS 0.37%					

TABLA 1.3 Resultados de las Pruebas de Abatimiento de Transformador y/o Reactor de Potencia.



FECHA	HORA	MICRONES	TEMPERA	HUMEDAD	TEM DE
			TURA AMB	AMBIENTE	DEVANADOS
16-Oct.-03	15:00	550	29 °C	75%	32 °C
16-Oct.-03	16:00	400	29 °C	75%	32 °C
16-Oct.-03	17:00	350	29 °C	74%	32 °C
16-Oct.-03	18:00	350	27 °C	80%	30 °C
16-Oct.-03	19:00	370	26 °C	84%	30 °C
16-Oct.-03	20:00	380	26 °C	85%	
16-Oct.-03	21:00	290	26 °C	86%	
16-Oct.-03	22:00	280	26 °C	86%	
16-Oct.-03	23:00	270	26 °C	85%	
17-Oct-03	0:00	260	26 °C	85%	
17-Oct-03	1:00	250	26 °C	92%	
17-Oct-03	2:00	40	25 °C	94%	
17-Oct-03	3:00	230	24 °C	95%	
17-Oct-03	4:00	230	24 °C	95%	
17-Oct-03	5:00	200	24 °C	96%	
17-Oct-03	6:00	200	24 °C	96%	
17-Oct-03	7:00	200	24 °C	96%	
17-Oct-03	8:00	190	24 °C	96%	28 °C
17-Oct-03	9:00	190	26 °C	90%	28 °C
17-Oct-03	10:00	190	28 °C	80%	30 °C
17-Oct-03	11:00	190	30 °C	71%	30 °C
17-Oct-03	12:00	190	31 °C	67%	32 °C
17-Oct-03	13:00	190	31 °C	71%	34 °C
17-Oct-03	14:00	190	31 °C	65%	34 °C
17-Oct-03	15:00	190	32 °C	63%	34 °C
17-Oct-03	16:00	190	31 °C	67%	34 °C
17-Oct-03	17:00	185	30 °C	66%	
17-Oct-03	18:00	180	29 °C	75%	
17-Oct-03	19:00	180	28 °C	80%	
17-Oct-03	20:00	175	28 °C	77%	
17-Oct-03	21:00	175	28 °C	83%	
17-Oct-03	22:00	170	27 °C	89%	
17-Oct-03	23:00	165	25 °C	100%	

TABLA 1.4 a) Lecturas De Vacío De Transformador y/o Reactor De Potencia.



FECHA	HORA	MICRONES	TEMPERA	HUMEDAD	TEM DE
			TURA AMB	AMBIENTE	DEVANADOS
20 Oct-03	8:00	110	21 °C	93%	22 °C
20 Oct-03	9:00	110	23 °C	81%	25 °C
20 Oct-03	10:00	110	25 °C	75%	30 °C
20 Oct-03	11:00	113	26 °C	68%	30 °C
20 Oct-03	12:00	115	28 °C	61%	
20 Oct-03	13:00	118	28 °C	55%	
20 Oct-03	14:00	120	30 °C	54%	
20 Oct-03	15:00	120	30 °C	57%	
20 Oct-03	16:00	120	28 °C	57%	
20 Oct-03	17:00	120	27 °C	61%	
20 Oct-03	18:00	118	26 °C	66%	
20 Oct-03	19:00	115	26 °C	71%	
20 Oct-03	20:00	112	26 °C	71%	
20 Oct-03	21:00	110	25 °C	71%	
20 Oct-03	22:00	110	24 °C	85%	
20 Oct-03	23:00	110	23 °C	86%	
20 Oct-03	0:00	108	23 °C	86%	
21 Oct-03	1:00	108	23 °C	87%	
21 Oct-03	2:00	105	22 °C	89%	
21 Oct-03	3:00	105	22 °C	89%	
21 Oct-03	4:00	103	22 °C	93%	
21 Oct-03	5:00	103	22 °C	93%	
21 Oct-03	6:00	103	22 °C	92%	
21 Oct-03	7:00	103	22 °C	92%	
21 Oct-03	8:00	103	22 °C	92%	
21 Oct-03	9:00	103	22 °C	92%	
21 Oct-03	10:00	103	22 °C	92%	
21 Oct-03	11:00	103	22 °C	93%	
21 Oct-03	12:00	103	23 °C	93%	
21 Oct-03	13:00	103	23 °C	88%	
21 Oct-03	14:00	103	24 °C	85%	
21 Oct-03	15:00	103	24 °C	80%	

TABLA 1.4 b) Lecturas De Vacío De Transformador y/o Reactor De Potencia.

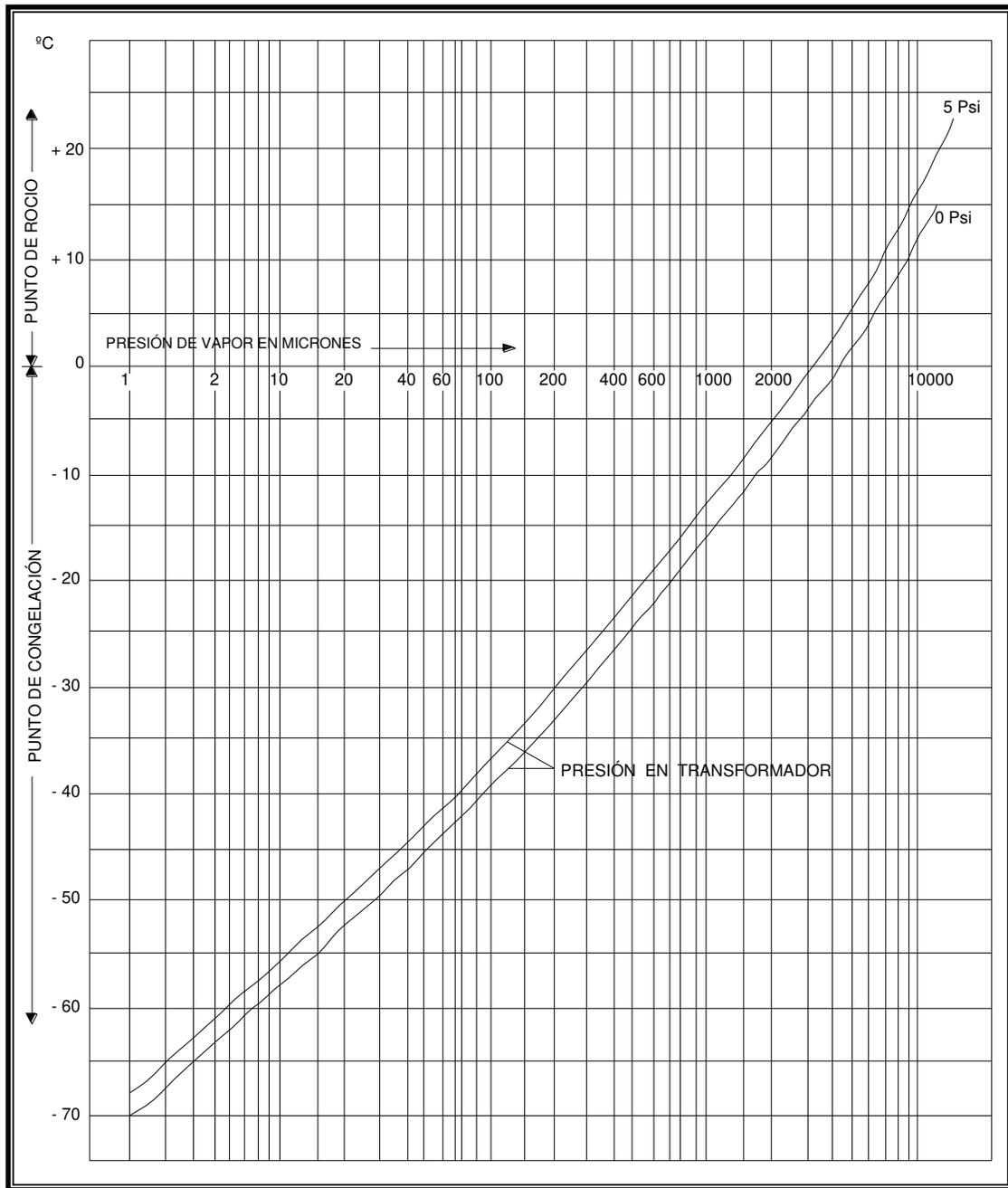


FIGURA 1.32 Conversión de Punto de Rocío a Presión de Vapor.

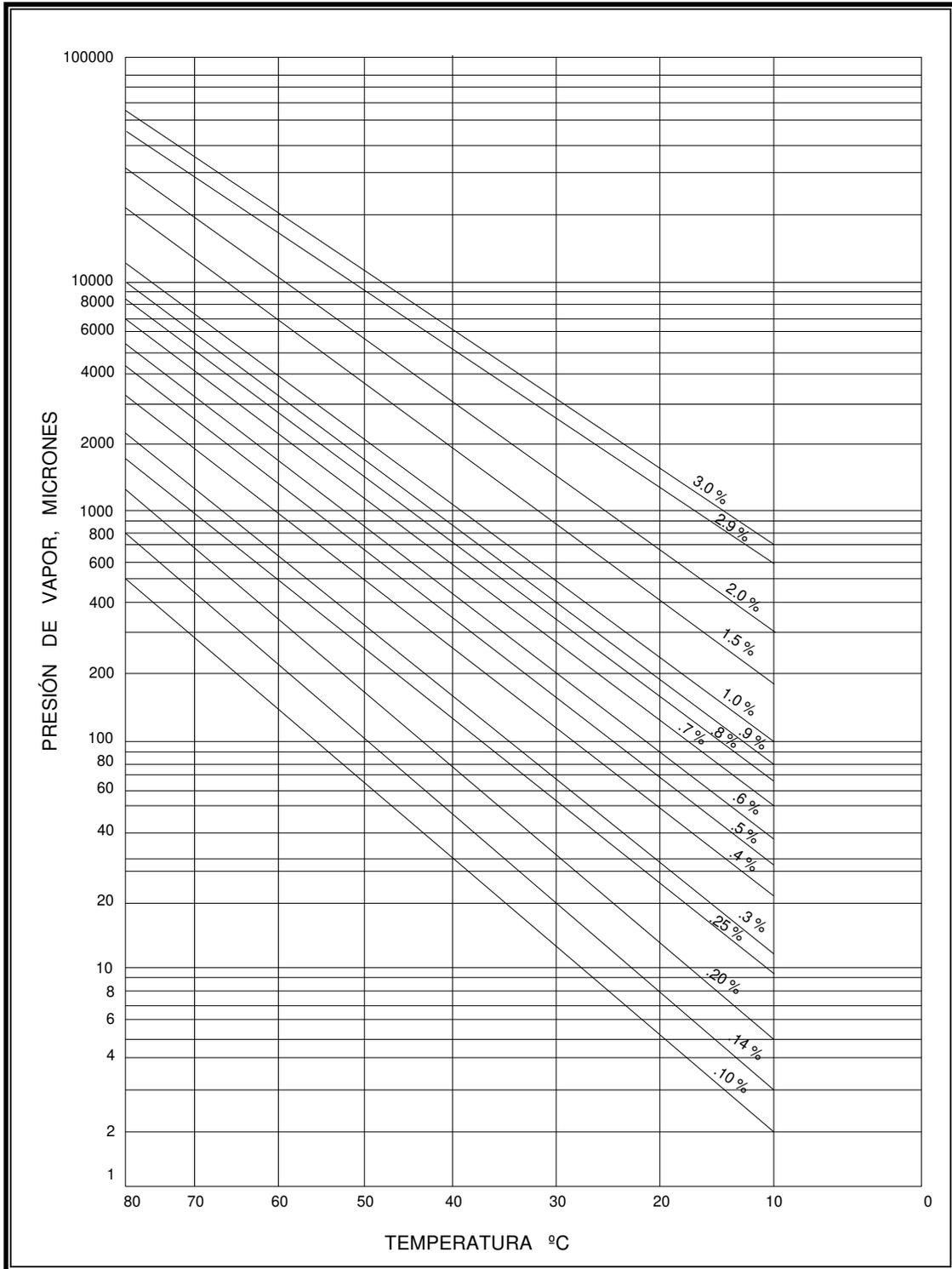


FIGURA 1.33 Grafica de Equilibrio de Humedad.



✚ Llenado del transformador y/o reactor de potencia con aceite aislante.

El aceite para el llenado del transformador debe ser nuevo no inhibido.

- El aceite podrá ser suministrado en transporte especial o en tambores de 200 lts.
- El aceite deberá ser tratado (desgasificado y deshidratado) con una máquina desgasificadora al alto vacío.
- Durante el proceso de llenado se deberá inspeccionar lo siguiente:
 - ❖ Que el proceso de llenado se lleve a cabo, bajo vacío al transformador.
 - ❖ Que el llenado sea por la parte inferior del transformador y con una máquina desgasificadora.
 - ❖ Que el aceite previamente tratado pase por las siguientes pruebas:

* Rigidez Dieléctrica.	≥ 38 KV.
* Factor de Potencia.	Máx...0.05%.
* Resistividad.	∞.
* Análisis Físico Químico.	<15 ppm de agua.
- Verificar el nivel indicado de aceite del transformador a 25 de nivel recomendado en el instructivo del fabricante.
- Una vez alcanzado el nivel de aceite inspeccionar que se rompa el vacío con presión de nitrógeno o aire seco de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

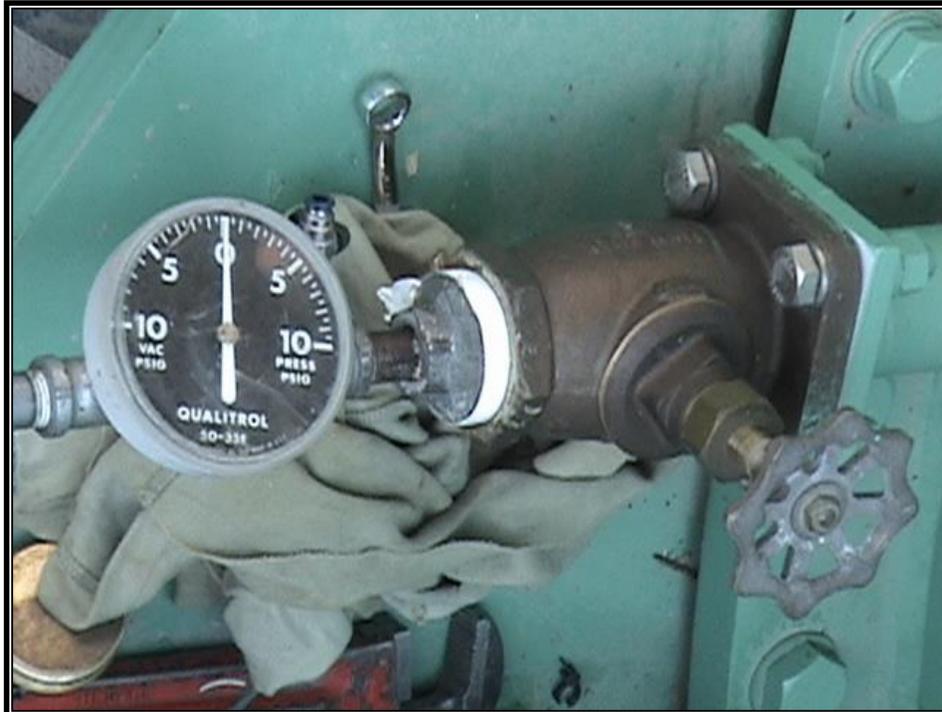


FIGURA 1.34 Proceso de llenado de Aceite al Transformador.



CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	ESPECIFICACIONES		MÉTODOS
		MÍN.	MÁX.	
APARIENCIA	—	El aceite debe ser claro, límpido, exento de materias en suspensión o sedimentadas.		VISUAL
DENSIDAD a 20/4 °C	—	0.861	0.900	NBR.7148
VISCOSIDAD a 20 °C a 40 °C a 100 °C	cSt	—	25.0 11.0 3.0	ABNT-MB-293
PUNTO DE FULGOR	°C	140	—	ABNT-MB-50
PUNTO DE FLUIDEZ	°C	—	-39	ABNT-MB-820
INDICE DE NEUTRALIZACIÓN, IAT	mg KOH/g	—	0.03	ABNT-MB-101
TENSIÓN INTERFACIAL A 25 °C	mN/m	40	—	NBR-6234
COLOR	—	—	1.0	ABNT-MB-351
TENOR DE AGUA	ppm	—	35	NBR.5755
CLORETOS	—	AUSENTES		NBR.5779
SULFATOS	—	AUSENTES		NBR.5779
AZUFRE CORROSIVO	—	NO CORROSIVO		ABNT-MB-899
PUNTO DE ANILLA	°C	63	84	ABNT-MB-299
INDICE DE REFRACCIÓN a 20 °C	—	1.485	1.500	NBR.5778
RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	30	—	NBR.6869
FACTOR DE POTENCIA a 25 °C FACTOR DE POTENCIA a 100 °C FACTOR DE DISIPACIÓN (tgδ) a 90 °C	%	—	0.05 0.50 0.40	ASTM-D-924 ASTM-D-924 IEC-247
ESTABILIDAD A LA OXIDACION -INDICE DE NEUTRALIZACION - BORRA - FACTOR DE DISIPACIÓN (tgδ) a 90 °C	mg KOH/g % masa %	—	0.40 0.10 20	IEC-74
TENOR DE INIBIDOR DE OXIDACIÓN DRP C/DRP	% masa	—	0.08	ASTM-D-2668

TABLA 1.5 Muestra y Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite Aislante.

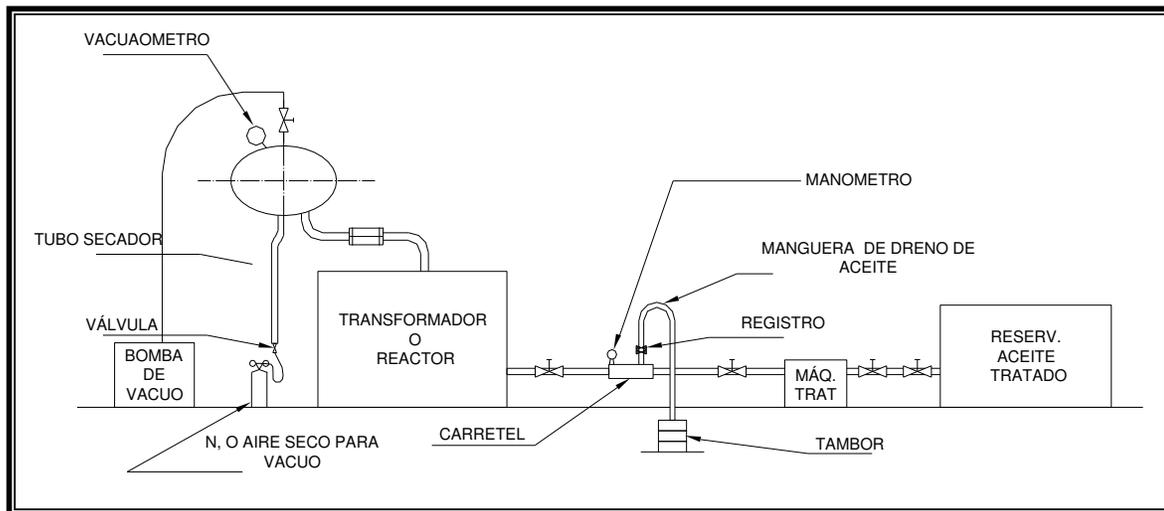


FIGURA 1.35 Esquema de llenado de Aceite al Transformador de Potencia.



1.3 INTERRUPTORES DE POTENCIA.

1.3.1 Definición y Tipos de Interruptores de Potencia.

“El interruptor es un dispositivo que cierra o abre circuitos eléctricos con o sin carga, o con corriente de falla. Para circuitos o alimentadores de distribución los interruptores son trifásicos. Se seleccionan en base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser mayor que el valor de falla en el punto de instalación”.



FIGURA 1.36 Interruptor de Potencia con Cámara de Corte.



La conexión o desconexión se efectúa a través del movimiento relativo de los contactos del interruptor. El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción. El medio de excitación puede ser aceite, aire, vacío o gas SF₆.

El control de interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de CD utiliza una fuente de CA o CD para cargar el elemento mecánico que hace la apertura o cierre. Este elemento, puede ser neumático, hidráulico o de resorte.

Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con este control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

La maniobra dependiente manual puede ser inaceptable para poder garantizar el cierre, bajo condiciones de cortocircuito, en consecuencia no es en general admisible para los interruptores.

Un interruptor está generalmente previsto para funcionar poco frecuentemente, aunque ciertos tipos son capaces de maniobrar frecuentemente.



Las piezas conductoras que se incluyen en el circuito para cumplir la función de cerrar o abrir se denominan circuito principal; el conjunto de piezas conductoras (no incluidas en el circuito principal) cuya función es comandar la maniobra, se denominan circuito de comando; las restantes piezas conductoras forman el circuito auxiliar (señalización, enclavamientos, etc.).

El número de interrupciones (o cámaras) en serie es otra característica distintiva de las altas tensiones, a medida que se avanza en el desarrollo en número de cámaras disminuye, aumentando simultáneamente sus prestaciones. Cuando hay cámaras en serie se controla la distribución de la tensión entre ellas mediante capacitores, es así que el interruptor abierto conduce cierta corriente, y por efecto capacitivo en su otro extremo aparece tensión.

Algunos interruptores tienen cámaras de interrupción (o de establecimiento de corrientes) en paralelo con las principales, y con resistores en serie, ya para lograr interrumpir ciertas corrientes (con resistores de apertura), o lograr limitar las sobre tensiones de inserción de largas líneas (resistores de preinserción).

1.3.2 Tipos de Interruptores.

Existen distintas formas de clasificar a los interruptores, una de ella es por su medio de excitación, pudiendo ser: interruptores en aceite (de gran volumen de aceite y de pequeño volumen de aceite), interruptores neumáticos, interruptores en vacío e interruptores en Hexafluoruro de azufre (SF_6).

También, se clasifican los interruptores como de construcción de "tanque muerto" o de "tanque vivo". De tanque muerto significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas convencionales. De tanque vivo significa que las partes metálicas y de porcelana que contiene el mecanismo de interrupción



se encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante y están, por lo tanto, al potencial de línea.

De los tipos más utilizados y conocidos podemos mencionar los siguientes:

- a).- Interruptores de gran volumen de aceite.
- b).- Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción.
- c).- Interruptores de pequeño volumen de aceite.
- d).- Interruptores neumáticos.
- e).- Interruptores de vacío.
- f).- Interruptores de Hexafluoruro de azufre.

1.3.2.1 Interruptor en Gran Volumen de Aceite.

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen; generalmente se construyen en tanques, cilíndricos y pueden ser monofásicos o trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre si por separadores (aislantes).



FIGURA 1.37 Interruptor de Banco.



Por razones de seguridad, en tensiones elevadas siempre se emplean interruptores monofásicos (uno por fase en circuitos trifásicos). Las partes fundamentales de estos interruptores son:

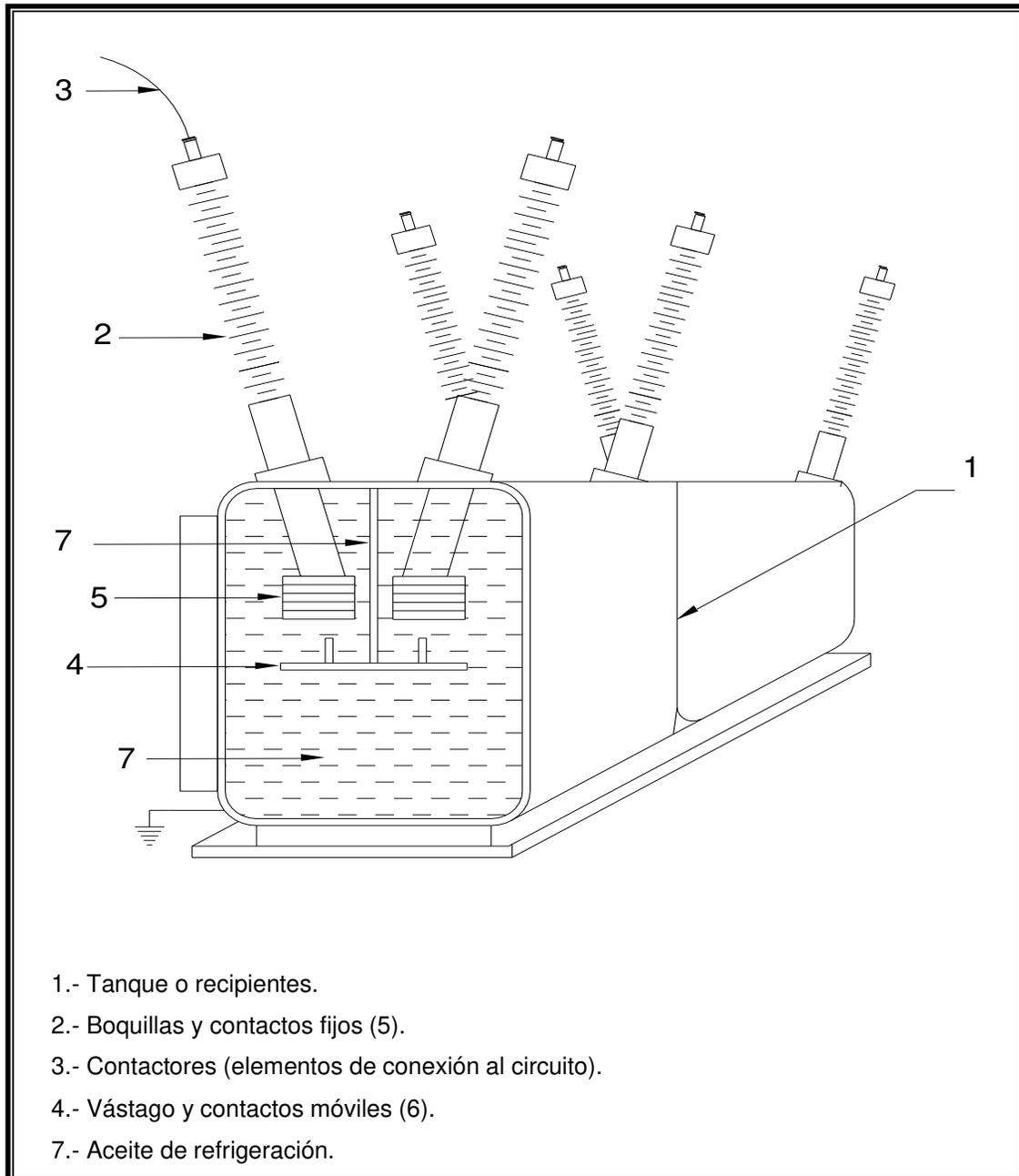


FIGURA 1.38 Dibujo esquemático de un Interruptor de Potencia de Gran Volumen de Aceite.



En general el tanque se construye cilíndrico, debido a las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción. También el fondo del tanque lleva "costillas" de refuerzo, para soportar estas presiones.

PROCESO DE INTERRUPCIÓN.

Cuando opera el interruptor debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos, y en función de esta distancia está la longitud del arco da lugar a la formación de gases, de tal manera que se crea una franja de gas alrededor de los contactos que desplaza una determinada cantidad de aceite.

Conforme aumenta la separación entre los contactos, el arco crece y la franja se hace mayor, de tal manera que al quedar los contactos en su separación total la presión ejercida por el aceite es considerable, por lo que parte superior del recipiente se instala un tubo de fuga de gases.

1.3.2.2 Interruptores en Gran Volumen de Aceite con Cámara de Extinción.

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de "cámaras de extinción" y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

- ❖ Al ocurrir una falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.



- ❖ Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se halla dentro de la cámara que contiene aceite, originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
- ❖ Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.
- ❖ Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

En la **Figura 1.39**, se ilustra el diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con “cámara de extinción”

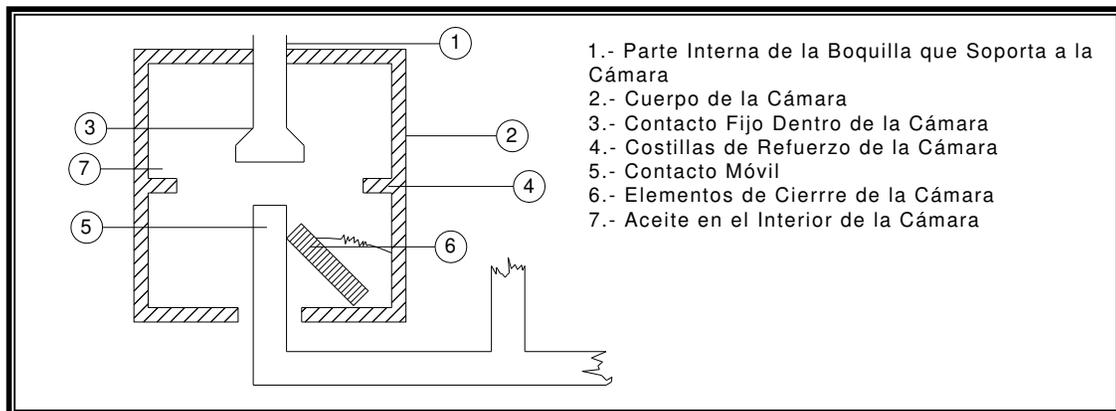


FIGURA 1.39 Cámara de un Interruptor de Gran Volumen de Aceite.

El elemento de desconexión en los interruptores de gran volumen de aceite lo constituyen los contactos móviles. Estos contactos se pueden accionar en general de tres maneras distintas:

- ❖ Mecánicamente, por medio de sistemas volante - bielas o engrane - bielas.
- ❖ Magnéticamente, por medio de un electroimán conocido como bobina de disparo que acciona el trinquete de retención de los contactos móviles al ser energizado; puede energizarse manualmente (por medio de botón), o automáticamente (por medio de relevador).



La acción de conexión o desconexión se puede efectuar substituyendo el volante o los engranes con un motor eléctrico que puede operarse a control remoto.

1.3.2.3 Interruptores de Pequeño Volumen de Aceite.

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido de aceite varía entre 1.5% y 2.5% del que contienen los de gran volumen).

Se construye para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

En este tipo de interruptores la cámara de extinción del arco consiste fundamentalmente de las siguientes partes:

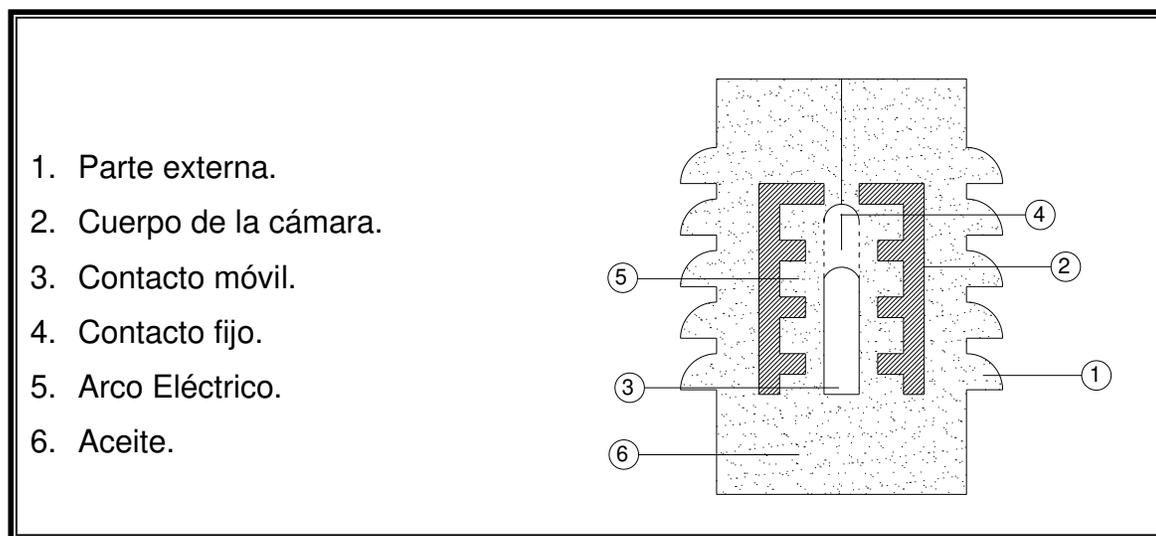


FIGURA 1.40 Diagrama Esquemático de las Partes de un Interruptor de Potencia de Pequeño Voltaje de Aceite.



EL FUNCIONAMIENTO DE ESTE INTERRUPTOR ES EL SIGUIENTE.

1. Al ocurrir una falla se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.
2. A medida que sale el contacto móvil se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo
3. Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera al aceite que circula violentamente extingue el arco por completo.
4. Los gases que se producen escapan por la parte superior del interruptor.

Estos interruptores se fabrican por lo general del tipo columna.

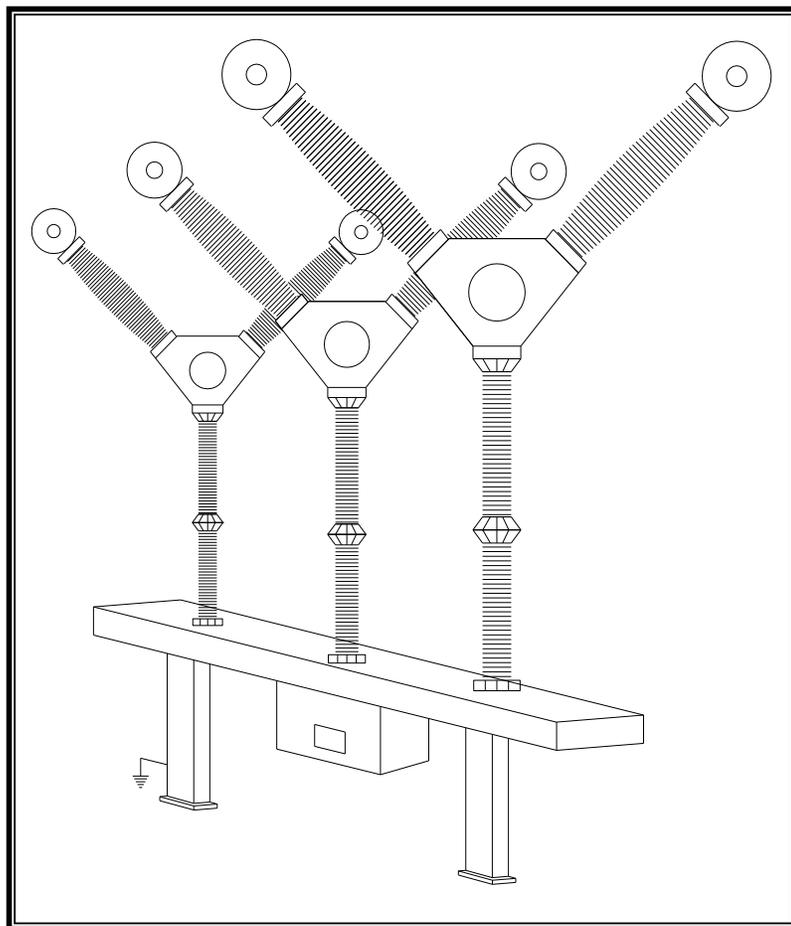


FIGURA 1.41 Interruptor de Potencia de Pequeño Volumen de Aceite Tipo Columna.



1.3.2.4 Interruptores Neumáticos.

Debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores sumergidos en aceite, se fabrican los interruptores neumáticos en los cuales la extinción del arco se efectúa por medio de un chorro del aire a presión.

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias compresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores. Se fabrican monofásicos y trifásicos, para uso interior o uso exterior. El proceso por el cual se puede comprender el funcionamiento de dicho interruptor es el siguiente:

Cuando ocurre una falla la detecta el dispositivo de control, de tal manera que una válvula de solenoide acciona a la válvula principal (2) y sigue la secuencia que puede describirse en general como sigue:

- a) Al ser accionada la válvula principal (2), ésta se abre, permitiendo el flujo de aire a los aisladores huecos (1).
- b) El aire a presión que entra a los aisladores huecos presiona por medio de un émbolo a los contactos (5).
- c) Los contactos (5), accionan a los contactos (6), que operan simultáneamente abriendo el circuito.

Como los aisladores huecos (1), se encuentran conectados directamente a las cámaras de extinción (3), al bajar los contactos (5), para accionar los contactos (6), el aire a presión que se encuentran en los aisladores (1), entra violentamente a la cámara de extinción (3), extinguiéndose el arco.

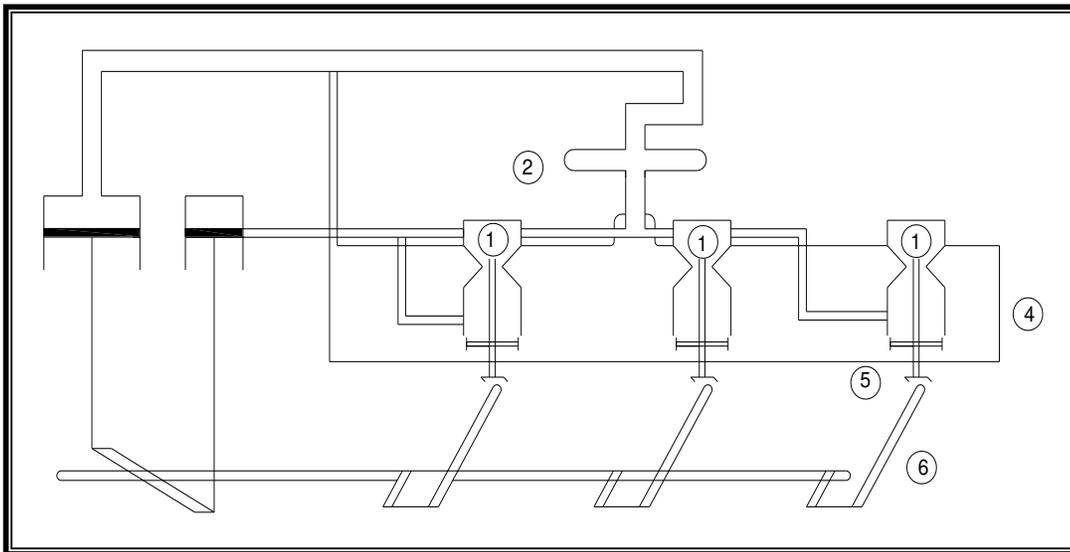


FIGURA 1.42 Esquema Sencillo del funcionamiento de un Interruptor Neumático.

VENTAJAS DEL INTERRUPTOR NEUMÁTICO CON LOS INTERRUPTORES DE ACEITE.

- * Ofrece mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios.
- * Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos (3 a 5).
- * Disminuye la posibilidad de arco.
- * Es mas barato.

1.3.2.5 Interruptores de Vacío.

Ya a principios del siglo XIX, la interrupción de corriente en el vacío se consideraba una técnica de conmutación "ideal". Sin embargo, diversas dificultades prácticas hicieron que se ignorase durante casi tres décadas. Uno de los problemas fundamentales era la fabricación de un contenedor aislante adecuado que permanece herméticamente sellado permanentemente. Dicho problema persistió durante varias décadas, hasta que a principios de los sesenta se desarrolló una solución que utilizaba contenedores de vidrio.



Curiosamente, la tecnología básica de los recipientes de vidrio soplado ya había estado disponible durante siglos, dándose un nuevo pasó adelante con el desarrollo de materiales cerámicos a base de óxido de aluminio (Al_2O_3), que tienen una resistencia mucho mayor a los esfuerzos cíclicos originados por las variaciones de temperatura.

Encontrar un material y una forma apropiados para los contactos del interruptor supuso también un serio problema. Los contactos debían mostrar una gran resistencia a la erosión del arco tanto durante las operaciones de apertura como de cierre y además, toda erosión debía producirse de forma difusa y uniforme en toda la superficie del contacto. El material de contacto debía ser poco propenso a la soldadura, tanto durante el proceso de cierre como después del mismo.

También era importante obtener bajas características de corriente de corte al interrumpir corrientes débiles, así como lograr un efecto adecuado de absorción de gases residuales. La búsqueda del material apropiado mostró que la mayor parte de las propiedades requeridas se encontraban en el cromo. Posteriores investigaciones demostraron que el material compuesto por cobre y cromo era el más apropiado y el que mejor satisfacía las necesidades básicas.

La mezcla Cu/Cr con un contenido de cromo entre el 20% y el 60% es ahora el material estándar de los contactos, siendo utilizado por todos los fabricantes de interruptores de vacío.

El mecanismo de formación de portadores de carga proporciona a un interruptor de vacío la capacidad inherente de extinguir automáticamente arcos de corriente de valores bajos a medios cuando la corriente pasa por el valor cero. Sin embargo, una interrupción satisfactoria de las corrientes de cortocircuito requiere adoptar medidas adicionales de diseño.



Los diseños iniciales utilizaban un electrodo de forma especial para producir un campo magnético radial en la zona de contacto del arco.

Este campo magnético, al reaccionar con la corriente del arco, obligaba a la raíz de este a moverse continuamente alrededor de la superficie del contacto, impidiendo así el sobre calentamiento local y un desgaste no uniforme.

Una mejora posterior al diseño, cuyo objetivo principal era aumentar la capacidad de interrupción de corriente hasta valores de corriente de cortocircuito extremadamente altos, fue el desarrollo del campo magnético "axial". De nuevo, un electrodo de diseño especial se utiliza para generar un campo magnético axial que distribuye la raíz del arco homogéneamente sobre toda la superficie del contacto.

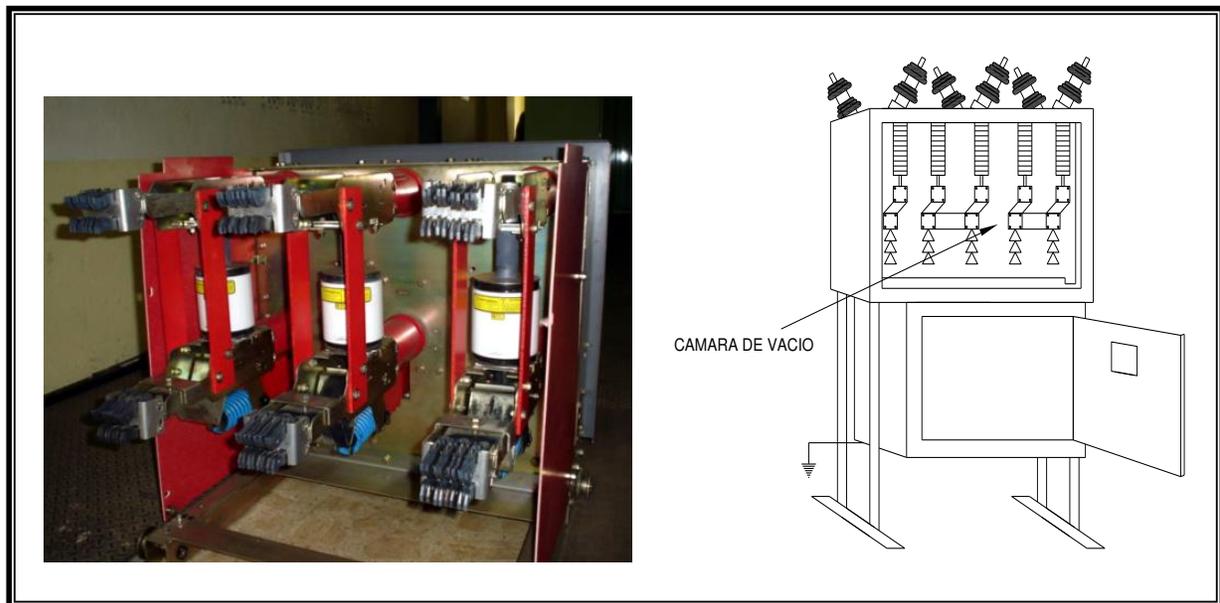


FIGURA 1.43 Interrupción de Potencia de Vacío.



1.3.2.6 Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF₆).

El Hexafluoruro de azufre (SF₆) es un gas inerte artificial que tiene excelentes propiedades de aislamiento, así como una estabilidad térmica y química excepcionalmente altas. Estas características le han conferido un amplio uso en interruptores, tanto de alta como de tensión Media, mostrando en ambos casos un rendimiento y una fiabilidad muy elevados.

Las ventajas específicas del gas SF₆ en aplicaciones de ingeniería eléctrica han sido admitidas de modo general desde los comienzos de la década de 1930. No obstante, no se desarrollaron ni instalaron los primeros interruptores de alta Tensión con aislamiento de SF₆ hasta finales de la década de los cincuenta; los interruptores de SF₆ de Tensión Media fueron introducidos unos años después.

La primera generación de interruptores de SF₆ de Tensión Media utilizaba un sistema de gas a doble presión. Los diseños de segunda generación producían la diferencia de presión necesaria para producir el flujo del gas mediante un pistón accionado mecánicamente que comprimía un pequeño volumen de gas.

El pistón estaba integrado en el conjunto contacto móvil. Estos interruptores del tipo de “soplado mecánico” o “soplado simple” necesitaban un mecanismo relativamente potente. Los diseños de tercera generación producían el flujo del gas utilizando la energía en el arco. Este diseño de interruptor, llamado de “auto extinción” o de “soplado térmico”, requería una cantidad de energía significativamente menor para funcionar.

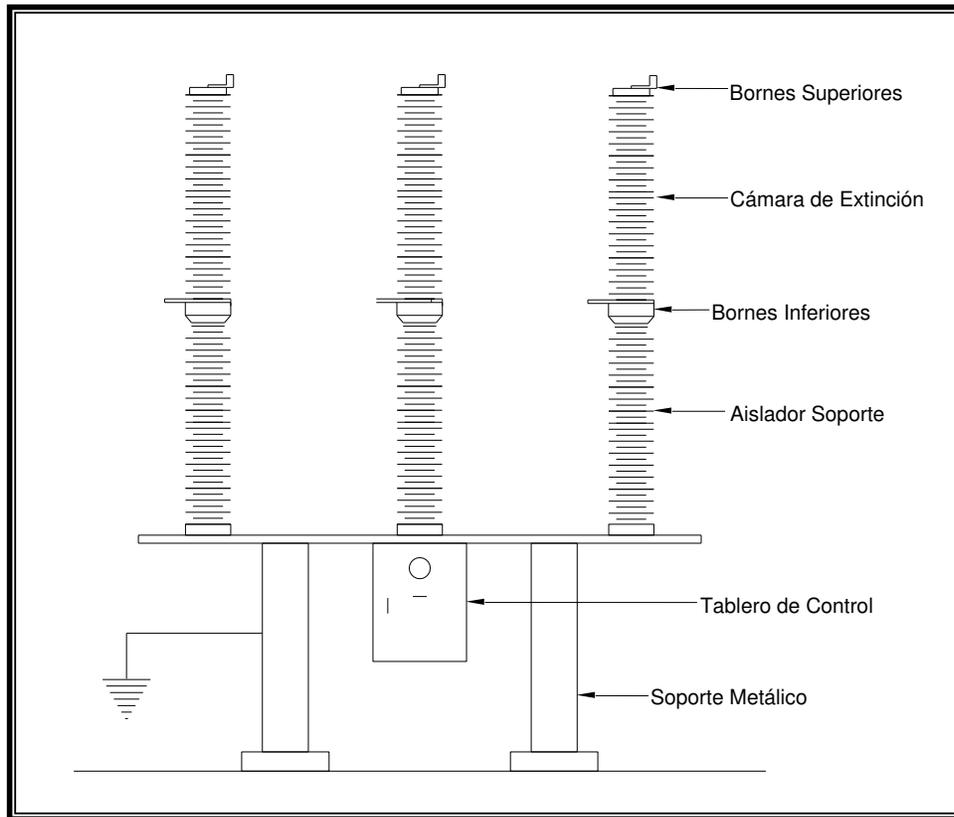


FIGURA 1.44 Interruptor de Potencia de Hexafluoruro de Azufre (SF_6).



FIGURA 1.45 Interruptor de Potencia de Hexafluoruro de Azufre (SF_6) con Cámara de Corte.



El interruptor de tipo "Auto Puffer" combina las ventajas de los dos diseños precedentes. Un interruptor "Auto Puffer" funciona como un dispositivo de soplado simple al interrumpir corrientes de hasta el 30% de la máxima capacidad de ruptura nominal, y como interruptor de tipo de auto extinción en caso de corrientes superiores. El interruptor de tipo "Auto Puffer" necesita únicamente una cantidad mínima de energía del mecanismo de funcionamiento, si bien ofrece los altos niveles de rendimiento de los interruptores de auto extinción.

Una menor disipación de energía en el arco, tanto a bajos como a altos niveles de corriente de cortocircuito, garantiza una vida eléctrica más larga que cualquiera de los diseños anteriores. Estas excelentes prestaciones se obtienen sin comprometer la ausencia total de reencendidos, lo cual es una característica clave de la técnica de auto extinción. El diseño del mecanismo ha sido optimizado para generar tan sólo la presión suficiente para garantizar la segura interrupción de las corrientes dentro del intervalo operativo de la técnica de soplado mecánico. Por consiguiente, las pequeñas corrientes inductivas son interrumpidas de forma efectiva con factores de sobretensión inferiores a 2.5 pu.

1.3.3 Especificación de Interruptores de Potencia.

1.3.3.1 Condiciones de Servicio Normales y Especiales.

1.- Temperatura Ambiente.

Los interruptores deben diseñarse para operar a una temperatura ambiente máxima de 40 °C y un valor promedio medido en un periodo de 24 hrs. de 35 °C y operar a una temperatura mínima de - 25 °C para uso exterior de acuerdo con IEC 694.



2.- Altitud de Operación.

Los interruptores deben operar satisfactoriamente hasta la altitud indicada en las Características Particulares, de acuerdo a la **Tabla** de niveles de aislamiento.

1.3.3.2 Características Generales.

1.- Tipo de Servicio.

Todos los interruptores deben ser para servicio intemperie.

2.- Número de Polos.

Todos los interruptores deben ser tripolares, contenidos o soportados en un solo gabinete o bastidor. Los interruptores de 123 KV pueden ser de polos separados según se indique en las Características Particulares.

3.- Medios de Extinción.

- a).- Para interruptores de media tensión, (15.5 a 38 KV) el medio de extinción del arco eléctrico puede ser vacío o gas SF₆ (Hexafluoruro de azufre) a una sola presión, según se indique en Características Particulares.
- b).- Para interruptores de 72.5 y 123 KV de tensión nominal, el medio de extinción debe ser gas SF₆ a una sola presión.
- c).- En caso de ampliaciones a subestaciones o sustituciones, en que la Comisión Requiera de otro medio de extinción, éste se debe indicar en las Características Particulares.

4.- Frecuencia.

Los interruptores deben estar diseñados para operar a 60 Hz.



5.- Tensiones Nominales y Valores de Pruebas dieléctricas.

La tensión nominal de los interruptores debe estar indicada en las Características Particulares. Estas tensiones y los valores de pruebas dieléctricas se indican en la **Tabla** de Niveles de Aislamiento.

Tensión Nominal del Sistema KV (Eficaz)	Tensión Nominal del Interruptor	NBAI KV (cresta)	Tensión de aguante a 60 Hz (eficaz)*			Altitud de instalación msnm
			Seco 1min.	Húmedo 10 s	Húmedo 1 min.	
13.8	15.5	110	50	45	—	0 □ 1000
		125	55	40	—	1001 □ 3000
23	25.8	150	60	50	—	0 □ 1000
		170	70	60	—	1001 □ 3000
34.4	38	200	80	75	—	0 □ 1000
		250	105	95	—	1001 □ 3000
69	72.5	350	160	140	—	0 □ 1000
		450	185	—	185	1001 □ 3000
115	123	550	230	—	230	0 □ 1000
		650	275	—	275	1001 □ 3000

TABLA 1.6 Niveles de Aislamiento.

1.3.3.3 Corrientes Nominales y Corrientes de Interrupción.

1.- Corriente Nominal.

La corriente nominal de los interruptores debe ser la indicada en las Características Particulares y debe estar de acuerdo con lo indicado en la **Tabla** de corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.



2.- Corriente Nominal de Interrupción de Corto Circuito.

La corriente nominal de interrupción de corto circuito de los interruptores, debe ser la indicada en las Características Particulares y debe estar de acuerdo con lo indicado en la **Tabla** de corrientes nominales e interruptivas y cierre.

Tensiones Nominal del Interruptor (KV)	Corriente Nominal (Eficaz) "A"	Corriente de Interrupción de corto Circuito (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
72.8	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 1.7 Corrientes Nominales e Interruptivas y Tiempos de Interrupción y Cierre.

3.- Corriente de Aguante de Corta Duración.

Esta corriente es la que el interruptor es capaz de conducir en posición de cerrado durante un segundo, con un valor igual al de la corriente de interrupción de cortocircuito.



4.- Corriente de Cierre (Valor de Cresta).

Todos los interruptores deben cerrar sin sufrir daños ni deformaciones permanentes, con una Corriente (valor de cresta) de cortacircuito a tensión nominal, cuyo valor debe ser 2.5 veces rcm de la corriente de interrupción de corto circuito.

5.- Corriente Nominal de Interrupción en Oposición de Fases.

Todos los interruptores deben ser capaces de interrumpir el 25% de los valores de la corriente nominal de interrupción en oposición de fases bajo las condiciones de uso y comportamiento prescritas en la norma IEC 56.

6.- Características nominales de Falla en Línea Corta.

Todos los interruptores con tensión nominal igual o mayores de 52 KV Y corriente nominal de interrupción de corto circuito mayor a 12.5 KA, deben ser capaces de interrumpir el 90% de valor de corriente nominal de interrupción de corto circuito indicado en las Características Particulares, y estar de acuerdo con la **Tabla** de corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.

7.- Tensiones Transitorios de Restablecimiento por Falla en Terminales.

Las tensiones de restablecimiento por falla en terminales, relativas a los valores nominales de corriente de corto circuito, indicados en la **Tabla** de corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.

8.- Tiempo de Interrupción.

El tiempo de interrupción no debe ser mayor al indicado en la **Tabla** de corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.



9.- Tiempo de Apertura.

Este tiempo debe ser menor al tiempo de interrupción.

10.- Tiempo de Cierre.

El tiempo de cierre no debe ser mayor al indicado en la **Tabla** de corrientes nominales e interruptivas y tiempos de interrupción y cierre.

11.- Distancia de Fuga y Nivel de Contaminación.

La distancia de fuga de fase a tierra, está referida a la tensión nominal de fase a tierra del interruptor o a la tensión nominal de fase a fase del interruptor (IEC-815), debiendo aplicarse la siguiente **Tabla**, de acuerdo al nivel de contaminación (media o alta) del sitio de instalación.

En caso de que en las Características Particulares se indique un nivel de contaminación extra alta, se debe aplicar la norma IEC-815.

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	DISTANCIA DE FUGA (mm/kVf-n)	DISTANCIA DE FUGA (mm/kVf-n) "IEC-815"	CONCENTRACIÓN DE CONTAMINACIÓN, MÉTODO DE NIEBLA SALIDA (kg/m ³) mínimo
Media	35	20	14
Alta	45	25	40

TABLA 1.8 Distancia de Fuga y Nivel de Contaminación.



12.- Secuencia nominal de Operación.

El interruptor debe ser capaz de ejecutar a tensión nominal la secuencia de operación según se indique en las Características Particulares, de acuerdo con la norma IEC-56.

A – 0.3 segundos – CA – 3 minutos – CA

Donde:

A: Representa la operación de apertura.

CA: Representa la operación de cierre seguida inmediatamente de una operación de apertura, sin ningún tiempo de retraso adicional al propio de operación del interruptor.

0.3: Operación de cierre.

3: Operación de apertura.

Cuando no se tenga la alimentación eléctrica externa, el interruptor debe contar con la energía almacenada necesaria para cumplir con la secuencia de operación arriba mencionada, a excepción de los mecanismos de resorte, que deben contar con un maneral externo con el cual se debe cargar manualmente el resorte en un tiempo máximo de tres minutos.

13.- Simultaneidad en la Operación de los Polos.

Las diferencias en simultaneidad de tiempos de operación entre el primero y el último polo del interruptor deben ser:

- a) En operación de cierre: 3 milisegundos como máximo.
- b) En operación de apertura: 2 milisegundos como máximo.



14.- Tensiones de Control y del equipo auxiliar del Interruptor.

Las tensiones de control y del equipo auxiliar del interruptor se indican en las Características particulares y deben corresponder a las tensiones indicadas a continuación y operar dentro de los valores siguientes:

- a) Tensiones de control para relevadores, bobinas de disparo y cierre, señalización y alarmas:

TENSIÓN NOMINAL VCD	LIMITES TENSIÓN (V)	
	CIERRE	DISPARO
125	106 – 137	87 – 137
250	212 – 275	175 – 275

- b) Las tensiones de equipos auxiliares, motores y Contactores, resistencias calefactores.

TENSIÓN NOMINAL	LIMITES DE TENSIÓN (V)
440 V 3F, 60 Hz	374 – 848
220 V 3F, 60 Hz	187 – 242
127 V 3F, 60 Hz	108 – 140

- c) Tensiones de Motores Universales.

TENSIÓN NOMINAL (V)	LIMITES DE TENSIÓN (V)
250	212 – 275
125	106 – 137



15.- Propiedades del SF₆:

- ❖ Es un gas químicamente estable e inerte.
- ❖ Su peso específico es de 6.14 g/mol.
- ❖ Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión.
- ❖ A la temperatura de 2000 °K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco.
- ❖ Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas temperaturas de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto la gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

1.3.3.4 Características de Fabricación.

1.- Cámaras de Interrupción y Medios de Extinción:

El medio de extinción del arco eléctrico puede ser gas SF₆ a una sola presión o vacío, el cual debe estar contenido en una sola cámara por fase y deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Las características del gas SF₆ deben cumplir con la norma IEC 376.
- b) La presión nominal absoluta del gas SF₆ a 20 °C no debe ser mayor de 0.6 Mpa.
- c) Las distancias internas de aislamiento deben ser tales que en caso de pérdida de presión del SF₆ hasta un valor igual a la presión atmosférica, el interruptor soporte en forma continua su tensión nominal entre fases y a tierra.



- d) Los interruptores de 72.5 y 123 KV deben contar con los dispositivos necesarios para la supervisión y control de las condiciones del gas SF₆; los interruptores de 15.5 a 38 KV deben contar con los dispositivos necesarios para la supervisión del gas SF₆.

En caso de interruptores en vacío, deben cumplir con los requisitos marcados en la norma ANSI-C37-85.

Para las cámaras interruptivas en SF₆ o en vacío, se debe tener una indicación física del límite de desgaste para su reemplazo.

Para cada tipo de interruptor, el proveedor debe proporcionar la curva de vida esperada de las cámaras de interrupción (número de operaciones vs. corriente interrumpida), garantizando los valores indicados.

Todas las cámaras de extinción, las columnas o los elementos de aislador soporte, boquillas, etc., deben ser intercambiables.

2.- Pasa muros (boquillas).

Todos pasamuros (boquillas) utilizados en los interruptores deben ser de porcelana, y cumplir con lo especificado en la norma IEC -137.

3.- Distancias de Seguridad.

Para calcular las distancias de seguridad entre partes vivas y tierra, el fabricante debe tomar en consideración las características dieléctricas y los efectos electrodinámicos, así como las condiciones del viento, tolerancias de construcción y en forma preponderante la seguridad del personal.



4.- Mecanismo de Operación.

El interruptor debe contar con un mecanismo de operación de energía almacenada, que debe ser intercambiable entre mecanismos del mismo tipo y diseño para tener fácil acceso para los ajustes necesario, de control eléctrico local y remoto y también un dispositivo fácilmente accesible de control local y mecánico manual, que permita el disparo de emergencia sin alimentación de energía externa de control y debe cumplirse con lo establecido en la norma IEC - 56.

5.- Componentes del Mecanismo.

Los componentes del mecanismo deben ser resistentes a la corrosión y libres de mantenimiento, durante el periodo u operaciones garantizadas por el fabricante.

6.- Resortes del Mecanismo.

Todos los resortes del mecanismo deben ser resistentes a la corrosión y libres de manteniendo, durante el periodo u operaciones garantizadas por el fabricante.

7.- Número de Mecanismos de Operación.

Se debe suministrar un mecanismo de operación para los tres polos. En el caso de interruptores de 72.5 y 123 KV podrá solicitarse en Características Particulares un mecanismo por polo.

8.- Características del Tipo de Energía Almacenada.

a) La energía almacenada para la operación del mecanismo puede ser de cualquiera de los tres tipos siguientes:

- ❖ Neumática.
- ❖ Hidráulica.
- ❖ De resorte.



Para el tipo neumático, el proveedor debe garantizar el aire sea seco, de tal forma que el funcionamiento del mecanismo sea confiable.

- b) La carga de la energía almacenada debe ser por medio de un motor eléctrico que accione una bomba, un compresor o cargue un resorte.
- c) La liberación de la energía, para cerrar o abrir el interruptor, debe ser por medio de un dispositivo de operación eléctrico, mecánicamente conectado al mecanismo de operación.

Las conexiones y tubería del gas SF₆ deben ser de cobre o acero inoxidable, y las de aire deben ser mangueras de alta presión que garanticen la buena operación del interruptor durante la vida útil del mismo.

Así mismo, el proveedor debe garantizar que las tuberías no sufren daños provocados por vibraciones.

9.- Condiciones de Apertura y Cierre del Interruptor.

- a).-El mecanismo del interruptor debe ser de disparo libre tanto eléctrico como mecánico, con dispositivo de antibombeo.
- b).-El mecanismo de disparo debe disponer de contactos auxiliares que impidan el cierre del interruptor antes de que se haya completado la operación de apertura.
- c).-Para el control eléctrico del interruptor se debe suministrar lo siguiente:
 - Una bobina para cierre,
 - Dos bobinas de disparo, debiendo alambrear solamente la primera bobina al esquema de disparo del interruptor.

La segunda bobina de disparo, debe ser alambreada de acuerdo a lo siguiente:



- Para interruptores de potencia de 72.5 y 123 KV se debe conectar invariablemente dentro del esquema de protección de respaldo,
- Para interruptores de 38 KV y menores, el disparo por protección debe llegar directamente alambrado a tablillas sin pasar por el conmutador local – remoto.

d).- Las bobinas de disparo deben ser de operación directa dentro de los valores de tensión operación y únicamente se intercalarán contactos auxiliares del propio interruptor.

e).- Los bloqueos para los circuitos de apertura y cierre del interruptor deben ser a través de los contactos propios del Presostato (Dispositivo que permite mantener constante la presión de un fluido en un circuito) u otro dispositivo similar que supervise las condiciones óptimas de operación del interruptor.

1.3.4 Selección de Interruptores.

Las características en base a las cuales se elige y especifica un interruptor son varias. Algunas son exclusivas de los interruptores, otras en cambio son comunes a otros tipos de aparatos.

Los valores característicos que sirven para definir las condiciones de funcionamiento para las cuales los aparatos han sido concebidos y construidos, se denominan valores nominales.

Tensión nominal: corresponde al límite superior de la tensión más elevada de las redes para las cuales el aparato es previsto.

Se debe verificar que la tensión que se presenta en la red sea siempre inferior a la tensión nominal de los aparatos.

Nivel de Aislación Nominal: define las tensiones de los ensayos de aislación a impulso y a frecuencia industrial por un minuto que determinan las características de la aislación.



Para tensiones altas según las recomendaciones IEC por encima de los 72.5 KV el nivel de aislación se elige teniendo en cuenta si el neutro de la red está puesto efectivamente a tierra o no.

Si está asegurada la condición de neutro a tierra se pueden elegir equipos de aislación reducida, lo que implica en general cierta economía.

Si se trata de interruptores, con poca aislamiento, destinados a ser utilizados para sincronización, puede ser necesaria una tensión de aislación a frecuencia industrial entre bornes del interruptor, en posición de abierto mayor que la normal.

Frecuencia Nominal: corresponde a la frecuencia de servicio de la red, y las restantes características nominales se refieren a ésta.

Corriente Nominal en Servicio Continuo: es el valor eficaz de corriente que debe ser capaz de soportar en forma continua sin deteriorarse y sin que las distintas partes superen temperaturas establecidas.

Poder de Interrupción Nominal de Cortocircuito: es la mayor corriente de cortocircuito que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en condiciones establecidas, en un circuito cuya tensión de restablecimiento a frecuencia industrial corresponda a la tensión nominal del interruptor, y cuya tensión de restablecimiento transitoria tenga valores definidos.

El poder de interrupción se caracteriza por el valor eficaz de la componente periódica, y el porcentaje de la componente aperiódica de la corriente en el instante de separación de los contactos.

Conviene destacar que las recomendaciones IEC vigentes especifican el poder de interrupción en unidades de corriente, kilo amperes, ya no es habitual expresar este valor en unidades de potencia.

El interruptor debe poder interrumpir en condiciones fijadas por las normas, hasta su poder de interrupción nominal, todas las corrientes de cortocircuito con cualquier porcentaje de componente aperiódica, siempre que no pase del valor fijado por las normas, ver siguiente **Figura**:

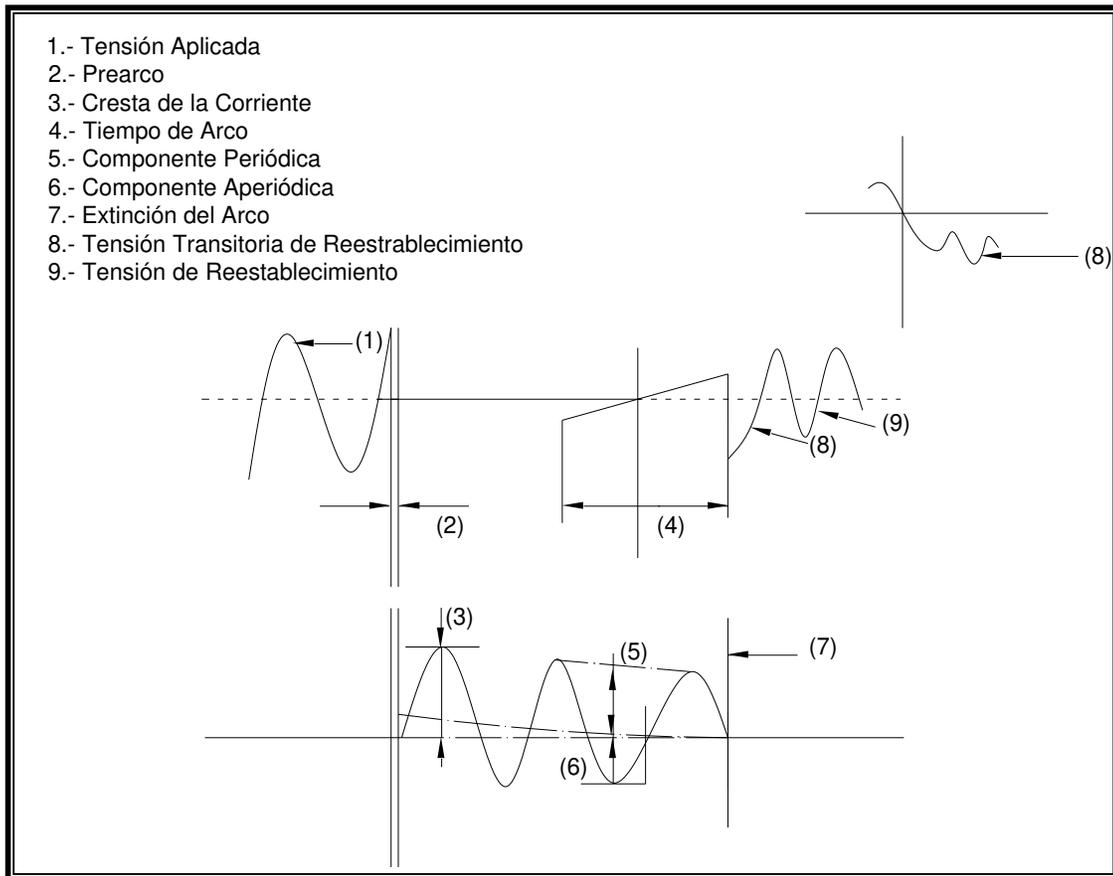


FIGURA 1.46 Establecimiento e Interrupción de una Corriente.

El valor de la componente aperiódica corresponde al tiempo mínimo de apertura del interruptor, y en caso de que el disparo se produzca por una fuente de energía auxiliar se deberá sumar a dicho tiempo mínimo, un semiperíodo de la frecuencia nominal.

El decremento de la componente aperiódica está ligado al factor de potencia del circuito a su relación entre resistencia y reactancia.

Cuando los interruptores están instalados próximos a generadores, la componente aperiódica puede ser grande, llegándose incluso a que la corriente de cortocircuito no pase por cero durante algunos períodos.



En estos casos las solicitaciones (Someter a un cuerpo a una o más fuerzas con diferente sentido) en el interruptor, se reduce retardando su apertura, o intercalando un dispositivo amortiguador suplementario y abriendo después el interruptor principal. Para tensiones inferiores a la tensión nominal el interruptor debe poder interrumpir su poder de interrupción.

Para los interruptores de tensión nominal menor de 72.5 KV, que a diferentes tensiones nominales tienen distintos poderes de interrupción, las recomendaciones IEC indican que los valores intermedios se pueden obtener por interpolación con una recta en un diagrama doble logarítmico.

Este criterio es admitido por las normas, por debajo de la tensión mínima se supone que el poder de interrupción en KA es constante, y por encima de la tensión máxima no se garantiza ningún poder de interrupción.

El fenómeno de interrupción de corriente es un fenómeno complejo y muy ligado al principio del aparato.

El arco no debe ser interrumpido en forma violenta para no producir elevadas sobretensiones.

La técnica en evolución ofrece distintos tipos de aparatos que se adecuan mejor a ciertos requerimientos que otros.

Un interruptor puede estar concebido para interrumpir en condiciones ideales, la corriente en cero natural introduciendo una pequeña tensión de arco en consecuencia, sin modificar la corriente en forma apreciable.

La otra forma de interrumpir corriente es introduciendo una elevada tensión de arco (resistencia de arco) que modifica en forma importante la corriente reduciéndola y desplazando su pasaje por cero en relación a la tensión.

Algunos interruptores que funcionan con baja tensión de arco modifican la forma de la corriente introduciendo una resistencia en serie elevada, comportándose como aparatos del segundo equipo.

El éxito de la interrupción depende de muchos factores, uno de los principales es la energía en juego en el arco, el otro es la tensión que aparece entre los cofactores



inmediatamente después de haberse anulado la corriente. A esta tensión se le denomina tensión de restablecimiento; Ver la siguiente **Figura**.

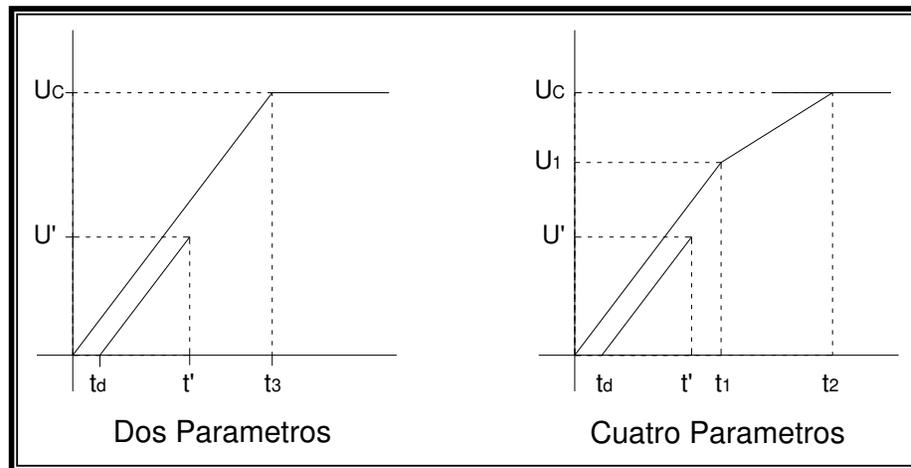


FIGURA 1.47 Tensión Transitoria de Reestablecimiento.

Tensión transitoria de restablecimiento nominal para falla en bornes: es la tensión de referencia que constituye el límite de la tensión transitoria de restablecimiento presunta de los circuitos en los cuales el interruptor debe poder interrumpir un cortocircuito en bornes.

En los circuitos reales, la forma de onda de esta es muy variable, por encima de los 100 KV, y con corrientes de cortocircuito importantes la forma de onda normalizada en las recomendaciones IEC se describe con cuatro parámetros, en otros casos son suficientes dos parámetros.

Los parámetros son una o dos tensiones de referencia (U_1 , U_c) y los tiempos correspondientes (t_1 , t_2 , t_3) que se tarda en alcanzar estos valores.

Además se define un tiempo de retardo (t_d), y una tensión límite (U') (y tiempo correspondiente - t').

La onda de la tensión transitoria de restablecimiento que se presentan de la red debe atravesar el segmento correspondiente al tiempo de retardo en la proximidad del cero de tensión una única vez, además no debe superar la traza de la onda normalizada.



Las tensiones transitorias de restablecimiento que se presentan en la interrupción de corrientes de cortocircuito más elevadas no son necesariamente las más severas; en general la velocidad de crecimiento más elevada se tiene en la interrupción de corrientes menores.

En redes monofásicas se deben examinar particularmente las condiciones que se presentan.

Un interruptor que interrumpe un cortocircuito próximo a un transformador, sin que exista capacidad apreciable entre interruptor y transformador puede estar sometido a una elevada velocidad de crecimiento de la tensión de retorno, y a un elevado valor de cresta.

También debe prestarse atención a los interruptores instalados en el primario de transformadores y que deben interrumpir cortocircuitos secundarios.

Los interruptores situados próximos a generadores, pueden estar sometidos a una elevada velocidad de crecimiento de la tensión transitoria de restablecimiento.

Cuando los transformadores entregan un aporte de corriente superior al 50% del poder de interrupción, o cuando hay reactancias serie próximas, el caso debe examinarse en detalle.

Para los circuitos que poseen una red de cables importante, puede ser más económico utilizar interruptores especiales para los cuales la velocidad de crecimiento de la tensión transitoria de restablecimiento sea menor del valor normalizado.

El poder de interrupción de falla en la línea (también denominada falla kilométrica); para los interruptores tripolares, que pueden encontrarse directamente ligados con líneas aéreas, con tensiones superiores a 52 KV y con corrientes de cortocircuito mayores de 12.5 KA, en sistemas con neutro eficazmente puesto a tierra, las recomendaciones IEC exigen el poder de interrupción que corresponde a una falla en la línea a poca distancia del interruptor.

Debe verificarse que las características de la línea no impliquen solicitaciones (Someter a un cuerpo a una o más fuerzas con diferente sentido) superiores a las normales.



Poder de cierre nominal en cortocircuito: es el valor máximo de pico correspondiente al poder de interrupción.

Este valor está relacionado en general con el poder de interrupción, debe ser controlado particularmente en caso de que el interruptor se encuentre próximo a generadores o motores con soporte importante.

Duración admisible nominal de la corriente de cortocircuito: es el lapso durante el cual el interruptor cerrado puede soportar una corriente de cortocircuito igual a su poder de interrupción.

Este valor no se especifica en los interruptores que poseen disparadores directos de máxima corriente, en este caso el interruptor debe soportar la corriente de cortocircuito por los tiempos correspondientes a la duración de la interrupción y según la secuencia de maniobras que corresponde.

Secuencia de maniobras nominal: indica la sucesión de maniobras admisibles para el interruptor (apertura-tiempo-cierre-apertura, etc.).

Poder de interrupción nominal en discordancia de fases: corresponde a la pérdida de sincronismo entre dos partes de la red eléctrica situadas a cada lado del interruptor.

Para que esta sollicitación (Someter a un cuerpo a una o más fuerzas con diferente sentido) se presente con su máxima gravedad se deben reunir varias condiciones desfavorables, pero si estas se presentan deberán instalarse interruptores de mayor tensión nominal, o relés que eviten que se pueda llegar a una oposición de fases, o abrir simultáneamente varios interruptores en serie (ambos extremos de una línea).

Poder de interrupción nominal de líneas en vacío: corresponde a la interrupción de líneas aéreas en vacío; las recomendaciones IEC lo especifican para tensiones superiores a 72.5 KV.

La interrupción debe producirse sin que las sobre tensiones de maniobra superen límites especificados.

Las sobre tensiones son tensiones, en relación a la tierra y expresadas en valor de cresta, de valor mayor que el valor de cresta normal de la tensión que corresponde a la tensión más elevada de la red.



Poder de interrupción nominal de cables en vacío, es el análogo para cables. Este no es un poder de interrupción obligatorio, y es considerado no necesario por debajo de los 24 KV para las recomendaciones IEC.

El poder de interrupción nominal de capacitores (únicos): es el análogo para la maniobra de una batería única de capacitores en derivación.

La corriente de conexión de una batería única de capacitores está limitada por la inductancia de la red de alimentación y la capacidad de la batería de capacitores.

Si la batería es de escalones, cuando se conecta un escalón la corriente de conexión aumenta por causa de los capacitores ya conectados a la red.

Poder de interrupción nominal de pequeñas corrientes inductivas: es el análogo para corrientes inductivas.

En ciertos casos las corrientes tienen un elevado contenido de armónicas, como en el caso de corrientes magnetizantes.

El factor condicionante de las características de aptitud a interrumpir corrientes de distinto tipo últimamente citadas es el valor que alcanzan las sobretensiones de maniobra.

En particular estas sobretensiones no deben originar fallas, descargas en otros puntos de la red, para lo cual sus valores deben ser limitados.

Son condiciones de servicio especiales las de los interruptores utilizados en líneas aéreas con capacitores serie, así también cuando se puedan producir dos fallas a tierra sobre dos fases distintas en distintos lados del interruptor.

También los interruptores de los hornos de arco están sometidos a solicitudes superiores a las normales.

En el extremo de líneas largas, y en otros puntos particulares de la red, también puede presentarse solicitudes (Someter a un cuerpo a una o más fuerzas con diferente sentido) superiores a las normales.

Duración de la apertura, hasta la separación de los contactos de arco (de todos los polos), y la duración del arco (de un polo) hasta la extinción del arco (en todos los polos y desde la iniciación del primer arco), determinan el tiempo de interrupción, y el tiempo



durante el cual persiste la corriente de falla una vez que ha sido detectada por las protecciones.

Al determinar las condiciones de funcionamiento de los aparatos que se instalarán en una red, y las condiciones que se presentarán en la red a causa de los aparatos, se deben tener en cuenta tanto las exigencias inmediatas, como aquellas que corresponden al desarrollo futuro probable de la red.

1.3.5 Montaje de Interruptores de Potencia.

Se entenderá por montaje de interruptores de potencia a la instalación de dispositivos eléctricos de una subestación, cuya función principal es conectar y desconectar los diferentes circuitos eléctricos (bahías de línea, banco de transformación, generadores, capacitores, reactores, bahías de amarre, bahía de transferencia, etc.) y tienen la capacidad de interrumpir un flujo de corriente en condiciones normales o de disturbio en un tiempo mínimo.

1.3.5.1 Clasificación.

- ❖ Hexafloruro de Azufre (Sf₆).
- ❖ Gran Volumen de Aceite.
- ❖ Pequeño Volumen de Aceite.
- ❖ En Vacío.
- ❖ Aire Comprimido.

1.3.5.2 Documentos que Aplican.

- ❖ Especificación CFE NFR-022.
- ❖ Especificación de Construcción DE SE'S (S.E-OE-111.3).
- ❖ Protocolo de Pruebas, Instructivos de Instalación y/o Instalación del Fabricante.
- ❖ Diagramas Eléctricos del Fabricante.
- ❖ Lista de Embarque de Fabricante.
- ❖ Certificados de Calidad del Equipo.
- ❖ Registro de Montaje NB 8309.



1.3.5.3 Proceso de Montaje.

- ❖ Traslado del Equipo al Área de Montaje.
- ❖ Proceso de Montaje.

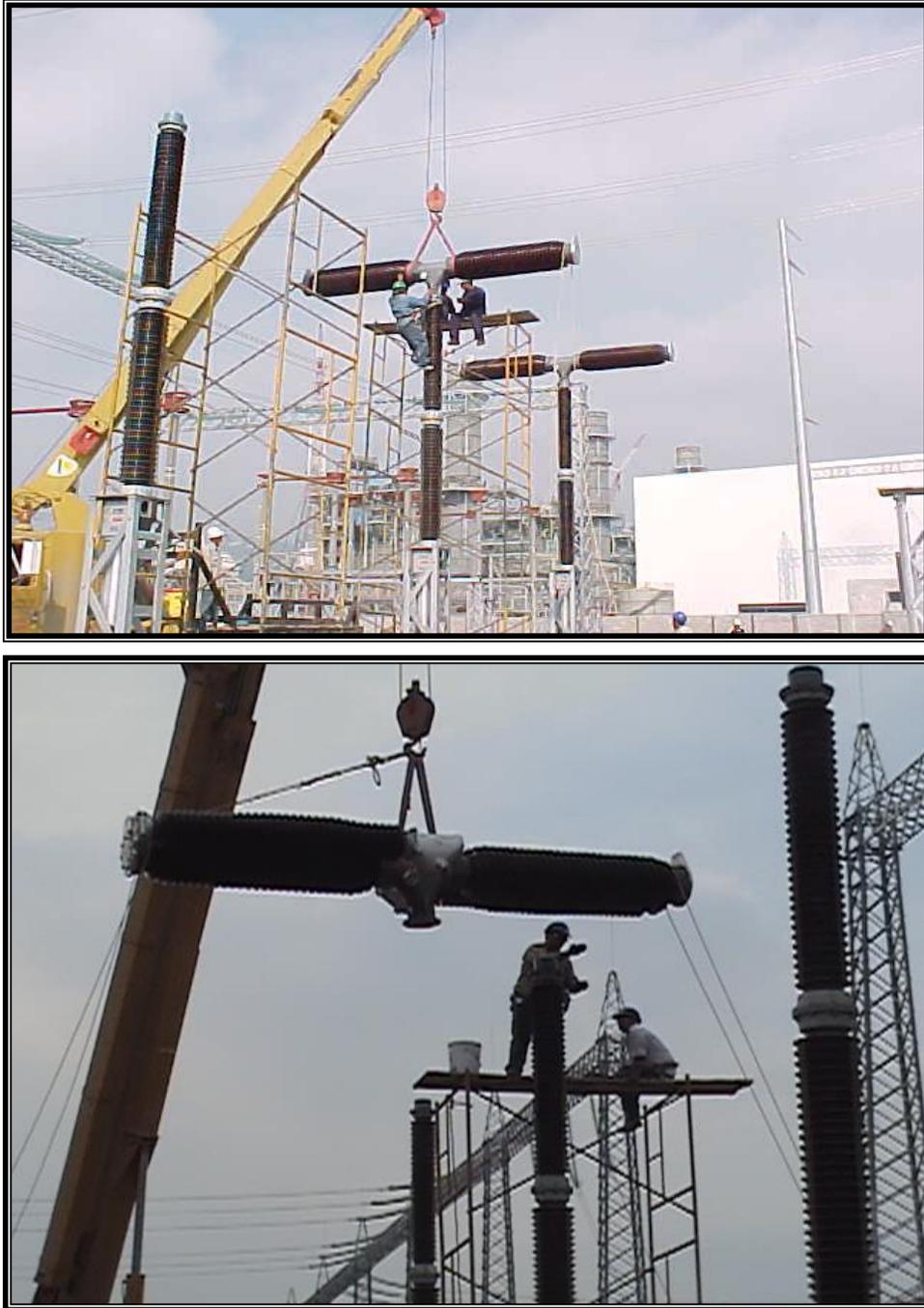


FIGURA 1.48 Proceso de Montaje de Interruptores.



1.3.5.4 Maniobra de Traslado del Interruptor de Potencia al Sitio de Montaje.

✚ Verificación durante el transporte.

- Los interruptores pueden ser transportados por carretera, ferrocarril o vía marítima para cada caso el fabricante debe prever las unidades o grupos constructivos del envío del interruptor, ya sea que los suministros lleguen en jaulas, empaques herméticos, cajas, bultos, etc.

Normalmente el chasis del interruptor, con los accionamientos, acumulador hidráulico y la unidad de mando se encuentran completamente montados.

- Las piezas contenidas en cada bulto se deben recepcionar de acuerdo a la lista de embarque del fabricante.
- En caso de envío defectuoso se debe informar de inmediato del alcance y la causa de los daños.





FIGURA 1.49 Maniobra de Traslado de Interruptores.



Verificación de llegada al sitio.

- Inspección física externa del interruptor y sus accesorios para detectar posibles daños ocurridos durante el transporte.
- Inspección física de los accesorios de montaje abriendo los embalajes herméticos y verificando la efectividad del material desecante.
- Inspección de la presión positiva de SF₆ al interruptor (carga parcial de SF₆ para transporte en columnas y cámaras).
- Inspección física de accesorios de montajes como son: Empaques, productos de limpieza, lubricantes y anticorrosivos.
- El montaje de interruptores de potencia deberá ser estrictamente supervisado por personal del fabricante o personal calificado para tal fin, e invariablemente deberá ser desarrollado bajo un plan de trabajo detallado y en apego a las indicaciones del instructivo del fabricante correspondiente.
- Durante el montaje deberá verificar lo siguiente:
 - ❖ Que únicamente se podrá utilizar los tornillos y tuercas suministradas.
 - ❖ Las uniones atornilladas se deberán verificar con una llave dinamométrica y deberán corresponder al par de apriete según la **Tabla** de torques para uniones atornilladas proporcionadas por el fabricante.
 - ❖ Verificación del tratamiento de las bridas de las juntas durante el montaje antes de cada ensamble para asegurar su estanqueidad.
 - ❖ Verificar el montaje, nivelación y fijación de la base del interruptor.
 - ❖ Verificar la asignación correcta de las cámaras de doble maniobra a la designación de los polos en las bases del interruptor.
 - ❖ Verificar el montaje de la columna de apoyo utilizado para ello las guías y/o tornillos distanciadores y las chapas de ajuste.
 - ❖ Verificar el montaje y acoplamiento del aislador de apoyo de la cámara de doble maniobra.
 - ❖ Verificar si es aplicable la instalación de los cartuchos de material filtrante en el acoplamiento del gas.



- ❖ Verificar la conexión de los conductores de control de los polos.
- ❖ Verificar el llenado del interruptor con gas SF₆ a presión nominal, considerando las curvas y/o gráficas de llenado del fabricante, para ello se deberá utilizar el equipo de mantenimiento con todos los dispositivos precisos para este fin.
- ❖ Realizar las pruebas de hermeticidad.
- ❖ Verificar y ajustar la presión nominal del sistema hidráulico o aire según corresponda.
- ❖ Conexión al sistema de tierras (red de tierras de la SE'S).



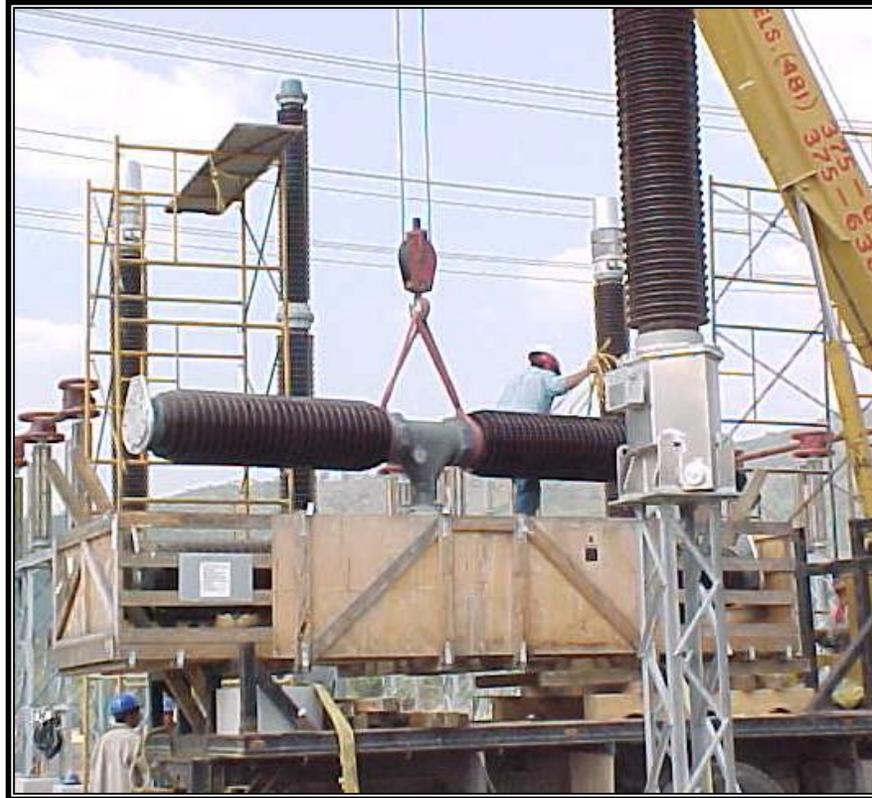


FIGURA 1.50 Llegada de Equipo a la Subestación.

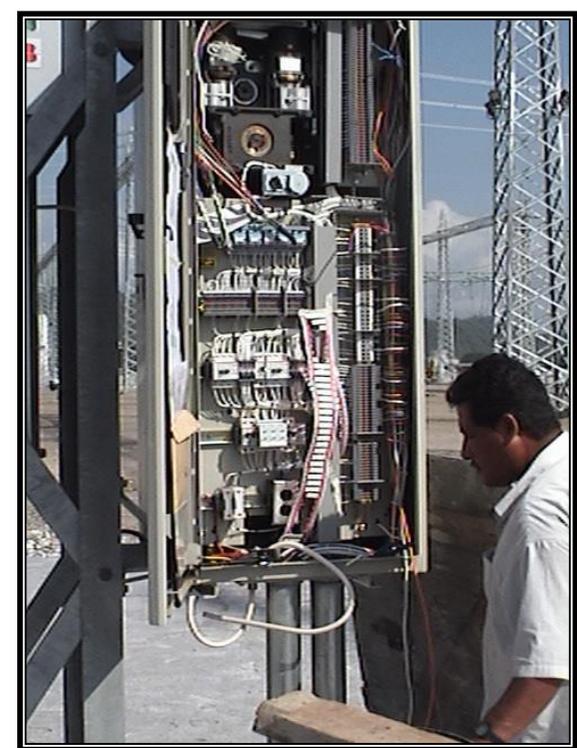
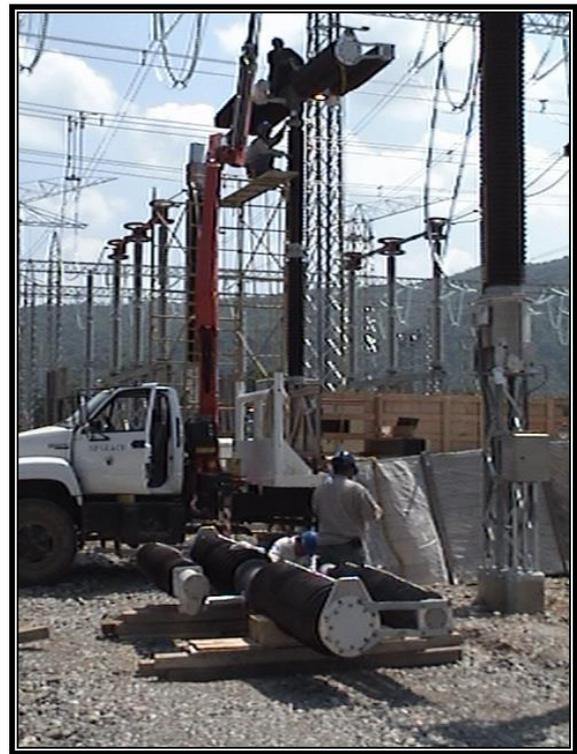
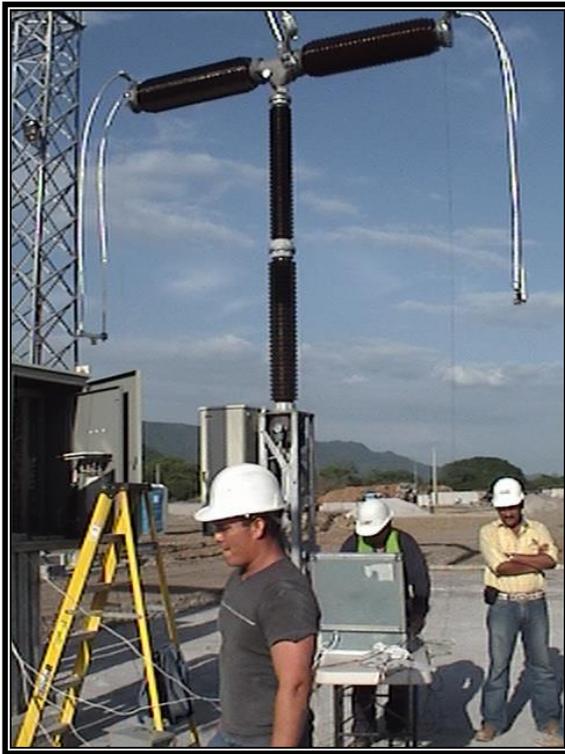


FIGURA 1.51 Conexión de Interruptores de Potencia.



1.4 RESTAURADORES.

1.4.1 Definición y Operación del Restaurador.

“El restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir con determinado tiempo, sobre corrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres automáticamente re-energizando el circuito. Después de una secuencia de operación de disparo – recierre y en caso de persistir la falla, nuevamente abrirá, recerrando por segunda ocasión”.

Esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo, dependiendo del ajuste, hasta tres veces antes de la apertura y bloqueo final.



FIGURA 1.52 Vista de un Restaurador.

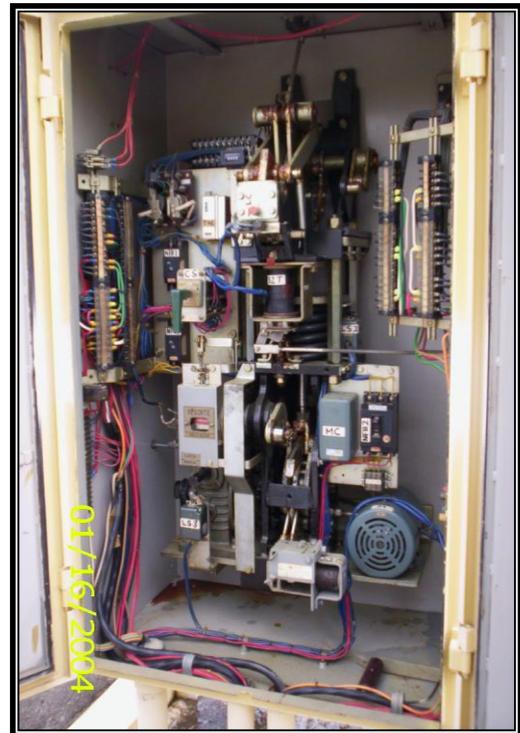


FIGURA 1.53 Vista del Interior del Equipo de Control de un Restaurador.

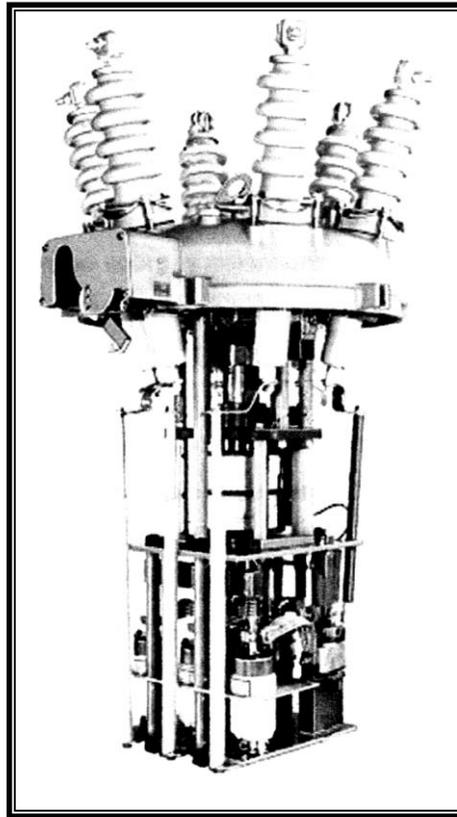


FIGURA 1.54 Vista Interior del Mecanismo de Operación del Restaurador.

La secuencia de operación realiza dos importantes funciones:

- ❖ Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- ❖ Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

Desde que comenzaron a construirse los primeros sistemas eléctricos de Distribución los fusibles habían sido utilizados como el medio principal de protección contra fallas por sobrecorriente, teniéndose como desventaja sus limitaciones de aplicación, debido a que toda vez que es sometido a una corriente superior a su misma corriente de fusión, operara, quedando el servicio suspendido en esa parte del sistema; dependiendo el tiempo de restablecimiento de la distancia de recorrido del personal técnico hacia la instalación para su reposición.



Con lo anterior se provocan altos costos de atención de servicios. Además de que el fusible no es capaz de discriminar entre una falla permanente y/o temporal.

Estudios de sistemas de distribución aérea en todo el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los corto-circuitos o fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos. Las causas típicas de estas fallas son:

- ✚ Conductores barridos que se tocan por el viento.
- ✚ Descargas Atmosféricas sobre el aislamiento.
- ✚ Aves, reptiles o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una parte conectada a tierra.
- ✚ Ramas de árboles que son barridos o tocadas por el viento sobre las líneas energizadas.
- ✚ Sobrecorrientes por re-energización de cargas.

Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de "apertura y recierre automático". Es decir, si al desconectar la línea, la falla es despejada, el recierre después de unos pocos ciclos será exitoso, debido a que la causa de la falla ha desaparecido. (Al tratarse desde luego de una falla de naturaleza temporal); naturalmente la función de "apertura recierre" debe ser efectuada automáticamente.

Una alternativa para satisfacer esta necesidad, puede ser fusible "repetidor o de triple disparo" que aunque pueden eliminar algunas interrupciones prolongadas, debido a fallas temporales, presentan la desventaja de requerir viajes frecuentes del personal técnico para reemplazar los fusibles fundidos con el objeto de restablecer la posibilidad de operaciones múltiples.

**TABLA 1.9** Estadística real de Falla para un Periodo de un año en un sistema típico de distribución protegido por restaurador.

FALLAS EXPERIMENTADAS	RECIERRE EXITOSO	PORCENTAJE DEL TOTAL
896	PRIMERO	88.70%
46	SEGUNDO	4.50%
13	TERCERO	1.30%
5	QUEDA ABIERTO	5.50%
960	—	100.00%

1.4.1.1 Principio de Operación.

La detección de las fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador. Estas bobinas serie al censar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas, por medio de resortes que se cargan por la acción de apertura, bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños la detección de fallas se realiza por medio de transformadores de tipo boquilla, y a través de circuitos electrónicos se provee la señal de disparo y el pestillo de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea. Fuentes de energía externas son requeridas solamente para la operación remota de algunos accesorios especiales.

Los restauradores cuentan también con un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de los de pequeña capacidad, estos dispositivos de falla a tierra generalmente tienen una sensibilidad de 5 Amperes.



La ventaja de los restauradores va más allá de la simple detección y despeje automático de fallas y recierre, ya que cuenta con las características de poder operar con diferentes curvas de tiempo – corriente dentro de una misma secuencia de operación, seleccionables.

Lo anterior se ejemplifica para un determinado restaurador, que al detectar una falla dispara en pocos ciclos, este disparo rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en un sistema, luego recerrará en 1 o 2 Segundos, lo que significa una mínima interrupción del servicio.

Después de 1, 2 o posiblemente 3 de estas operaciones rápidas, el restaurador automáticamente cambia a una operación de disparo lento. La combinación de las operaciones rápidas y lentas permite la adecuada coordinación con otros dispositivos de protección.

Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4^a. Operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1^a, 2^a o 3^a operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo – corriente del tipo definido e inverso.

La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo seleccionado.



Para la curva característica inversa, el tiempo de eliminación varia de dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, y puede haber distintas demoras, por ejemplo la curva "C" tiene más demora que la curva "B".

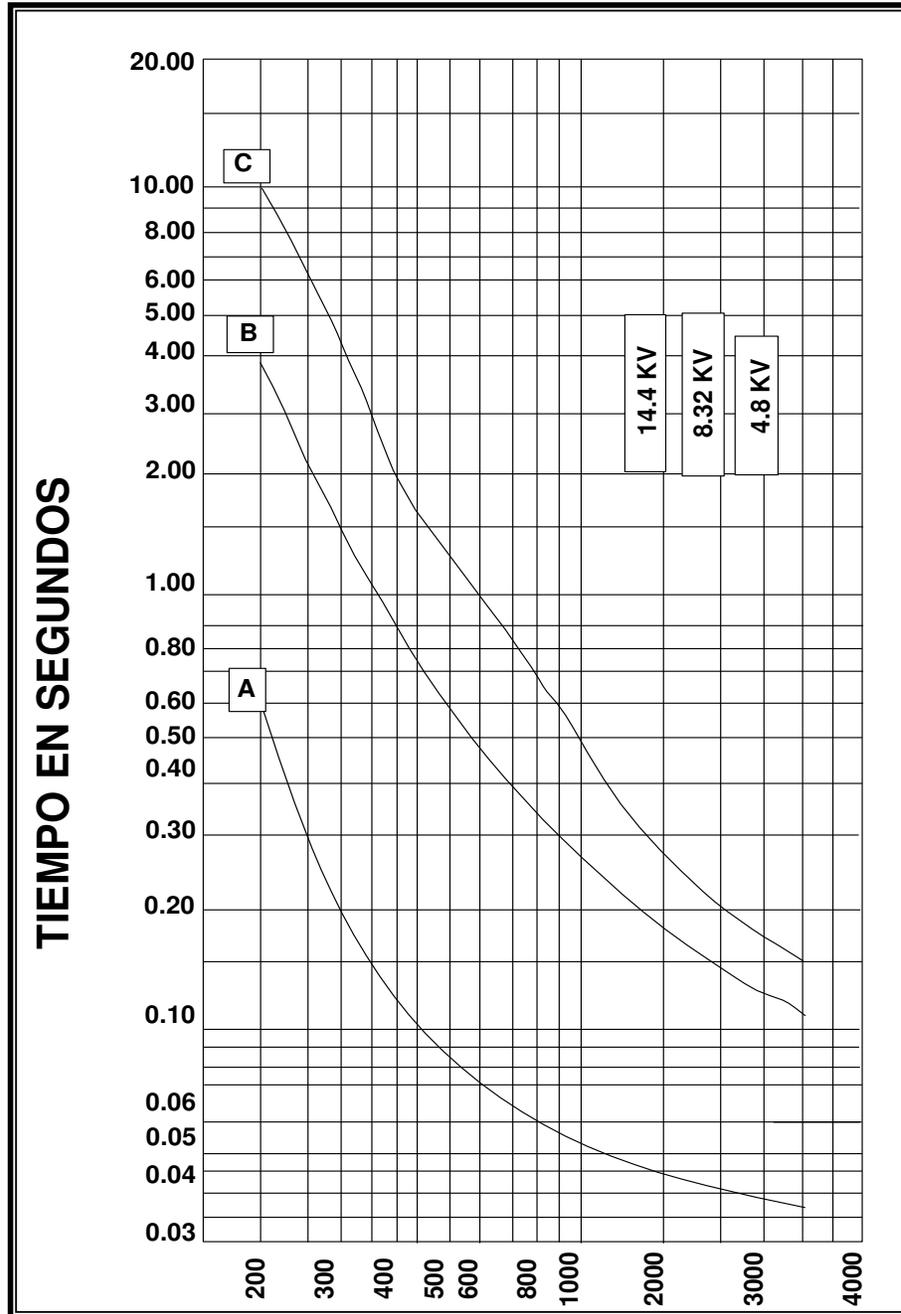


FIGURA 1.55 Curvas de Operación de un Restaurador.



Corresponden para dicha gráfica a:

Curva A.- curva rápida.

Curva B.- curva lenta.

Curva C.- curva muy lenta.

Con respecto a la secuencia de operación el restaurador puede ajustarse para abrir 2,3, o 4 veces antes de la apertura definitiva.

Además el restaurador puede modificarse para proveer todas las operaciones rápidas, si las hay, ocurren primero seguidas de las demoradas, hasta llegar a la cantidad seleccionada de operaciones para la apertura definitiva.

Por ejemplo para una secuencia 2A – 2B, significa que el restaurador efectuara 2 operaciones rápidas con su curva "A" y dos operaciones lentas con su curva "B" y luego queda abierto.

De la misma manera se pueden seleccionar 1A – 3B, 3A – 1B, 0A – 4b, según la conveniencia para coordinar con otros dispositivos de protección de la red.

Las secuencias señaladas corresponden a un ajuste de 4 operaciones, siendo factible también, el poder disponer de ajustes con 3, 2 o incluso 1 operaciones; con las correspondientes combinaciones de curvas rápidas y/o lentas.



1.4.2 Especificaciones de Restauradores.

1.4.2.1 Características de Diseño.

1.- Características de Diseño.

Los restauradores deben cumplir con lo siguiente:

- | | |
|--|---|
| a) Servicio: | Intemperie. |
| b) Fases: | Tres. |
| e) Control con disparo de fases: | Microprocesado o hidráulico. |
| d) Control con disparo a tierra: | Microprocesado o electrónico. |
| e) Medio de Interrupción: | Vacío o Hexafluoruro de azufre. |
| f) Corriente mínima de disparo de fase: | 200% de la capacidad nominal si el control es hidráulico. |
| g) Corriente mínima de disparo a tierra: | y 100% para electrónico. |
| h) operación: | 100% del ajuste. |
| i) Número de operaciones de disparo de fases y tierra: | Local y remota.
Ajustable de una a cuatro. Combinadas en rápidas y lentas. |
| j) Tensión auxiliar de control: | Lentas, o instantáneas y de tiempo. |
| k) Altitud de operación: | 120 VCA, o 125 VCD. |
| l) Temperatura ambiente: | Hasta 2300 msnm y 100 °C a 500 °C. |

1.4.2.2 Características de Operación.

1.- Tiempo - Corriente para Restaurador Hidráulico.

Las características tiempo-corriente deben cumplir con los requerimientos indicados a continuación:



a) Para fallas entre fases:

Para fallas entre fases los restauradores deben tener una característica de tiempo - corriente, conformada por una curva de operación rápida y otra de operación lenta, ésta última con la opción de poder seleccionarla en diferentes retardos.

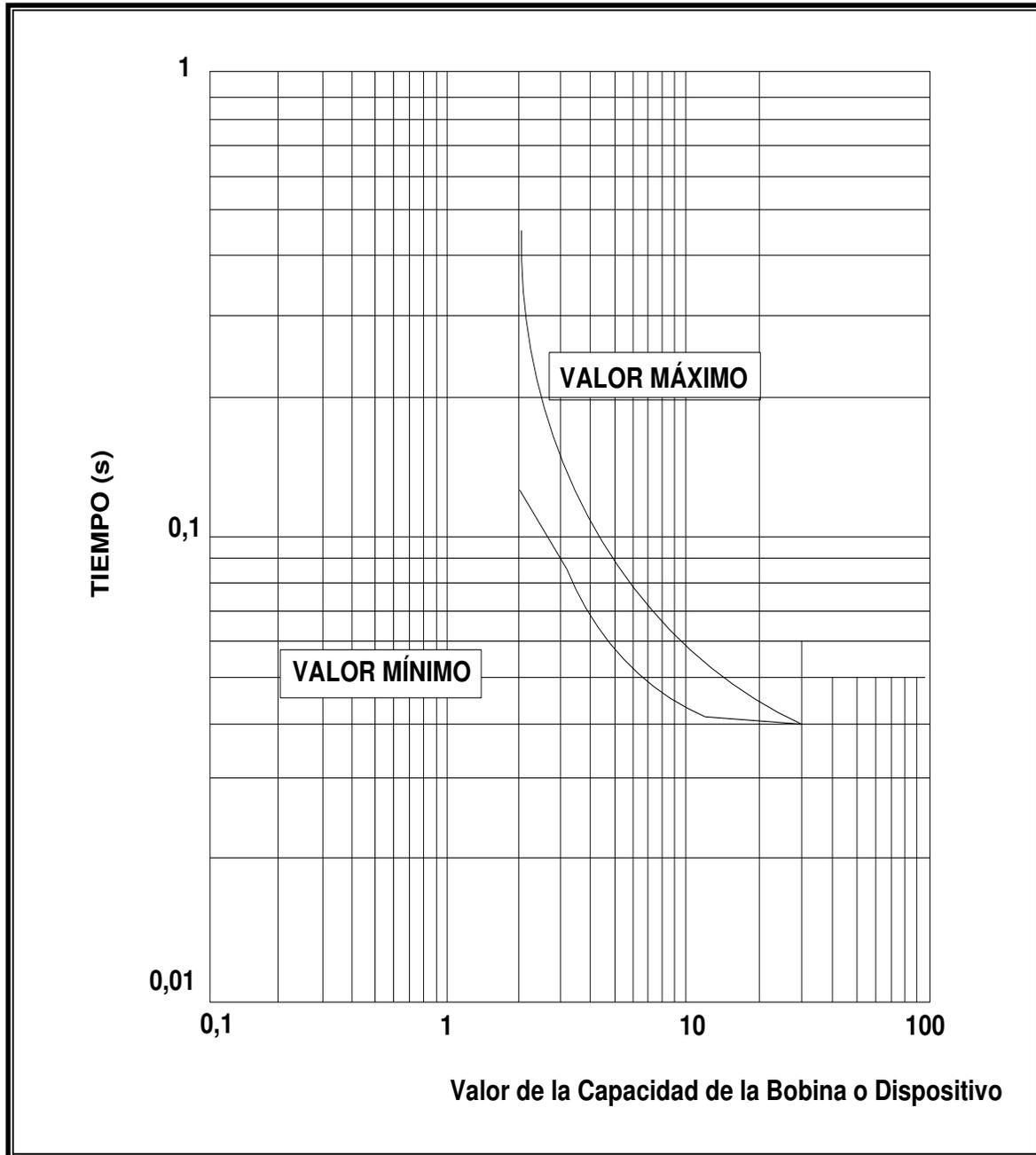


FIGURA 1.56 Curvas Rápidas (A) en Restauradores.

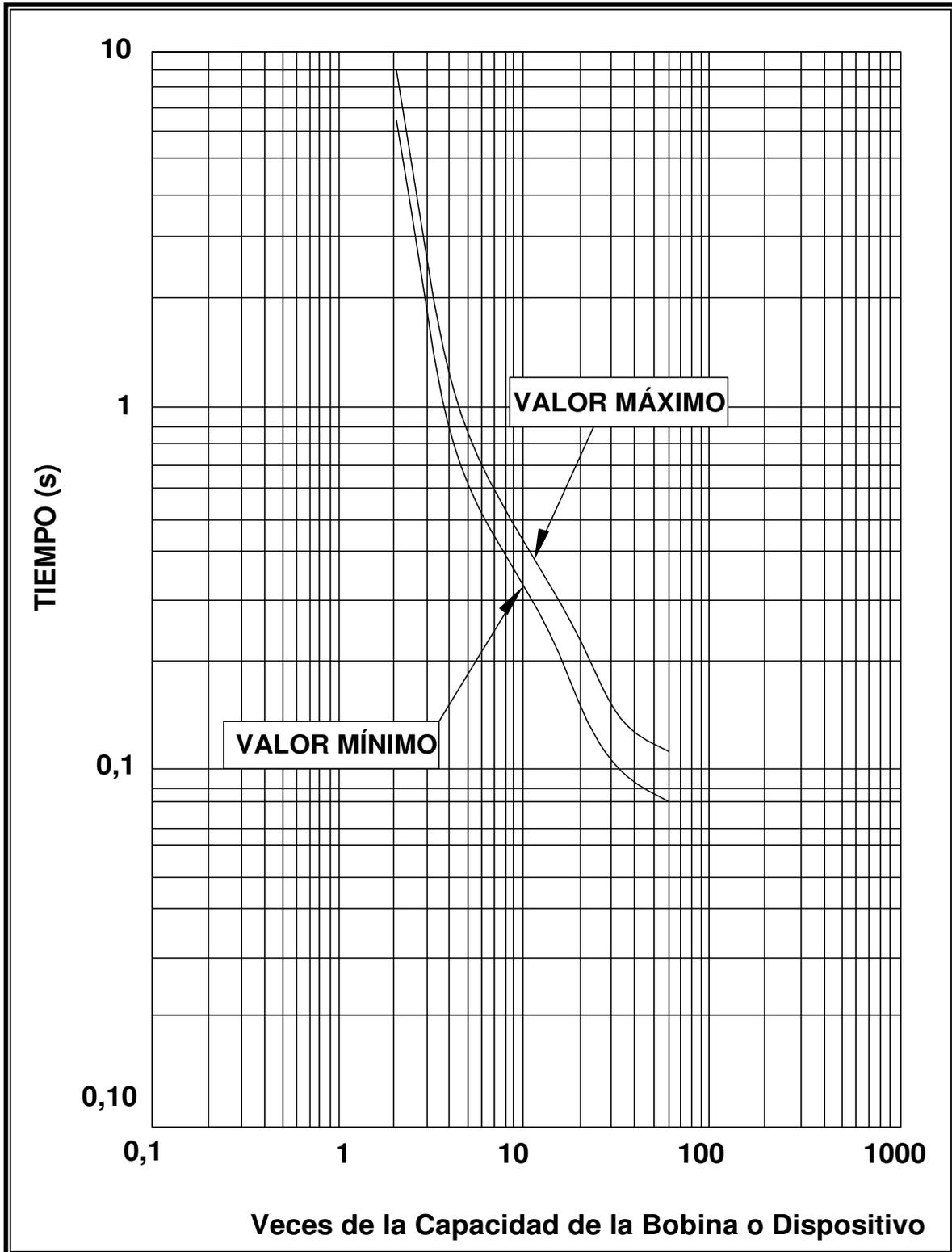


FIGURA 1.57 Curvas Rápidas (A) en Restauradores.

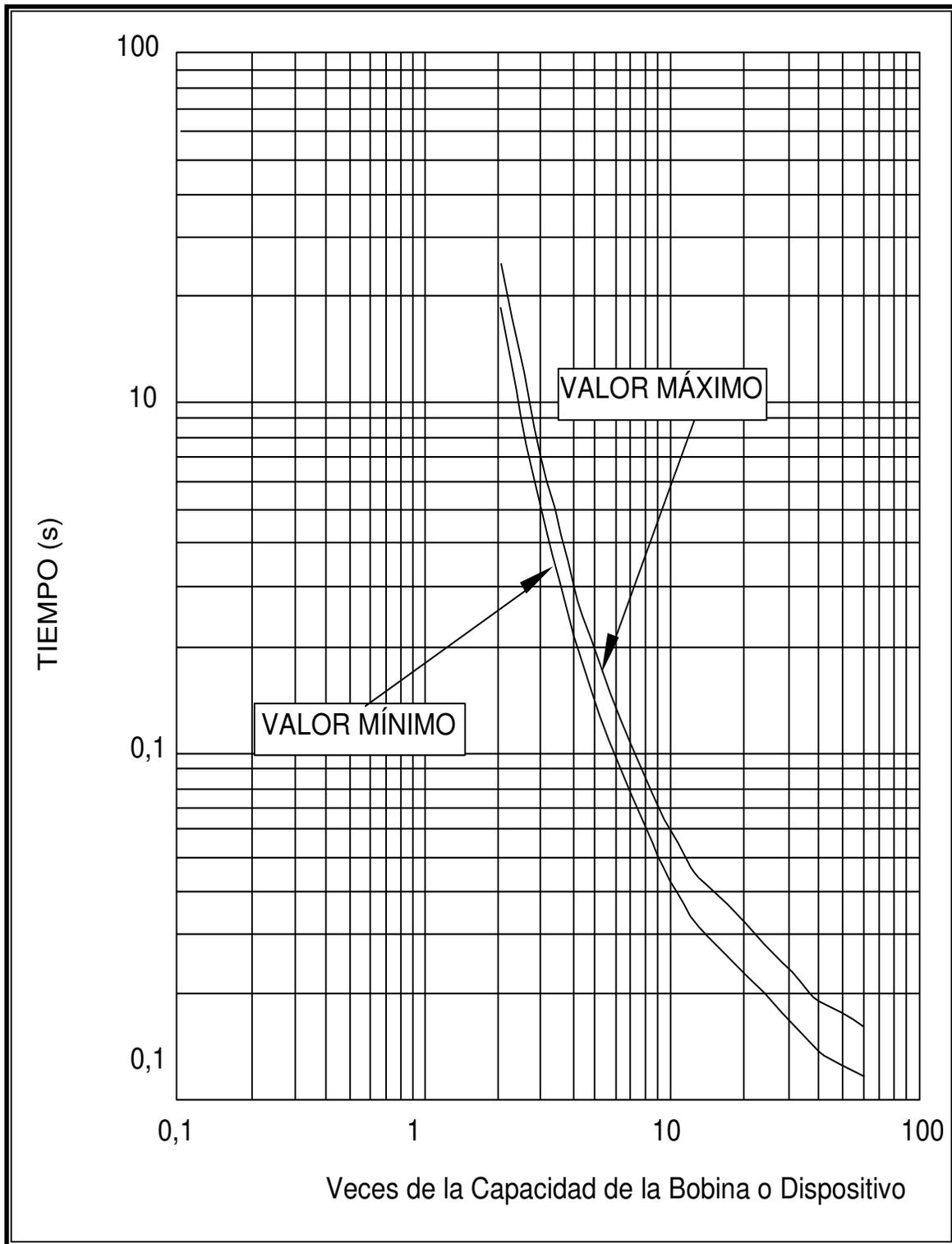


FIGURA 1.58 Curvas Lentas (C) en Restauradores.



Así mismo, mantener una separación mínima entre ellas según se indica en la **Tabla** siguiente:

- ❖ 0,06 s entre rápida (A) y lenta (B),
- ❖ 0,1 s entre lenta (C) y lenta (C).

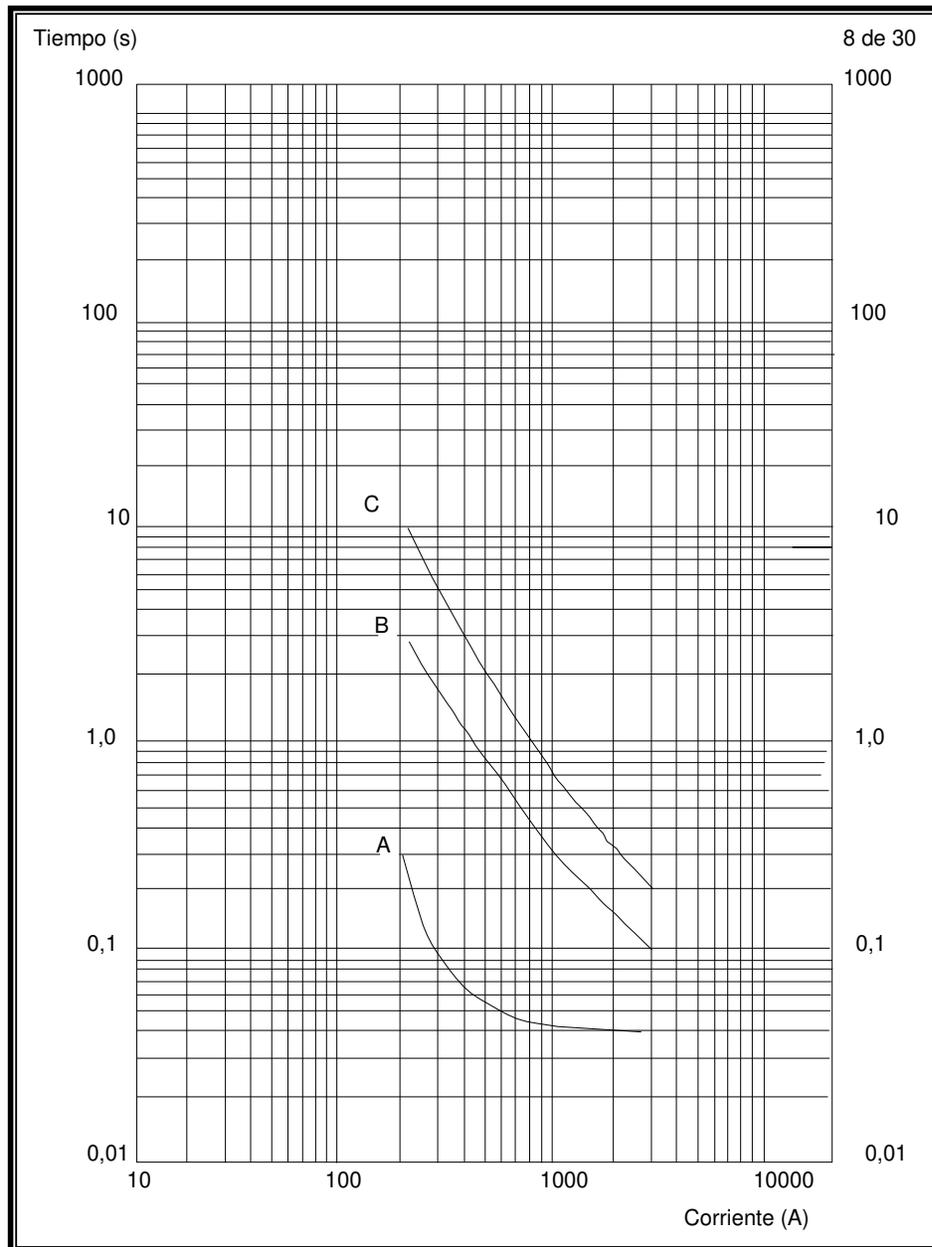


FIGURA 1.59 Separación Mínima entre Fases.



b) Para Fallas a Tierra:

Para fallas a tierra se deben tener las 6 curvas de disparo de la siguiente **Tabla** y de ellas se debe tener la posibilidad de poder seleccionar 2, una rápida y otra lenta. El arranque de disparo a tierra es por medio de circuitos o elementos electrónicos con valores de 15, 20,35, 52, 70, 100 y 150 A.

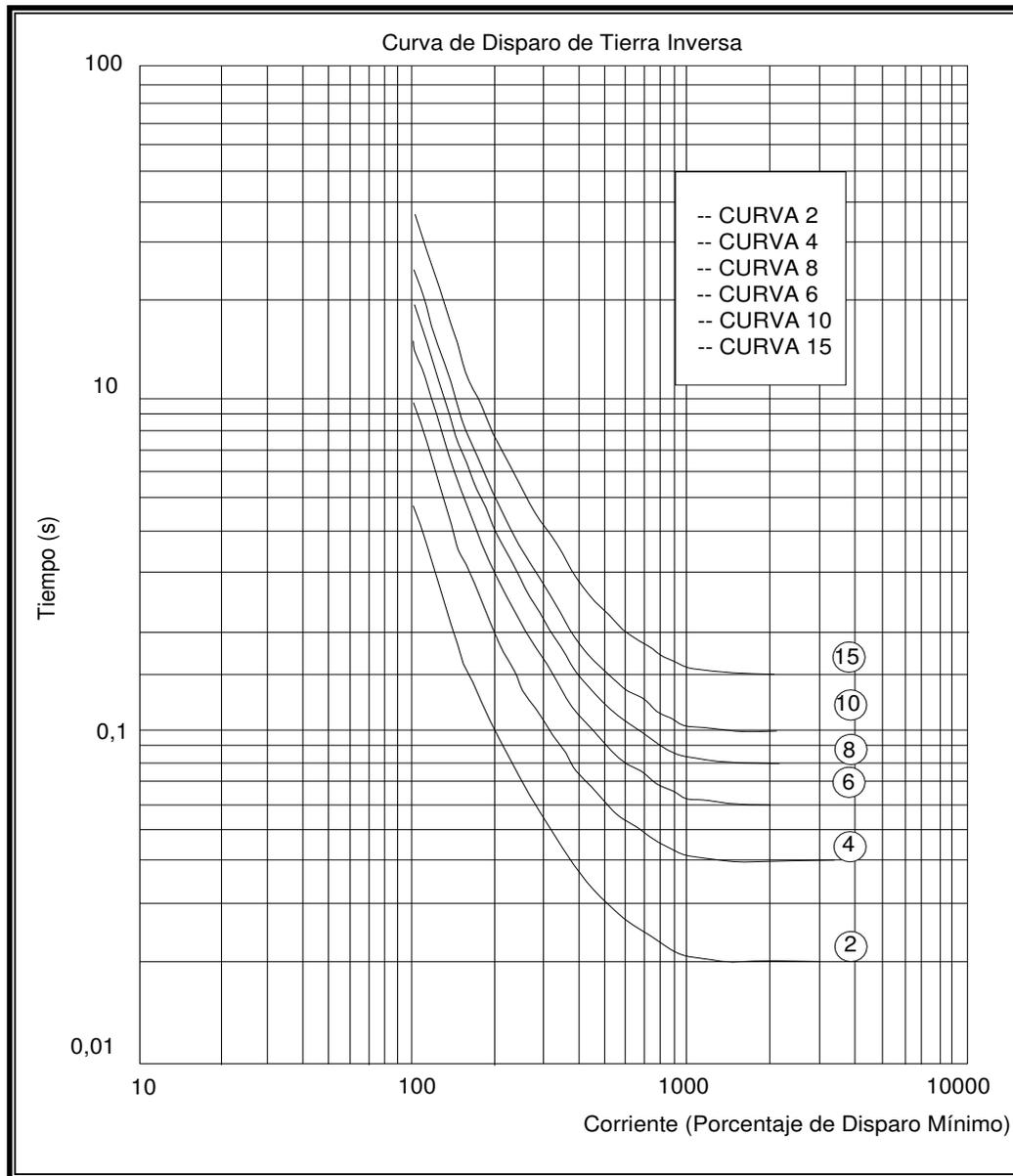


FIGURA 1.60 Características Tiempo Corriente para Restauradores con Disparo a Tierra.



Se debe tener la posibilidad de seleccionar indistintamente cualquier valor por medio de un selector sin desarmar componentes internos del restaurador; puede ser como se indica:

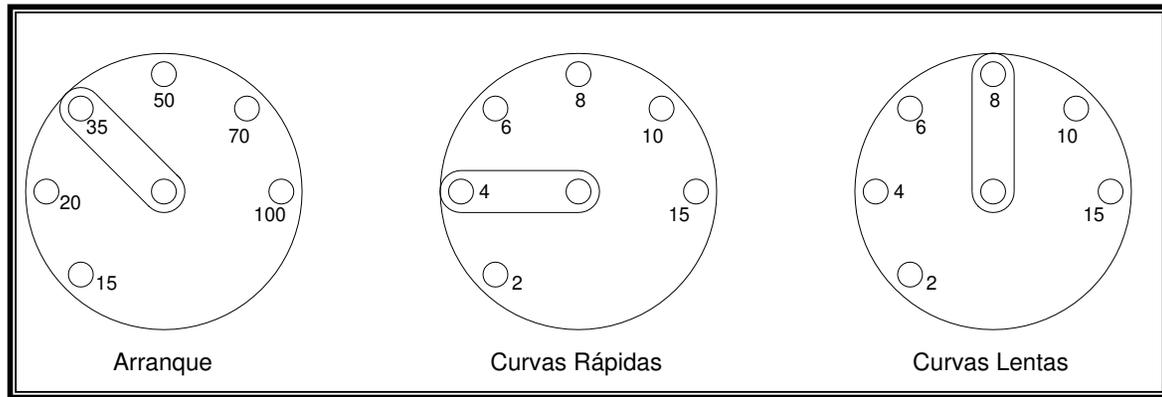


FIGURA 1.61 Selector de un Restaurador.

- 1 Selección de arranque en 35 A.
2. Selección de curva rápida 4.
3. Selección de curva lenta 8.

2.- Tiempo - Corriente para Restaurador con Control Microprocesado.

Las características tiempo-corriente deben cumplir con la especificación CFE G0000-09 para las curva: inversa, muy inversa y extremadamente inversa, definidas por la ecuación siguiente:

$$T(I_x) = KP/I_x^E - I$$

T (I_x) = tiempo calculado de la palanca, dial o carátula P para un valor de corriente I_x.

I_x = corriente en múltiplo de la posición (derivación) de ajuste.

E y K = constantes que varía con el tipo de curva seleccionada.



O por la siguiente **Tabla**:

TABLA 1.10 Tipos de Curva.

TIPOS DE CURVAS			
Constante	Inverso	Muy Inverso	Extremadamente Inverso
E	0.02	1.0	2.0
K	0.14	13.5	80.0

3.- Detección de Corriente de Falla.

Los restauradores deben detectar corrientes de falla de fase y de tierra.

1.4.2.3 Características de Operación y Construcción.

1.- Características Eléctricas.

Deben estar de acuerdo a lo indicado en las **Tablas** curvas de operación, valores de corriente de disparo, características eléctricas y descripción corta del restaurador; de estas especificaciones, así como con todo lo contenido en la norma ANSI C37.60 (ver **Tablas**. Referido a condiciones normales: 20 °C; 1.013 Mpa y 0 msnm siguientes).

TABLA 1.11 Características Eléctricas.

Tensión Nominal Máxima	15.5	27	38
Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (KV)*	110	125	150
Tensión Aplicada 60 Hz en Seco 1 minuto (KV)	50	60	70
Tensión Aplicada 60 Hz en Húmedo 1 S (KV)	45	50	60
Capacidad Interruptiva Simétrica rcm, a la Tensión Nominal (A)	8000		
Corriente Nominal	560		



TABLA 1.12 Valores de Corriente de Disparo.

Corriente Nominal (A)	Corriente de Disparo (A)	
	F	T
35	70	15
50	100	15
70	140	20
100	200	35
140	280	50
200	400	70
280	560	100
560	1120	150

Código	Descripción	Tensión Máxima (KV)	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso Externo (KV)	Capacidad Interruptiva Simétrica (A)		Corriente Nominal de Fase (A)
				Bobina	Restaurador	
8078-A5	RP-15-100-8000-50	15.5	110	3000	8000	50
8078-A6	RP-15-100-8000-70	15.5	110	4000	8000	70
8078-A7	RP-15-100-8000-100	15.5	110	6000	8000	100
8078-X1	RP-15-100-8000-140	15.5	110	8000	8000	140
8078-X2	RP-15-100-8000-200	15.5	110	8000	8000	200
8078-X3	RP-15-100-8000-280	15.5	110	8000	8000	280
8078-X4	RP-15-100-8000-600	15.5	110	—	8000	560
8084-A1	RP-15-100-8000-100	15.5	110	6000	8000	100
8084-A2	RP-15-100-8000-140	15.5	110	8000	8000	140
8084-A3	RP-15-100-8000-200	15.5	110	2000	8000	200
8084-X1	RP-15-100-8000-280	15.5	110	8000	8000	280
8084-X2	RP-15-100-8000-600	15.5	110	—	8000	560
8084-X3	RP-27-100-8000-50	27	125	2000	8000	100
8084-X4	RP-27-100-8000-70	27	125	2500	8000	140
8084-X5	RP-27-100-8000-100	27	125	6000	8000	200
8084-X6	RP-27-100-8000-140	27	125	8000	8000	280



Código	Descripción	Tensión Máxima (KV)	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso Externo (KV)	Capacidad Interruptiva Simétrica (A)		Corriente Nominal de Fase (A)
				Bobina	Restaurador	
8084-X7	RP-27-100-8000-200	27	125	8000	8000	560
8084-X8	RP-27-100-8000-280	27	125	8000	8000	100
8084-X9	RP-27-100-8000-600	27	125	—	8000	140
8088-A2	RP-27-100-8000-100	27	125	6000	8000	200
8088-A3	RP-27-100-8000-140	27	125	8000	8000	280
8088-A4	RP-27-100-8000-200	27	125	8000	8000	560
8088-A5	RP-27-100-8000-280	27	125	8000	8000	35
8088-A1	RP-27-100-8000-600	27	125	—	8000	50
8082-A2	RP-38-100-8000-35	38	150	2100	8000	70
8082-A3	RP-38-100-8000-50	38	150	3000	8000	100
8082-A4	RP-38-100-8000-70	38	150	4200	8000	140
8082-A5	RP-38-100-8000-100	38	150	6000	8000	200
8082-A6	RP-38-100-8000-140	38	150	6000	8000	280
8082-A7	RP-38-100-8000-200	38	150	6000	8000	560
8082-A1	RP-38-100-8000-600	38	150	—	8000	35
8090-A2	RP-38-100-8000-50	38	150	3000	8000	50
8090-A3	RP-38-100-8000-70	38	150	4200	8000	70
8090-A4	RP-38-100-8000-100	38	150	6000	8000	100
8090-A5	RP-38-100-8000-140	38	150	6000	8000	140
8090-A6	RP-38-100-8000-200	38	150	6000	8000	200
8090-X1	RP-38-100-8000-600	38	150	—	8000	560

TABLA 1.13 Descripción corta del Restaurador.

2.- corriente de disparo para restaurador con control hidráulico.

El ajuste de la corriente de disparo como mínimo debe ser de acuerdo a los valores indicados en la **Tabla** de corrientes de disparo.



3.- Corriente de disparo para Restaurador con Control Electrónico.

Para restauradores microprocesador, el ajuste de la corriente de disparo debe poder realizarse desde 20 A a 560 A para fase y desde 10 A a 600 A para neutro en forma continua o discreta o discreta en pasos de 10 A.

4.- Operación de Recierre para Restaurador con Control Electrónico.

El tiempo de Recierre del Restaurador para Restaurador microprocesado debe poder ajustarse en forma continua o por paso, en un tiempo cuyo límite sea de 1 Segundo y el límite superior sea al menos de 30 Segundos.

5.- Operación de Recierre para Restaurador Control Hidráulico.

Se requiere que el tiempo de Recierre sea ajustado en fábrica, a cualquier valor comprendido entre 2 y 7 segundos. Debe requerirse un valor exacto entre dichos límites, este se indica en Características Particulares.

6.- Ajustes.

Se debe tener acceso, sin necesidad de desarmar piezas internas, para realizar los cambios siguientes:

- * Número de operaciones.
- * Secuencia de operación.
- * Cambio de curvas de fase y de tierra o neutro.
- * Bloqueo de disparo a tierra exterior.
- * Bloqueo de Recierre exterior.



7.- Boquillas.

Las boquillas deben ser de porcelana cuyo color esté comprendido entre gris claro y gris oscuro, cumpliendo con un nivel de contaminación media; indicada en la **Tabla** de distancia de fuga Y nivel de contaminación.

Cuando las boquillas tengan un ángulo mayor a 60° partiendo del plano horizontal del plano horizontal del lado fuente y carga, se requiere el uso de conductor aislado para el valor de tensión plena y de 2.5 m de Longitud, tipo intemperie, provisto con capuchones aislantes para la parte viva de las boquillas. El aislamiento debe cumplir con la especificación respectiva CFE 52000-65 y 52000-84 Y debe estar garantizado para tener una vida útil igual a la del equipo.

8.- Distancia de Fuga y Nivel de Contaminación.

La distancia de fuga mínima de fase a tierra, está referida a la tensión nominal (entre fases) del Restaurador (IEC-815), debiendo aplicarse la **Tabla** de Distancia de Fuga Mínima y nivel de Contaminación.

En caso de que en las Características Particulares se indique un nivel de Contaminación extra alta, se debe aplicar la norma IEC-815.

Nivel de Contaminación	Distancia de Fuga Mínima mm/kVf-f	Concentración de Contaminación, método de niebla salina kg/m ³ mínimo
Media	20	14
Alta	25	40

TABLA 1.14 Distancia de Fuga Mínima y Nivel de Contaminación



9.- Cámaras de Vacío.

Cuando se usen cámaras de vacío como medio de interrupción, estas deben cumplir con los requerimientos de la Norma ANSI C37.85.

10.- Altitud de Operación.

Para fines de Selección del usuario de acuerdo a la **Tabla** de distancia de fuga mínima y nivel de contaminación, se considera que los restauradores pueden instalarse hasta una altitud de 2300 msnm.

11.- Apartarrayos.

Los equipos para montarse en poste deben proporcionarse con Apartarrayos de óxidos metálicos integrados en el lado fuente y lado carga de cada fase, de 10 KA cumpliendo con la especificación CFE V A400-43. Para 38 KV los Apartarrayos deben ser de tipo intermedio y cumplir con la especificación CFE V A400-17, en ambos casos adecuados a la tensión nominal.

12.- Accesorios.

Los restauradores deben suministrarse armados con todos sus accesorios y deben operar autónomamente sin necesidad de fuente de alimentación externa.

13.- Dispositivos y Accesorios de Servicio.

- a) Bloqueo de cierre exterior local y remoto.
- b) Dispositivo para apertura y cierre exterior local y remoto.
- c) Bloqueo de disparo a tierra exterior local y remota.
- d) Dispositivo de Selección del número y secuencia de operaciones para que el restaurador quede bloqueado, con el número de operaciones seleccionado.



- e) Indicador que muestre las posiciones "abierto" (verde) o "cerrado" (rojo) de los contactos del restaurador.
- f) Conector para conexión a tierra capaz de conducir la corriente de corto circuito correspondiente a la capacidad nominal interruptiva y tener una sección transversal mínima de 53 mm².
- g) Los conectores de las boquillas para recibir el cable deben ser adecuados para conductores de cobre y aluminio indistintamente, para conductor de sección transversal 241 mm² y deben tener una compresión o punto de soldadura en la parte roscada que impida la salida de la tuerca.
- h) Válvula para muestreo y drenaje de aceite, si aplica.
- i) Indicador de presión o nivel, según sea el caso.
- j) Contador exterior de operaciones.
- k) Medio de sujeción para izaje.
- l) 8 contactos auxiliares, mecánicamente operables e intercambiables. Los contactos son 4 NA Y 4 NC, con capacidad de 30 A, para 125 VCD y alambrados a tablillas de 2 secciones, con capacidad de 30 A Y energizados a 125 VCD.

14. Accesorios de control y señalización.

Los restauradores deben contar con los siguientes accesorios:

- a) Bobina o dispositivo para cierre remoto.
- b) Bobina o dispositivo para apertura remota.
- c) Bobina o dispositivo para bloqueo remoto.
- d) Un indicador de bloqueo para señalización remota.
- e) Caja de conexiones de terminales, para conexión de las bobinas o dispositivos y contactos auxiliares; debe tener un conector tipo enchufe intemperie con seguro roscado que interconecte la caja de control con el restaurador.
- f) 8 contactos auxiliares, mecánicamente operables e intercambiables. Los contactos son 4 NC y 4 NA, con capacidad de 30 A para tensión de 125 VCD.



- g) Los dispositivos de control deben estar alojados en un gabinete de aluminio o acero con galvanizado especial por inmersión en caliente de acuerdo a la norma NMX-H4.
- h) La interconexión entre el restaurador y el gabinete de control debe hacerse con un cable para servicio intemperie, provisto de sus accesorios de unión hembra-macho en ambos extremos, tipo enchufe roscable y con segura.
- i) Cuando se usen baterías para la alimentación del control deben ser tipo comercial disponibles en el mercado nacional.

15.- Accesorios de Instalación.

Los restauradores tipo poste deben suministrarse con el (los) soporte(s) soldado(s) al tanque. En caso de soportar el equipo y los esfuerzos originados por la operación del mismo; y con las siguientes características:

1. Los soportes son para sujetarse al poste con pernos de 19 mm de diámetro.
2. I = altura del tanque sin considerar la tapa.
3. $L/4$ = distancia de la parte superior del tanque hasta el soporte superior.
4. La parte viva al poste ($x + y$) debe tener una distancia mínima de 340 mm.

1.4.2.4 Medio Aislante.

1.- Aceite.

Cuando se utilice como medio aislante el proveedor debe suministrar los restauradores llenos de aceite y éste debe cumplir con lo estipulado en la especificación CFE 03100-19.

2.- Gas o aire.

Cuando se use el gas Hexafluoruro de azufre como medio aislante, debe cumplir con la norma IEC-376 y para el aire al exterior, se debe cumplir con las pruebas dieléctricas del equipo integrado.



3.- Tanque.

El tanque y sus accesorios deben fabricarse de material resistente a la corrosión y al impacto, en caso de utilizar material ferroso deben cumplir con el recubrimiento y el terminado que se indica en los siguientes puntos.

Las tuercas, tomillos, arandelas y abrazaderas exteriores deben ser de acero galvanizado por inmersión en caliente tipo especial conforme a la norma NMX-H-4 o de acero inoxidable de grado ASTM 304.

4.- Recubrimiento anticorrosivo.

Se debe usar un recubrimiento anticorrosivo aplicando un primario orgánico de zinc epoxipoliámina en una capa de 0.050 a 0.075 mm de espesor seco, previa preparación de superficie con abrasivos a presión a metal casi blanco y un acabado vinílico de altos sólidos, aplicado en una capa con un espesor seco de 0.075 a 0.100 mm de color gris claro.

Este sistema de tratamientos y recubrimientos puede ser sustituido por alguno mejor en cuanto a facilidad de aplicación, mayor tiempo de vida útil en ambiente marino o industrial, pero debe ser aprobado previamente por LAPEM.

5.- Galvanizado

El galvanizado de las partes metálicas que así lo requieren debe ser de tipo especial por inmersión en caliente conforme a la norma NMX-H-4.

6.- Hermeticidad del Tanque.

La construcción y el acabado exterior del tanque, con sus accesorios y su tapa o cubierta debe ser tal que evite la acumulación de agua en él, o entre sus ensamblados. Así mismo debe asegurar la prevención de fugas, permaneciendo mecánicamente operable a la máxima presión generada por la operación del restaurador.

Los restauradores deben ser construidos con un tanque hermético con el fin de preservar el buen estado del aceite del gas. Los tanques deben soportar la prueba de presión indicada en la norma MNX-J-169; cuando usen aceite.

Para su selección es necesario conocer lo siguiente:



- 1) Voltaje del sistema.
- 2) Máxima corriente de falla en el punto de su localización.
- 3) Máxima corriente de carga.
- 4) Corriente de corto circuito en el circuito a proteger.
- 5) Frecuencia del sistema.
- 6) Corrientes transitorias tal como corrientes de arranque de motores de grandes, corrientes de magnetización de transformadores, corrientes de carga fría, etc.
- 7) Características de dañado de conductores.
- 8) Características de los dispositivos de protección con los que se va a coordinar.
- 9) Si va a proteger equipos conocer sus datos de placa y su curva de dañado.

Selección de su capacidad:

- 1) Capacidad mínima de 130% de la corriente de carga para permitir incrementos normales de carga.
- 2) Que sus curvas de operación queden por debajo de la curva de dañado de los conductores del circuito que protege.
- 3) Que coordine con los demás dispositivos de protección. Esto se verifica mediante tablas o con los métodos.



1.5 CUCHILLA Y FUSIBLES.

1.5.1 Definición y Operación de Cuchillas Desconectoras.

“Una cuchilla es un equipo capaz de conectar y desconectar circuitos de potencia, cuya función es la de separar visiblemente una porción de un circuito que se encuentra desenergizada, del resto del sistema”.

En general, las cuchillas operan con línea muerta. Son capaces de conducir corrientes en forma continua, bajo condiciones normales del sistema, y en ocasiones, por un intervalo determinado de tiempo (1 ó 3 Seg.), resistir corrientes de corto circuito.



FIGURA 1.62 Cuchillas Desconectoras en Aire de Operación en Grupo Tipo "DAL" (Doble Apertura Lateral).



1.5.2 Fusibles de Potencia y sus Curvas de Operación.

“Los fusibles de Potencia son diseñados para instalarse en subestaciones, líneas de distribución Y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad interruptiva son altos”.

Existen porta-fusibles que pueden reutilizarse después que se fundió el elemento fusible en este caso se dice que únicamente los fusibles de potencia por su construcción son del tipo expulsión y de ácido bórico.

El fusible de potencia del tipo expulsión fue el primero que se diseñó, habiendo evolucionado debido a la necesidad de contar con un fusible de mejores características, utilizándose entonces el ácido bórico y otros materiales sólidos que presentan las características siguientes:

- ❖ Para iguales dimensiones de la cámara de interrupción de los porta-fusibles el ácido bórico puede interrumpir circuitos con una tensión nominal más alta.
- ❖ Un valor mayor de corriente, cubre un rango total de interrupción desde la corriente de interrupción máxima de diseño.
- ❖ Obliga a que se forme un arco de menor energía.
- ❖ Reduce la emisión de gases y flama.

El gas liberado por el ácido bórico no es combustible y es altamente des-ionizante, esto reduce grandemente la flama del arco, como resultado de esto hay una trayectoria más limpia de los gases previniendo el re-encendido del arco eléctrico y con esto reduciendo las distancias requeridas para interrumpir la corriente.

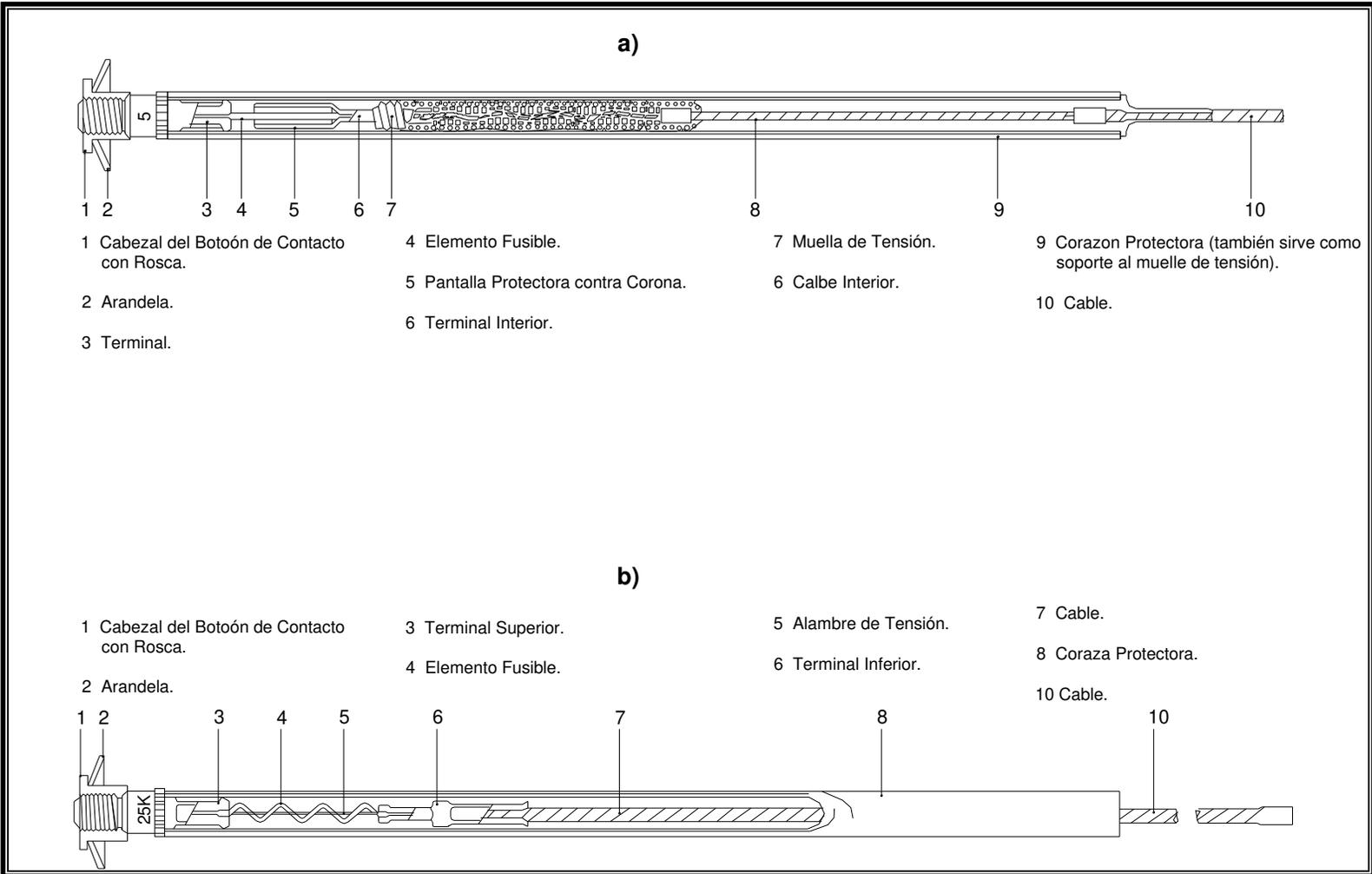


La principal característica por la que se usa el ácido bórico, es que al exponerse al calor del arco libera un vapor que produce una sobrepresión en la cámara de extinción y eleva la rigidez dieléctrica en el canal establecido por el arco y condensándose rápidamente en pequeñas gotas, las cuales tienen una acción refrigerante.



FIGURA 1.63 Corta Circuitos de Potencia.

FIGURA 1.64 a) Eslabón Fusible tipo Universal Capacidad de 6 Amperes o menos.
 b) Eslabón Fusible tipo Universal Capacidad de 6 Amperes o Más.





SELECCIÓN DE LA CURVA DE OPERACIÓN.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en duración de tiempo es inversamente proporcional a la cantidad de corriente que se le aplique.

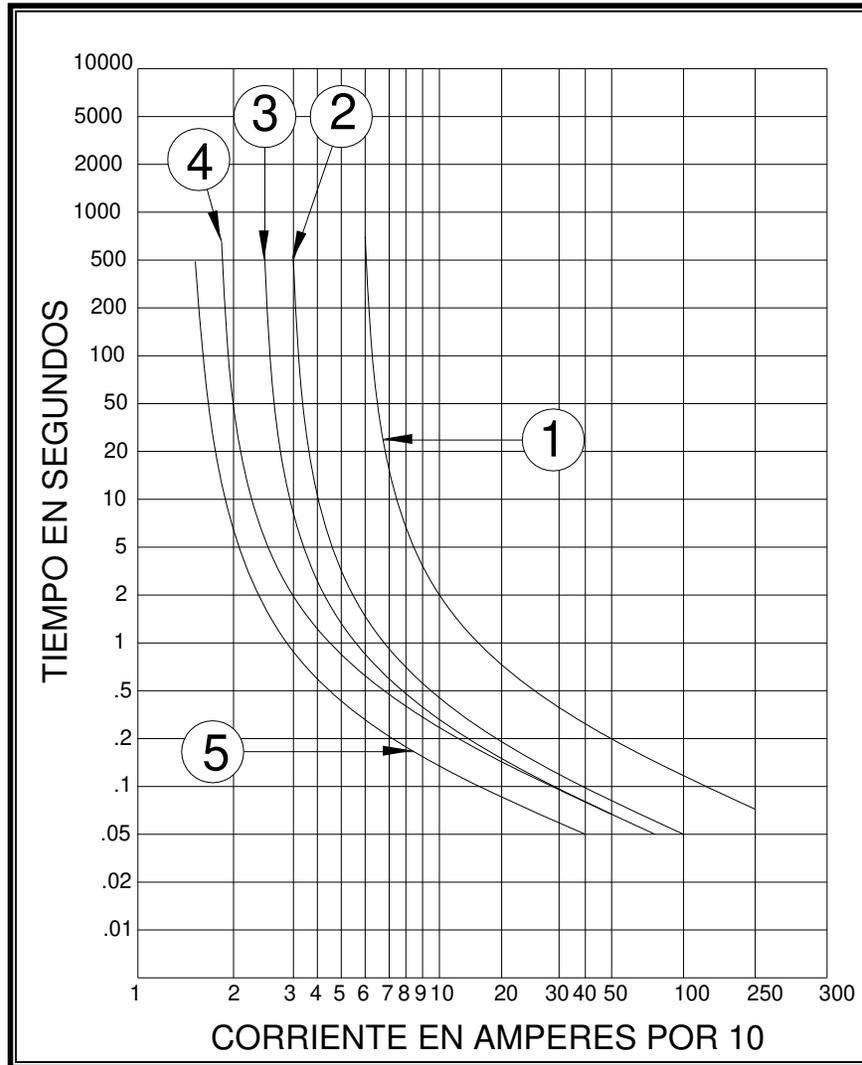


FIGURA 1.65 Curvas de Operación de un Fusible de Potencia.



Todos los fabricantes mínimo de fusión o MMT (minimum meeting time) gráfica el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción del paso de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla. Esta curva usualmente los fabricantes la trazan considerando una temperatura ambiente de 25 °C y operando el fusible sin carga inicial.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT (total clearing time) gráfica el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que se extingue el arco totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la (MMT) se gráfica a 25 °C y sin carga inicial, según las normas ANSI C37.41-1981 y su complemento la norma ANSI C37.46-1981.

En la elección de la curva de operación se debe seleccionar la curva que además de dar un rango adecuado para coordinar en tiempo al valor de falla de corto circuito trifásico y monofásico en el punto de instalación a aquella que siga lo más paralelamente posible a la curva de operación o curva característica de daño del dispositivo protegido o del dispositivo de protección siguiente en el sentido de circulación de la corriente de falla, a fin de que coordine en tiempo para el mayor rango posible de magnitudes de corriente de falla.

“La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente a diferencia del interruptor que si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.”



FIGURA 1.66 Cuchillas Desconectadora Tipo DAL.



FIGURA 1.67 Cuchilla Desconectadora Tipo V.



1.5.3 Especificaciones de Cuchillas Desconectadoras.

1.5.3.1 Condiciones Normales de Servicio.

1. Conexión a Tierra del Sistema.

Las cuchillas deben diseñarse para sistemas sólidamente conectados a tierra.

2. Temperatura Ambiente.

Las cuchillas deben diseñarse para operar a una temperatura ambiente que no exceda de 40 °C, cuyo valor promedio medido en un periodo de 24 hrs, no debe exceder de 350 °C. También deben diseñarse para operar a una temperatura ambiente de -250 °C de acuerdo a la norma IEC 694.

3. Elevación de Temperatura.

La elevación máxima de temperatura de las diferentes partes de las cuchillas, no debe exceder los valores indicados en la **Tabla V** de la norma IEC 694, operando a la corriente nominal y frecuencia de 60 Hz.

4. Altitud de Operación.

Las cuchillas deben diseñarse para operar correctamente hasta una altitud de 1000 msnm, tal como lo describen las normas IEC 129 e IEC 694.



1.5.3.2 Corrientes Nominales y Corrientes de Prueba.

1.- Corriente Nominal.

La corriente nominal de las cuchillas debe ser la indicada en las características particulares y debe estar de acuerdo a la **Tabla** que se muestra a continuación. Esta corriente esta dada en A, expresada en valor eficaz (rmc) a la frecuencia nominal; debiendo ser conducida continuamente por las cuchillas sin sufrir deterioros y sin exceder los valores de elevación de Temperatura de las diferentes partes de las cuchillas indicadas en la V de la norma IEC 694.

Tensión Nominal de Diseño (KV) De la Cuchilla Vn KV (eficaz)	Valores de la Prueba de la Corriente de Aguante		Corriente Nominal rmc (A)					
	De Corta Duración (rmc) (KA)	Valor de la Cresta (KA)						
123		32	800	1250	—	—	—	—
	12.5	50	—	1250	1600	2000	—	—
	2025	63	—	1250	1600	2000	—	—
	31.5	80	—	1250	1600	2000	—	—
	40	100	—	—	1600	2000	—	—
245	20	50	—	1250	1600	2000	—	—
	31.5	80	—	1250	1600	2000	—	—
	40	100	—	—	1600	2000	3150	—
	50	125	—	—	—	2000	3150	—
420	20	50	—	—	1600	2000	—	—
	31.5	80	—	—	1600	2000	—	—
	40	100	—	—	1600	2000	3150	—
	50	125	—	—	—	2000	3150	4000

TABLA 1.15 Valores de Corriente Nominal (RMC) y de Prueba Correspondiente a la Tensión Nominal de la Cuchilla.



Los valores de tensión anteriormente mencionados en la **Tabla** son de uso restringido en Comisión Federal de Electricidad.

2.- Corriente de Aguante de Corta Duración (r_{mc}).

La cuchilla debe ser capaz de conducir en posición cerrada, durante el intervalo de un segundo; deberá cumplir además con lo establecido por la **Tabla** de Valores de corriente nominal (r_{mc}) y de prueba correspondiente a la tensión nominal de la cuchilla.

Esta corriente debe estar dada por su valor eficaz (r_{mc}) y el comportamiento de la cuchilla debe cumplir con lo indicado en la norma IEC-129. Las ofertas que no cumplan con este requisito son descalificadas.

Se considera que la cuchilla tiene comportamiento aceptable, si cumple por lo menos con las condiciones anteriores sin sufrir daños, ni deformaciones permanentes ni separación alguna de contactos o desajuste en su mecanismo.

La cuchilla debe ser capaz de conducir en posición cerrada sin sufrir daños, deformaciones permanentes, sin separación de contactos, una corriente cuyo valor cresta debe ser igual a 2.5 veces la corriente de aguante de corta duración.

3.- Distancia Mínima de Fuga.

La distancia mínima de fuga de los aisladores debe estar referida a la tensión nominal de fase a fase de la cuchilla, tal como lo establece la norma IEC 815. Para esto, se requiere cumplir con lo indicado en la siguiente **Tabla**, de acuerdo al nivel de contaminación medio o alto del lugar de instalación.



Nivel de Contaminación	Distancia de Fuga mm/KV f-n	Distancia Mínima de Fuga mm/KV f-f	Concentración de Contaminación. Método Niebla Salina Valor Mínimo
Media	35	20	14 Kg/m ³
Alta	45	25	40 Kg/m ³

TABLA 1.16 Distancias de Fuga y Niveles de Contaminación.

4.- Tensiones de Auxiliares del Mecanismo de Operación.

Las tensiones del equipo eléctrico del mecanismo de operación de las cuchillas así como de las resistencias calefactores, se indican en las **Tablas** de tensiones de equipos auxiliares de fuerza y control y las de resistencias calefactores.

Tensión Nominal	Variación de Tensión Nominal en %
440 V, 3 fases, 60 Hz	85 – 110
220 V, 3 fases, 60 Hz	85 – 110
127 V, 1 fases, 60 Hz	85 – 110
125 VCD	85 – 110
250 VCD	85 – 110

TABLA 1.17 De Tensión de Equipos Auxiliares de Fuerza y Control.

Tensión Nominal	Variación de Tensión Nominal en %
440 V, 60 Hz	10
220 V, 60 Hz	10
127 V, 60 Hz	10

TABLA 1.18 Tensión de Resistencias Calefactoras.



5.- Tipo de Construcción.

El tipo de construcción de las cuchillas se indica en las Características Particulares y debe estar de acuerdo con lo siguiente:

- a) De apertura vertical.

Apertura en un extremo y tres columnas de aisladores (ver **Figura**).

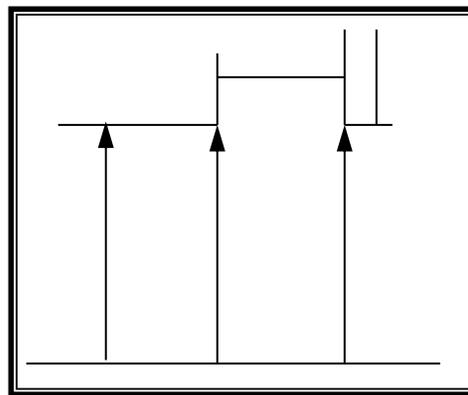


FIGURA 1.68 Cuchilla de Apertura Vertical.

- b) De apertura horizontal central.

Apertura en el centro y dos columnas de aisladores (ver **Figura**).

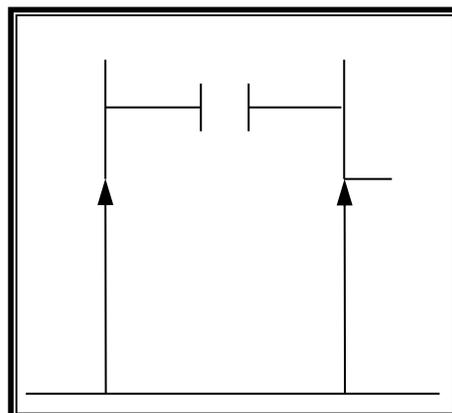


FIGURA 1.69 Cuchilla de Apertura Horizontal Central.



c) De doble apertura horizontal.

De apertura en los extremos y tres columnas de aisladores (ver **Figura**).

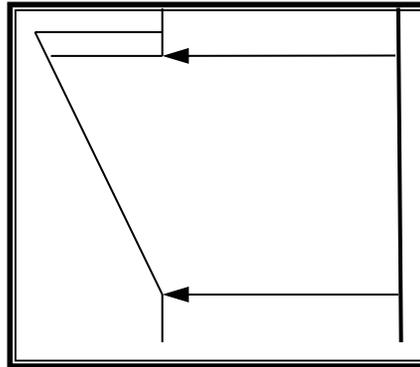


FIGURA 1.70 Cuchilla de Doble Apertura Horizontal Central.

d) Tipo pantógrafo (de alcance vertical).

Esta cuchilla es de alcance vertical y debe consistir de doble brazo, e incluir el trapecio de conexión; cuando se especifiquen cuchillas tipo pantógrafo, no se deben aceptar cuchillas del tipo semipantógrafo, de un solo brazo.

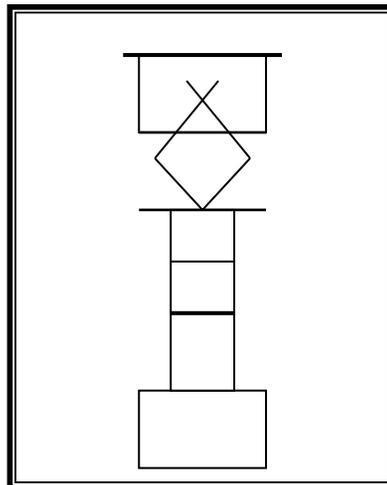


FIGURA 1.71 Cuchilla Tipo Pantógrafo de Alcance Vertical.



6.- Tipo de Montaje.

El tipo de montaje de las cuchillas, se debe indicar en las Características Particulares y deben incluir los siguientes tipos:

- a) Para montaje horizontal.
- b) Para montaje vertical.
- c) Otro tipo de montaje.

En el diseño y fabricación del mecanismo de operación de las cuchillas se debe tomar en consideración el tipo de montaje.

1.5.3.3 Características De Fabricación.

1.- Contactos Principales y Partes Conductoras.

- a) Todas las partes conductoras de corriente de la cuchilla deben ser capaces de conducir la corriente nominal en forma continua, a tensión y frecuencia nominales, sin sufrir deterioro ni deformaciones y sin exceder las elevaciones de temperatura indicadas en la **Tabla V** de la norma IEC 694.
- b) Todas las partes conductoras de corriente de las cuchillas deben ser de cobre, aluminio o una aleación de éstos, de alta conductividad y de alta resistencia mecánica.

No se aceptan partes conductoras de corriente de acero galvanizado.

Los dedos de la parte hembra, así como la parte fija de los contactos principales, deben ser de un material a base de cobre con baño de plata de tal manera que se cumpla con lo indicado en la norma IEC 129 sección 6.102.3 o contar con una pastilla de aleación de plata. Ambas combinaciones de materiales deben ser para alta resistencia al arco eléctrico.



- c) El sistema de resorte de la parte hembra del contacto principal, deben ser de alta elasticidad, aún al estar sometido a altas temperaturas.
- d) Los contactos principales, de arqueo, resortes etc., deben ser cambiables y poder ajustarse en el campo, de acuerdo a un calibrador en caso de requerirse.
- e) Las partes móviles no deben requerir de lubricación.
- f) Todos los resortes empleados en la cuchilla, tanto en el mecanismo de operación como en los contactos principales, en caso de utilizarse, deben ser de acero inoxidable.
- g) El proveedor debe proporcionar las tolerancias para el ajuste de los elementos de la cuchilla y fundamentalmente de los contactos principales.
- h) Los elementos conductores de corriente, no deben ensamblarse con calzas o lanas, para eliminar posibles falsos contactos.
- i) Toda la tortillería de sujeción y apriete que se utilice en el ensamble de la cuchilla, debe ser instalada y fijada con el par mínimo de reutilización especificado por la norma NMX J-395.

2.- Columnas de Aislador Soporte.

Las columnas de aislador soporte deben cumplir con la especificación CFE 52800-32.

3.- Mecanismos de Operación.

La cuchilla de operación debe contar con un mecanismo para apertura y cierre eléctrico por cada polo y de operación manual por cada polo, excepto cuando se indique un mecanismo de operación común para los tres polos. (Cuchillas de 123 KV). La operación manual únicamente se requiere para montaje y mantenimiento.

4.- Mecanismos de Operación Eléctrica.

Cada mecanismo de operación eléctrica debe contar con elementos de transmisión, varillas de mando, coples, engranes, levas, flechas, resortes, baleros autolubricados, etcétera, accionado por medio de un motor eléctrico, para la operación de apertura y cierre de las cuchillas.



En ambas posiciones fijas de abierto y cerrado, el mecanismo debe quedar trabado, de tal manera que agentes externos tales como viento, vibraciones, etc., no modifiquen la posición fija de la cuchilla.

El mecanismo de operación eléctrico debe ser intemperie a prueba de agua y alojado dentro de un gabinete. Aquellas partes tales como flechas, resortes, engranes y elementos ferrosos que queden a la intemperie, deben ser de acero inoxidable o tener un tratamiento especial que evite la oxidación. Todos los elementos que requiera lubricación, deben ser del tipo autolubricados.

Además los motores deben cumplir con lo siguiente:

- a) Motor totalmente cerrado, servicio intemperie y sin ventilación exterior.
- b) Clase de aislamiento "B" para una sobre elevación de temperatura de 80 °C sobre una temperatura ambiente de 40 °C.
- c) La potencia del motor debe ser la adecuada para la operación de apertura y cierre de las cuchillas, debe ser definida por el proveedor.
- d) Para arranque directo a la línea y operar con variaciones de tensión indicados en la **Tabla** de Tensión de equipos auxiliares de fuerza y control.

El motor debe ser el adecuado para operar en forma continua sin sufrimiento de daño, cuando se efectúen las pruebas mecánicas.

5.- Control Y Protección del Motor.

- a) Se debe suministrar por cada motor eléctrico, una combinación de un interruptor termo magnético y un arrancador directo a la línea con una protección de sobrecarga por cada hilo de fase.
- b) Se debe suministrar los microinterruptores límite de carrera necesaria, para servicio intemperie a prueba de agua, con contactos de capacidad adecuada, pero nunca menor de 20 A, 600 VCA.

6.- Mecanismo de Operación Manual.

Cada mecanismo de operación manual debe contar con una palanca de mando o una manivela, engranes, etcétera, para la operación de apertura, y cierre en forma manual de la cuchilla. Este mecanismo debe cumplir con las siguientes condiciones:



- a) La manivela de operación manual debe ser desmontable.
- b) El diseño debe considerar una caja reductora de velocidad a base de engranes, para una operación rápida de apertura y cierre.
- c) Al insertar la manivela de operación manual, se debe desligar el mecanismo de operación del motor y también debe quedar bloqueado eléctricamente el mecanismo de operación eléctrica.
- d) La manivela de operación manual debe ser operada a un metro de altura sobre el piso.
- e) Deben proveerse los elementos necesarios con objeto de fijar la manivela de accionamiento en las posiciones extremas de apertura y cierre de la cuchilla, para que la hoja de la cuchilla quede asegurada en sus posiciones finales.
- f) La manivela debe proveerse con un cable de cobre trenzado de suficiente longitud para quedar conectado a tierra durante la operación de apertura o cierre.

7.- Número de Mecanismos de Operación.

- a) En cuchillas con tensiones de 245 KV y mayores se debe suministrar un mecanismo de operación eléctrico y uno de operación manual por polo, de tal manera que cada polo debe ser independiente tanto en su cimentación como en su operación.
- b) En cuchillas con tensiones de 123 KV, se debe suministrar un mecanismo de Operación eléctrica y uno de operación manual tripular excepto cuando en las Características particulares se indique que se debe suministrar un mecanismo por polo, con operación manual común para los tres polos.

8.- Bastidores Soporte.

El proveedor debe suministrar un bastidor, soporte por polo para cuchillas de 245 y 420 KV.

En el caso de cuchillas de tensiones menores, puede ser un bastidor soporte por polo o uno común para los tres polos, según se indique 'en las Características Particulares. En caso de bastidor común, su diseño debe ser tal que cumpla con las distancias mínimas entre fases, indicadas en las Características Particulares.



El diseño de este bastidor soporte debe ser tal, que además del peso de la cuchilla, soporte los esfuerzos producidos por las operaciones de apertura y cierre y los producidos por los agentes externos tales como presión de vientos, vibraciones y sismos, tomando en cuenta los valores proporcionados en las Características Particulares.

El bastidor debe ser de acero con galvanizado especial de acuerdo con la Norma NMX H-4, después de haber soldado sus partes y hecho todas las perforaciones requeridas por el diseño. Además toda la tortillería, tuercas, roldanas, pernos, etc., debe tener el galvanizado especial. Para el caso que se requiera de acero inoxidable se debe indicar en las Características Particulares.

Se deben proporcionar los medios necesarios para conectar a tierra en dos puntos de cada polo de la cuchilla, incluyendo todos los tomillos y roldanas necesarias. En caso de un bastidor común a los tres polos, deben suministrarse dos placas de conexión a tierra por cuchilla. Estas placas de conexión a tierra, tomillos y roldanas, deben ser de acero inoxidable, bronce o de cualquier otro material anticorrosivo.

En ningún caso se deben suministrar ruedas en la base del bastidor.



9.- Estructura Soporte de la Cuchilla (base y cimentación).

La estructura soporte sobre la cual se monta el bastidor soporte de la cuchilla, se hace tomando en cuenta las alturas de seguridad sobre el piso.

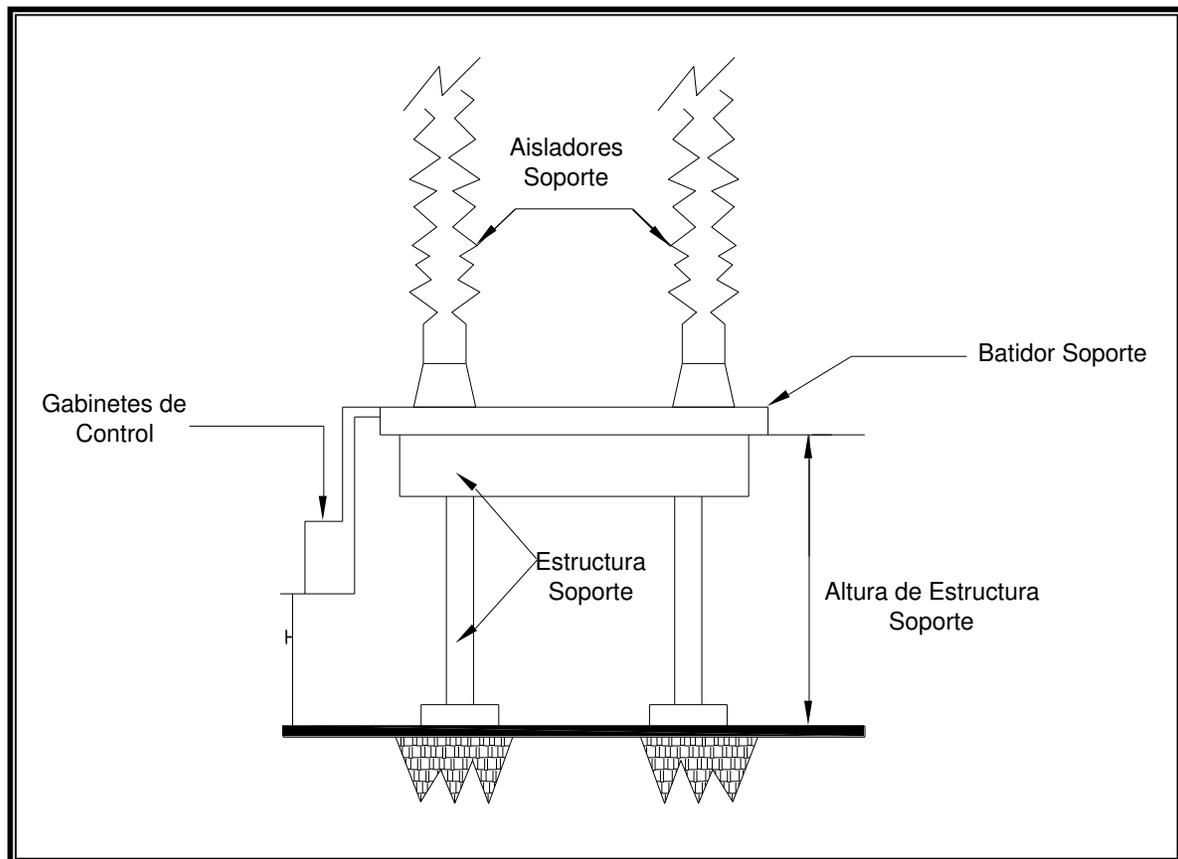


FIGURA 1.72 Estructura Soporte y Altura del Gabinete.

Comisión Federal de Electricidad indica en las características particulares de la altura aproximada de esta estructura soporte. Así mismo se requiere que el fabricante o licitante presente cotización por separado.

1.5.3.4 Gabinete De Control.

El gabinete de control debe ser de aleación de aluminio o lámina de acero, en cuyo caso se debe usar un sistema de recubrimientos anticorrosivos, con una preparación de superficie con abrasivos a presión a metal blanco (CFE-PAB), con un primario orgánico de zinc epoxipoliámidá (CFE-P9), aplicando en una capa de 50 a 75 Micras



de espesor seco y un acabado vinílico altos sólidos (CFE-A5), aplicando en una capa con un espesor de 75 a 100 Micras de color 15 verde claro, de acuerdo a las especificaciones CFE-L0000-15. DB500-01 y DB500-02.

1.5.4 Especificaciones de Fusibles de Potencia.

1.5.4.1 Características Generales.

1.- Corriente nominal del Cortacircuito Fusible.

La corriente nominal de los cortacircuitos fusible de potencia debe ser 100 y 200 de acuerdo a la **Tabla** descripción de cortocircuitos.

2.- Corriente Interruptiva Máxima Nominal.

La corriente interruptiva de cortocircuito de los cortacircuitos fusibles de potencia se indicar en la **Tabla** descripción de cortacircuitos.

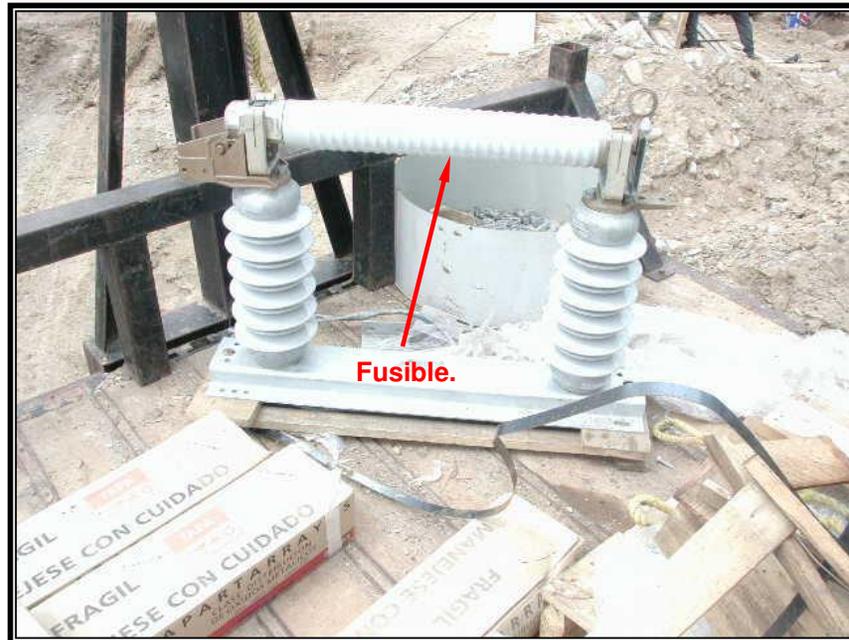


FIGURA 1.73 Fusible.



Descripción Corta	Tensión máxima de Diseño (KV)	Corriente nominal (A)	Nivel básico de aislamiento (KV)	Corriente interruptiva simétrica (KA)
CCFP-15-200-110-12,5	15	200	110	12.5
CCFPR-15-200-110-12,5				12.5
CCFP-15-200-110-16				16
CCFPR-15-200-110-16				16
CCFP-15-200-110-25				25
CCFPR-15-200-110-25				25
CCFP-25,8-200-150-10	25.8	200	150	10
CCFPR-25,8-200-150-10				10
CCFP-25,8-200-150-16				16
CCFPR-25,8-200-150-16				16
CCFP-38-200-200-6,3	38	200	200	6.3
CCFPR-38-200-200-6 3				6.3
CCFP-38-100-200-10				10
CCFPR-38-100-200-10				10
CCFP-38-100-200-16				16
CCFPR-38-100-200-16				16
CCFP-72,5-100-350-5	72.5	100	350	5
CCFP-72, 5-100-350-8				8
CCFO-72, 5-100-350-12,5				12.5
CCFP-121-100-550-5	121	100	550	5
CCFP-121-100-550-8				8
CCFP-121-100-550-125				12.5

TABLA 1.19 Descripción de Cortacircuitos

Abreviaturas en la descripción corta:

CCFP = Cortacircuitos fusible de potencia.

R = Uso en redes.

15,5; 25,8; 38; 72,5 Y 121 = Tensión máxima de diseño en KV.

100; 200 = Corriente nominal en A.

110; 150; 200; 350; 550 = Nivel básico en KV.

5, 6; 6,3; 8; 12,5; 16 Y 25 = Corriente interruptiva simétrica en KA



3.- Corriente Continua Nominal del Elemento Fusible.

La corriente nominal del elemento fusible se indica en la **Tabla** Descripción de Fusibles.

Código	Descripción Corta	Tensión Nominal	Curva	Corriente (A)	Velocidad (L)
2078X1	Fusible de potencia 15E-0.5-L	15	E	0.5	Lento
2078X2	Fusible de potencia 15E-1-L	15	E	1	Lento
2078X3	Fusible de potencia 15E-2-L	15	E	2	Lento
2078X4	Fusible de potencia 15E-3-L	15	E	3	Lento
2078X5	Fusible de potencia 15E-5-L	15	E	5	Lento
2078X6	Fusible de potencia 15E-7-L	15	E	7	Lento
2078X7	Fusible de potencia 15E-10-L	15	E	10	Lento
2078X8	Fusible de potencia 15E-15-L	15	E	15	Lento
2078X9	Fusible de potencia 15E-20-L	15	E	20	Lento
2078Y1	Fusible de potencia 15E-25-L	15	E	25	Lento
2078Y2	Fusible de potencia 15E-30-L	15	E	30	Lento
2078Y3	Fusible de potencia 15E-45-L	15	E	45	Lento
2078Y4	Fusible de potencia 15E-50-L	15	E	50	Lento



Código	Descripción Corta	Tensión Nominal	Curva	Corriente (A)	Velocidad (L)
2078Y5	Fusible de potencia 15E-65-L	15	E	65	Lento
2078Y6	Fusible de potencia 15E-80-L	15	E	80	Lento
2078Y7	Fusible de potencia 15E-100-L	15	E	100	Lento
2078Y8	Fusible de potencia 15E-125-L	15	E	125	Lento
2078Y9	Fusible de potencia 15E-150-L	15	E	150	Lento
2078Z1	Fusible de potencia 15E-200-L	15	E	200	Lento
2079X1	Fusible de potencia 25E-0.5-L	25.4	E	0.5	Lento
2079X2	Fusible de potencia 25E-1-L	25.4	E	1	Lento
2079X3	Fusible de potencia 25E-2-L	25.4	E	2	Lento
2079X4	Fusible de potencia 25E-3-L	25.4	E	3	Lento
2079X5	Fusible de potencia 25E-5-L	25.4	E	5	Lento
2079X6	Fusible de potencia 25E-7-L	25.4	E	7	Lento
2079X7	Fusible de potencia 25E-10-L	25.4	E	10	Lento
2079X8	Fusible de potencia 25E-15-L	25.4	E	15	Lento
2079X9	Fusible de potencia 25E-20-L	25.4	E	20	Lento
2079Y1	Fusible de potencia 25E-25-L	25.4	E	25	Lento
2079Y2	Fusible de potencia 25E-30-L	25.4	E	30	Lento
2079Y3	Fusible de potencia 25E-45-L	25.4	E	45	Lento
2079Y4	Fusible de potencia 25E-50-L	25.4	E	50	Lento
2079Y5	Fusible de potencia 25E-65-L	25.4	E	65	Lento
2079Y6	Fusible de potencia 25E-80-L	25.4	E	80	Lento
2079Y7	Fusible de potencia 25E-100-L	25.4	E	100	Lento
2079Y8	Fusible de potencia 25E-125-L	25.4	E	125	Lento
2079Y9	Fusible de potencia 25E-150-L	25.4	E	150	Lento
2079Z1	Fusible de potencia 25E-200-L	25.4	E	200	Lento
2080X1	Fusible de potencia 38E-0.5-L	38	E	0.5	Lento
2080X2	Fusible de potencia 38E-1-L	38	E	1	Lento
2080X3	Fusible de potencia 38E-2-L	38	E	2	Lento



Código	Descripción Corta	Tensión Nominal	Curva	Corriente (A)	Velocidad (L)
2080X4	Fusible de potencia 38E-3-L	38	E	3	Lento
2080X5	Fusible de potencia 38E-5-L	38	E	5	Lento
2080X6	Fusible de potencia 38E-7-L	38	E	7	Lento
2080X7	Fusible de potencia 38E-10-L	38	E	10	Lento
2080X8	Fusible de potencia 38E-15-L	38	E	15	Lento
2080X9	Fusible de potencia 38E-20-L	38	E	20	Lento
2080Y1	Fusible de potencia 38E-25-L	38	E	25	Lento
2080Y2	Fusible de potencia 38E-30-L	38	E	30	Lento
2080Y3	Fusible de potencia 38E-45-L	38	E	45	Lento
2080Y4	Fusible de potencia 38E-50-L	38	E	50	Lento
2080Y5	Fusible de potencia 38E-65-L	38	E	65	Lento
2080Y6	Fusible de potencia 38E-80-L	38	E	80	Lento
2080Y7	Fusible de potencia 38E-100-L	38	E	100	Lento
2080Y8	Fusible de potencia 38E-125-L	38	E	125	Lento
2080Y9	Fusible de potencia 38E-150-L	38	E	150	Lento
2080Z1	Fusible de potencia 38E-200-L	38	E	200	Lento
2081X1	Fusible de potencia 72E-5-L	72.5	E	5	Lento
2081X2	Fusible de potencia 72E-7-L	72.5	E	7	Lento
2081X3	Fusible de potencia 72E-10-L	72.5	E	10	Lento
2081X4	Fusible de potencia 72E-15-L	72.5	E	15	Lento
2081X5	Fusible de potencia 72E-20-L	72.5	E	20	Lento
2081X6	Fusible de potencia 72E-25-L	72.5	E	25	Lento
2081X7	Fusible de potencia 72E-30-L	72.5	E	30	Lento
2081X8	Fusible de potencia 72E-45-L	72.5	E	45	Lento
2081X9	Fusible de potencia 72E-50-L	72.5	E	50	Lento
2081Y1	Fusible de potencia 72E-65-L	72.5	E	65	Lento
2081Y2	Fusible de potencia 72E-80-L	72.5	E	80	Lento
2081Y3	Fusible de potencia 72E-100-L	72.5	E	100	Lento



Código	Descripción Corta	Tensión Nominal	Curva	Corriente (A)	Velocidad (L)
2082X1	Fusible de potencia 121E-5-L	121	E	5	Lento
2082X2	Fusible de potencia 121E-7-L	121	E	7	Lento
2082X3	Fusible de potencia 121E-10-L	121	E	10	Lento
2082X4	Fusible de potencia 121E-15-L	121	E	15	Lento
2082X5	Fusible de potencia 121E-20-L	121	E	20	Lento
2082X6	Fusible de potencia 121E-25-L	121	E	25	Lento
2082X7	Fusible de potencia 121E-30-L	121	E	30	Lento
2082X8	Fusible de potencia 121E-45-L	121	E	45	Lento
2082X9	Fusible de potencia 121E-50-L	121	E	50	Lento
2082Y1	Fusible de potencia 121E-65-L	121	E	65	Lento
2082Y2	Fusible de potencia 121E-80-L	121	E	80	Lento
2082Y3	Fusible de potencia 121E-100-L	121	E	100	Lento
2083X1	Fusible de potencia 15E-0.5-L	15	E	0.5	Lento
2083X2	Fusible de potencia 15E-1-L	15	E	1	Lento
2083X3	Fusible de potencia 15E-2-L	15	E	2	Lento
2083X4	Fusible de potencia 15E-3-L	15	E	3	Lento
2083X5	Fusible de potencia 15E-5-L	15	E	5	Lento
2083X6	Fusible de potencia 15E-7-L	15	E	7	Lento
2083X7	Fusible de potencia 15E-10-L	15	E	10	Lento
2084X1	Fusible de potencia 25E-0.5-L	25	E	0.5	Lento
2084X2	Fusible de potencia 25E-1-L	25	E	1	Lento
2084X3	Fusible de potencia 25E-2-L	25	E	2	Lento
2084X4	Fusible de potencia 25E-3-L	25	E	3	Lento
2084X5	Fusible de potencia 25E-5-L	25	E	5	Lento
2084X6	Fusible de potencia 25E-7-L	25	E	7	Lento
2084X7	Fusible de potencia 25E-10-L	25	E	10	Lento
2084X1	Fusible de potencia 38E-0.5-L	38	E	0.5	Lento
2084X2	Fusible de potencia 38E-1-L	38	E	1	Lento



Código	Descripción Corta	Tensión Nominal	Curva	Corriente (A)	Velocidad (L)
2084X3	Fusible de potencia 38E-2-L	38	E	2	Lento
2084X4	Fusible de potencia 38E-3-L	38	E	3	Lento
2084X5	Fusible de potencia 38E-5-L	38	E	5	Lento
2084X6	Fusible de potencia 38E-7-L	38	E	7	Lento
2084X7	Fusible de potencia 38E-10-L	38	E	10	Lento

TABLA 1.20 Descripción de Fusibles.

4.- Curva Características de Operación del Operación del Elemento Fusible.

El tipo de curva de operación del elemento fusible debe ser "E" lento o estándar.

5.- Tipo de Servicio.

El tipo de servicio de los cortacircuitos fusibles de potencia debe ser para intemperie.

6.- Frecuencia.

Los cortacircuitos fusibles de potencia deben diseñarse para operar a una frecuencia de 60 Hz.

7.- Elevación de Temperatura.

Los valores de elevación de temperatura deben cumplir con lo indicado en las normas ANSI C37-41 y ANSI C37-46.

8.- Tensiones Nominales y Valores para pruebas Dieléctricas.

Las tensiones nominales y los valores para pruebas dieléctricas de los cortacircuitos fusibles de potencia se indican en las Características Particulares y deben estar de acuerdo con lo indicado en la **Tabla** de tensiones nominales y valores para pruebas dieléctricas.



Tensión Nominal Cortacircuito Fusible (KV)	Tensión de Prueba				
	Terminal a Tierra			Terminal a Terminal	
	Prueba en Seco a Frecuencia Nominal 1 minuto KV rmc	Prueba en Húmedo a Frecuencia Nominal 10 s KV rmc	Prueba de Impulso NBAI 1,2 x 50µs KV rmc	Prueba en Seco a Frecuencia Nominal 1 minuto KV rmc	Prueba de Impulso NBAI 1,2 x 50µs KV Cresta
15,5	50	110	55	55	121
25.8	70	150	77	77	165
38	95	200	105	105	220
72,5	175	350	193	193	385
121	280	550	308	308	605

TABLA 1.21 Tensiones Nominales y Valores para Pruebas Dieléctricas.

9.- Tipo de Apertura

El tipo de apertura de los cortacircuitos fusibles de potencia debe ser vertical a 180°, excepto que se indique otro tipo de apertura en las Características Particulares.

10.- Aisladores.

Los aisladores soporte de los cortacircuitos, deben ser del tipo columna de porcelana homogénea libre de burbujas o cavidades de aire. El acabado debe ser vidriado, uniforme y libre de manchas u otros defectos, y cumplir con todo lo indicado en la especificación CFE 52800-32, tanto en las características mecánicas como eléctricas.

11.- Distancia de Fuga de Fase a Tierra.

La distancia de fuga de fase a tierra debe ser de acuerdo a la norma IEC 815 para 25 KV/mm f-f, para valores diferentes indicarlo en las Características Particulares.



12.- Aplicación.

La aplicación de los cortacircuitos fusibles de potencia debe ser para proteger transformadores, condensadores y derivaciones, a menos que se indique otra aplicación en las Características Particulares.

1.5.4.2 Accesorios.

Dentro del alcance del suministro, e incluidos en el precio, deben suministrarse los siguientes accesorios normales.

1.- Conectores Terminales.

Dos conectores terminales por cada cortacircuito fusible de potencia para cables de cobre o aluminio de sección transversal hasta 103 mm², que cumplan con pruebas prototipo, para valores diferentes indicarlo en las Características Particulares.

2.- Placa de Datos del Cortacircuito Fusible.

Esta placa debe ser de acero inoxidable; la fijación debe hacerse por medio de remaches o puntos de soldadura. El grabado debe ser en español y en bajo relieve, debe incluir como .mínimo los siguientes datos:

- Nombre del Fabricante.
- Numero de Serie.
- Tipo y Modelo.
- Tensión Nominal (Diseño).
- Tensión de aguante al Impulso en KV.
- Frecuencia Nominal.
- Corriente Nominal.

- Corriente Interrumpida Simétrica.
- Numero de pedido de CFE.
- Altitud de Operación en msnm, y.
- Sigla de CFE.



3.- Identificación del Elemento Fusible.

El elemento fusible debe tener identificado en un lugar visible para su instalación al cortacircuito fusible, su corriente nominal así como la identificación de la curva de velocidad de operación y además su identificación (de acuerdo a la norma ANSI C37.46).

1.5.4.3 Fabricación.

1.- Elemento fusible.

El elemento fusible debe fabricarse de un material que su característica corriente - tiempo sea mantenida permanentemente con una exactitud de 10% en mas y 0% en menos, tanto para el tiempo mínimo de fusión como para el tiempo total de extinción del arco.

Debe garantizarse que el fusible no opera por vibraciones, efecto corona o envejecimiento normal. Además, no debe requerirse manteniendo para que el fusible conserve su capacidad interruptiva y la exactitud mencionada en su característica corriente - tiempo.

El cartucho contenedor debe tener, en su parte inferior, una indicación visual de operación del fusible, un dispositivo silenciador y ductos para alivio de los gases producidos.

2.- Bases.

Debe construirse de acero estructural con recubrimiento de galvanizado especial de acuerdo a la norma NMX H-074. Todos los barrenos necesarios para su montaje y el de los aisladores, de acuerdo a la norma ANSI C37.46.

Todos los elementos de fijación como tuercas, tornillos y arandelas deben ser de acero inoxidable.



1.5.5 Montaje de Cuchillas de Potencia.

Se entenderá como montaje de cuchillas de potencia a la instalación de dispositivos de maniobras capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin carga, ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

1.5.5.1 Clasificación.

- ❖ Por Montaje.
 - Horizontal.
 - Vertical.

- ❖ Por Operación.
 - Apertura Vertical.
 - Apertura en un Extremo y Tres Columnas de Aisladores.
 - Apertura Horizontal Central.
 - Apertura en el Centro y Dos Columnas de Aisladores.
 - Apertura Horizontal Doble.

 - Apertura en los Extremos y Tres Columnas de Aisladores.
 - Pantógrafo.

1.5.5.2 Documentos que Aplican.

- ❖ Especificación CFE V4200-12 y V4200-25.
- ❖ Especificación de Construcción DE SE'S (S.E-OE-III A).
- ❖ Instructivos y Diagramas Eléctricos del Fabricante.
- ❖ Protocolo de Pruebas del Fabricante.
- ❖ Lista de Embarque de Fabricante.



- ❖ Certificados de Calidad del Equipo.

1.5.5.3 Proceso de Montaje.

- ❖ Traslado del Equipo al Área de montaje.
- ❖ Proceso de Montaje.

1.5.5.4 Maniobra de Traslado de la Cuchilla de Potencia al Sitio de Montaje.

+ Verificación durante el Transporte.

- ◆ Las cuchillas desconectoras pueden ser transportadas por carretera, ferrocarril o vía marítima para cada caso el fabricante debe prever lo necesario para que cada lote, caja o huacal no sufra daños externos.

Normalmente las cuchillas pueden embarcarse con las unidades monopolares ensambladas (cuchillas menores de 115 KV) o totalmente desensambladas (cuchillas mayores de 230 KV).

- ◆ Las piezas contenidas en su caja o huacal deberán de recepcionarse contra el aviso de embarque, lista de materiales y los dibujos de instalación.
- ◆ Deberá reportarse inmediatamente al fabricante cualquier faltante o daño encontrado.





FIGURA 1.74 Maniobra de Transporte de Cuchillas.

Verificación de Llegada al sitio.

◆ Inspeccionar físicamente todas las partes del seccionador como son: Bases, soportes, chasis, aisladores, navajas, mecanismos de operación, tubos de accionamiento, tornillos, tuercas arandelas, varillas interpolares, conectores, palancas de mando, así mismo se incluyen los accesorios para la cuchilla de puesta a tierra.

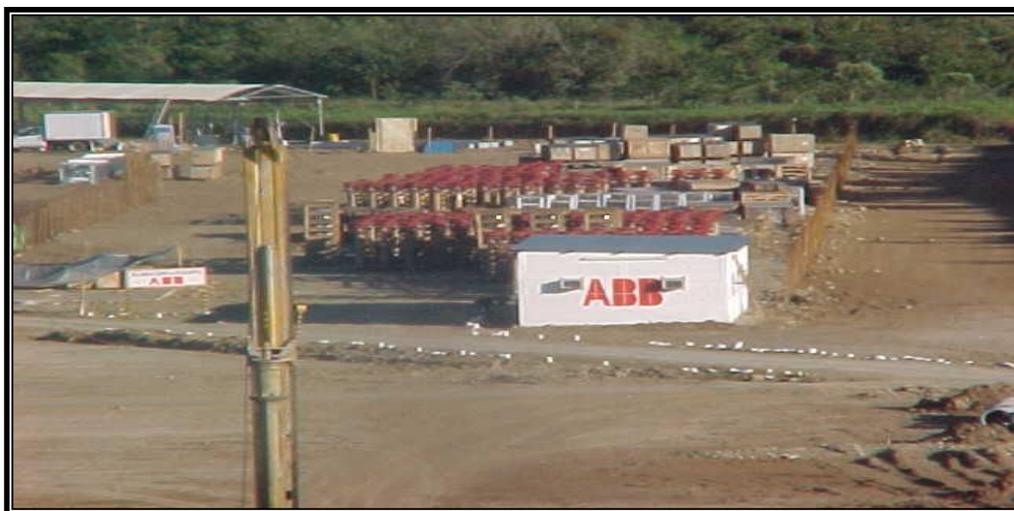




FIGURA 1.75 Verificación del Equipo en la Subestación.



+ Actividades de montaje.

- El montaje de las cuchillas seccionadoras deberán ser supervisado por personal del fabricante o por personal calificado para tal fin, e invariablemente deberá contar con un programa detallado de montaje, así como el instructivo del Fabricante.
- Durante el montaje deberá verificar lo siguiente:
 - ❖ Verificar el montaje, nivelación y fijación de las bases metálicas que servirán de soporte.
 - ❖ Verificar el montaje, nivelación y fijación del chasis del seccionador.
 - ❖ Verificar el montaje, nivelación y fijación de los aisladores soportes, incluyendo las navajas del seccionador.
 - ❖ Verificar que las uniones atornilladas se deberán checar con una llave dinamométrica y con el par de apriete de la tabla proporcionada por el fabricante.
 - ❖ Verificar la colocación, nivelación y fijación del gabinete de accionamiento.
 - ❖ Verificar instalación acoplamiento y ajuste de varillas interpolares, tubos de accionamiento y mecanismo de operación.
 - ❖ Verificar el montaje, nivelación y fijación del chasis del seccionador.
 - ❖ Verificar ajuste de las navajas con los contactos auxiliares y fin de carrera durante la operación cierre apertura.
 - ❖ Verificación del montaje y acoplamiento de la navaja de puesta a tierra (tubos de acoplamiento interpolar, varillas de accionamiento y bloqueos).
 - ❖ Verificación del ajuste de las navajas de puesta a tierra de acuerdo al fabricante.
 - ❖ Conexión al sistema de tierras.
 - ❖ Verificar la correcta posición de los enclavamientos mecánicos.





FIGURA 1.76 Montaje de Equipo (Cuchillas).



1.6 APARTARRAYOS.

1.6.1 Naturaleza de las Sobretensiones y sus Efectos sobre los Sistemas.

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

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

1.6.2 Definición y Operación de Apartarrayos.

En el estudio que ahora nos ocupa trataremos la protección contra sobrecorrientes de origen atmosférico.

“El Apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra Sobretensiones de origen atmosférico. Son dispositivos que disminuyen los efectos de Sobretensiones creadas en el sistema eléctrico por agentes exteriores e interiores, como descargas atmosféricas y operaciones de interruptores. Se encuentran conectados permanentemente en cada fase y operan cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra”.

Uno de los casos más interesantes, por presentarse con mayor frecuencia, es el de las descargas indirectas. El Apartarrayos, dispositivo que se encuentra conectado permanente al sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

El principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos electrodos cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.



FIGURA 1.77 Apartarrayo de Óxido de Zinc (ZnO).

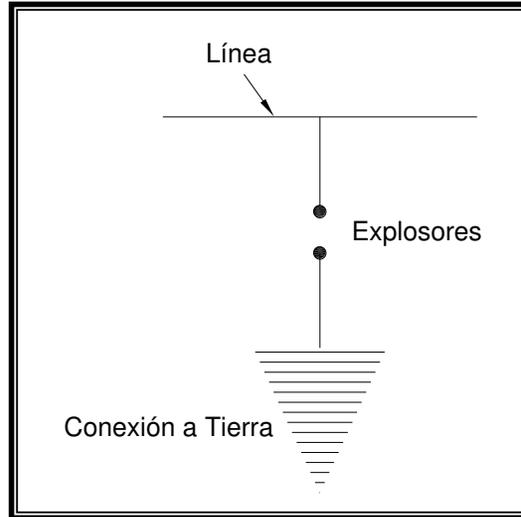


FIGURA 1.78 Diagrama de un Apartarrayos.

Se fabrican diferentes tipos de Apartarrayos, basados en el principio general de operación; por ejemplo los más empleados son los conocidos como "Apartarrayos de tipo auto valvular" y "Apartarrayos de resistencia variable".

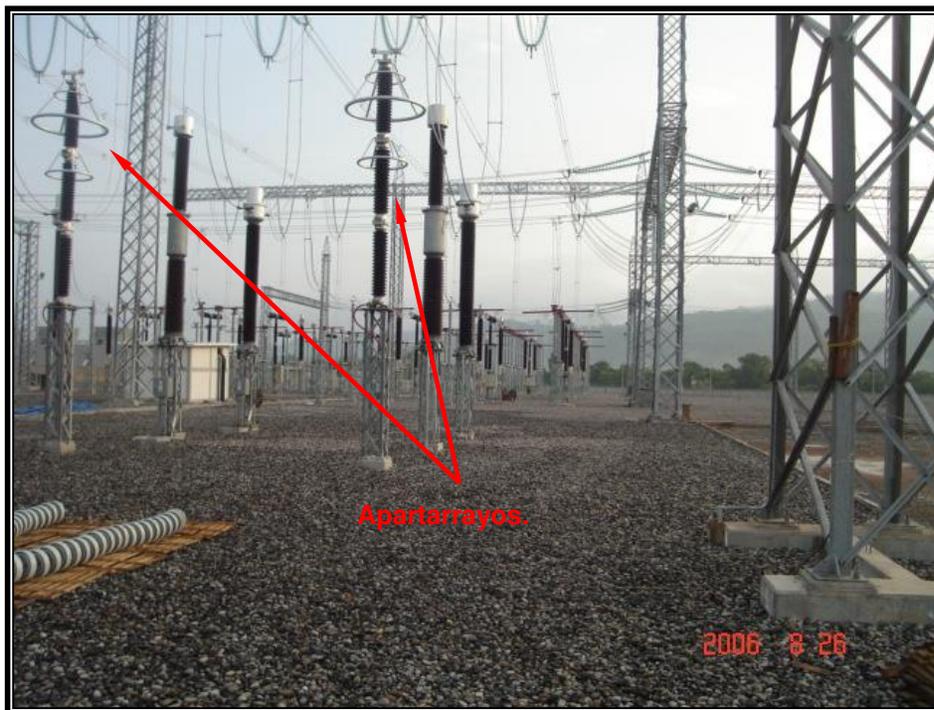


FIGURA 1.79 Apartarrayos de (ZnO) , de la Subestación Las Mesas.



El Apartarrayo tipo autovalvular consiste de varias chapas de Explosores conectadas. En serie por medio de resistencias variables, cuya función es dar una operación más sensibles y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

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

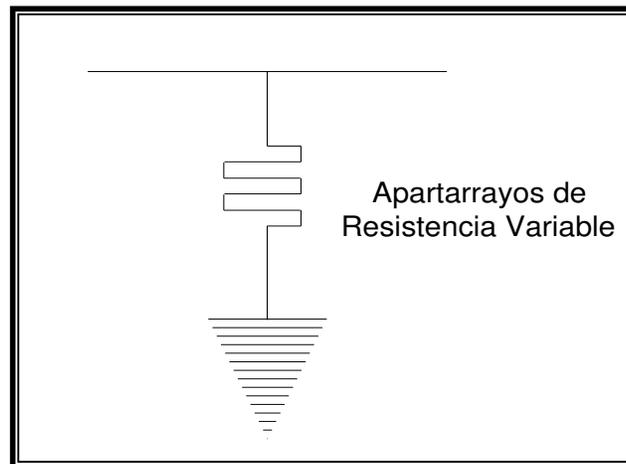


FIGURA 1.80 Diagrama de un Apartarrayos de Resistencia Variable.

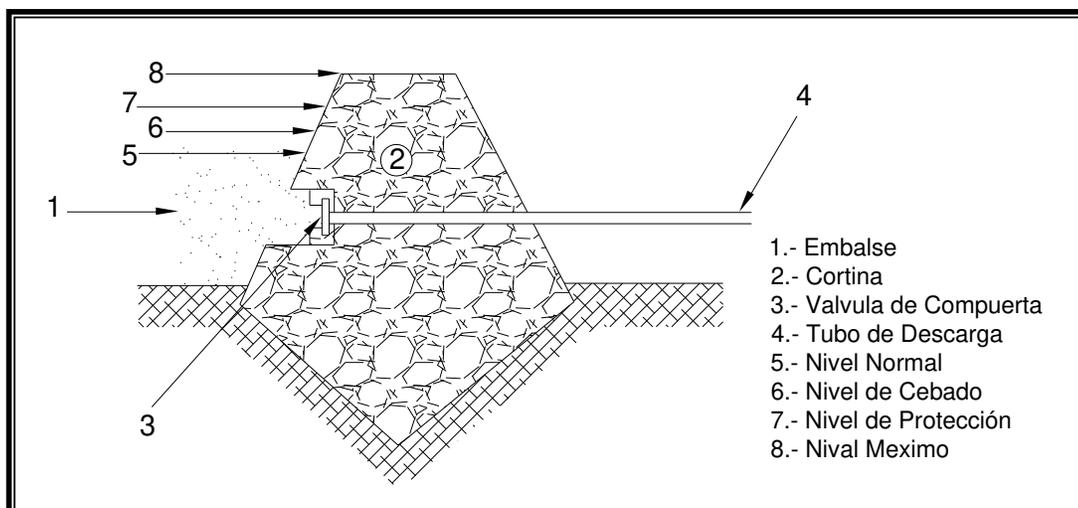


FIGURA 1.81 Sistema Hidráulico, Auxiliar para la Explicación del Funcionamiento del Apartarrayo.



La función del Apartarrayos no es eliminar las ondas de sobre tensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud de tal manera que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Las ondas que normalmente se presentan son de $1.5 * 40$ Microsegundos (onda americana y $1 * 40$ Microsegundos (onda europea). Esto quiere decir que alcanza su valor de frente en 1.5 a 1 Microsegundo (tiempo de frente de onda). La función del Apartarrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda).

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

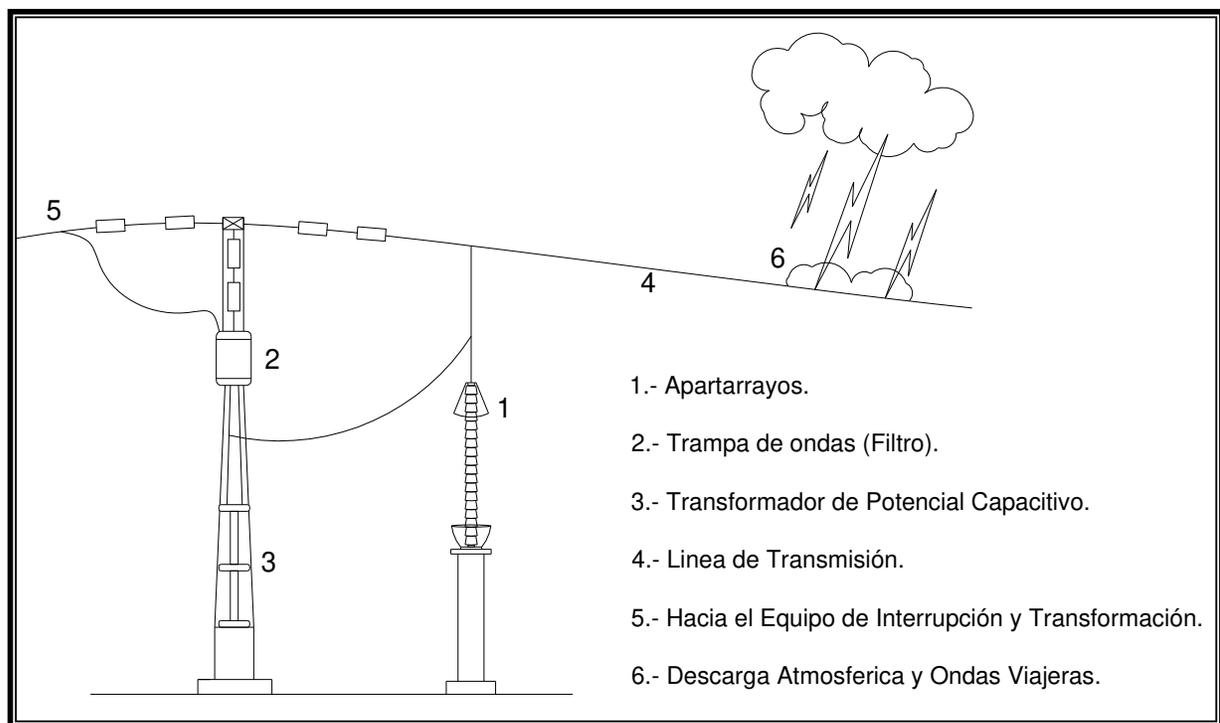


FIGURA 1.82 Descarga Atmosférica sobre una Línea de Transmisión.



Los Apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para la cual tiene un cierto radio de protección. Para dar mayor seguridad a las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en líneas de transmisión. La tensión a la que se opera un apartarrayos se le conoce como tensión de cebado de Apartarrayos.

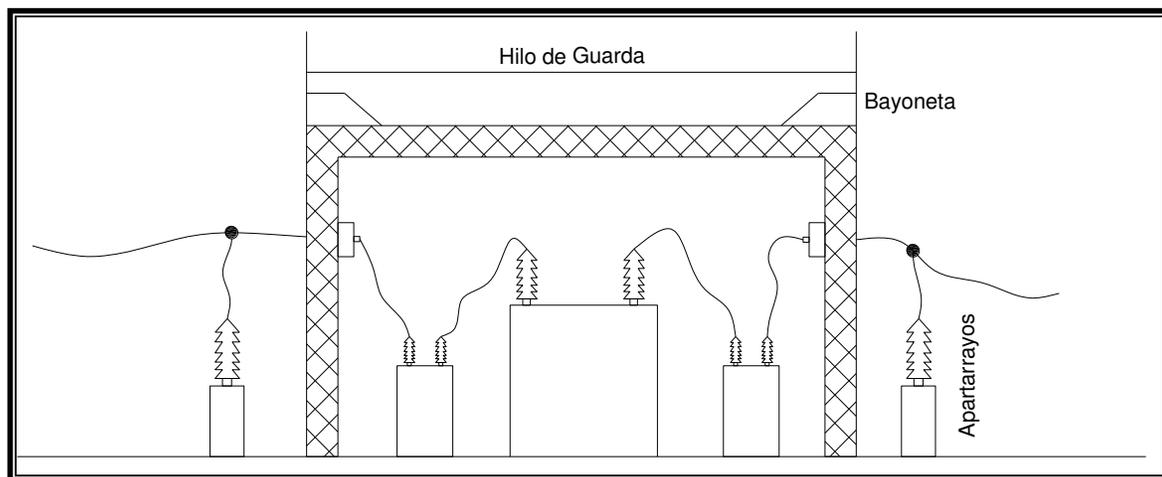


FIGURA 1.83 Subestación Protegida con Apartarrayo.

1.6.3 Especificaciones de Apartarrayos.

1.6.3.1 Definiciones.

Para los efectos de esta especificación se establecen las siguientes definiciones:

1.- Apartarrayos de Óxidos Metálicos.

Dispositivos de protección para limitar sobretensiones transitorias con resistores de característica no lineal de óxidos metálicos.



2.- Sobre tensiones.

Valores de tensión que pueden ser generados por descargas atmosféricas o por maniobras, fallas, rechazo de carga, etcétera o ambas, en sistemas de distribución, de potencia y en subestaciones.

3.- Tensión Máxima de Operación Continua.

Es la tensión máxima que soporta el Apartarrayos en forma continua.

1.6.3.2 Clasificación.

1.- Por su tipo de servicio.

Intemperie: es aquel que esta diseñado para trabajar en el exterior.

2.- Tipo Estación.

Para instalaciones en subestaciones.

3.- Tipo Intermedio.

Para instalaciones en puntos de transición de acometida aero-subterráneas.

4.- Por el Nivel de Contaminación en el Sitio de Instalación.

El valor de contaminación debe ser de acuerdo a la **Tabla** de los valores de las distancias específicas de fuga y nivel de contaminación. Los cuales son obtenidos por la norma IEC 815.



Nivel de Contaminación	Distancia Específica de Fuga (mm/kVf-f)	Concentración de Contaminación, método de niebla salina (kg/m ³)
Ligera	16	14
Media	20	40
Alta	25	112
Extra Alta	31	160

TABLA 1.22 Distancia Especifica de Fuga y Nivel de Contaminación.

1.6.3.2.1 Mencionando otra forma de Clasificar los Apartarrayos tenemos.

Autovalvulares: Son los que limitan la tensión a través de sus terminales durante el flujo de la corriente de descarga.

Expulsión: Consisten en una cámara de expulsión, en la cual de manera similar a la de un interruptor, queda aprisionando un arco que la quedar extinguido se expulsan los gases producidos por el.

1.6.3.2.2 Existe otra forma de clasificar a los Apartarrayos, que es.

Tipo Estación: Operan a tensiones de 3 a 249 KV y soportan corrientes de descarga del orden de los 1000.000 AMP.

Tipo Intermedios: Operan a tensiones de 3 a 120 KV y soportan corrientes de descarga del orden de los 65,000 AMP.

Tipo Distribución: Operan a tensiones de 1 a 30 KV, 3 a 18 KV y soportan corrientes de descarga del orden de los 65,000 AMP.



1.6.3.3 Condiciones de Diseño.

1.- Temperatura Ambiente.

Deben operar de -10 a + 40 °C.

2.- Altitud de Operación.

Deben operar hasta la altitud de 1800 msnm. Para altitudes mayores, se indica en las características particulares.

3.- Velocidad del Viento.

Deben soportar la velocidad del viento de 120 Km/h para valores diferentes, se indica en las características particulares.

4.- Diseño por Sismo.

Deben soportar la aceleración horizontal de 0.5 g, para valores diferentes. Se indica en las Características Particulares.

Los apartarrayos, permanentemente están conectados a las líneas y únicamente operan cuando la tensión del circuito alcanza un valor conveniente y superior, a la tensión de operación normal del sistema, de tal forma que se puede decir, que un apartarrayos actúa de manera similar a una válvula de seguridad.



1.6.3.4 Características Generales.

1.- Frecuencia.

Operación en el rango de 58 a 62 Hz en sistemas de CA.

2.- Corriente de Impulso de los Apartarrayos (8 x 20 μ s).

La corriente de impulso (8 x 20 μ s) para los Apartarrayos debe ser de 10 KA, para valores diferentes, se indica en las Características Particulares.

1.6.3.5 Características Eléctricas.

1.- Tensión Máxima de Descarga al Frente de Onda.

Valor máximo de tensión KV cresta obtenido con un impulso de una corriente de 10 KA en un tiempo de 0.5 μ s o la descarga al frente de onda, el que sea mayor, de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C62.11.

2.- Tensión Residual Máxima a la Descarga con Onda de 8 x 20 μ s.

Los Apartarrayos deben cumplir con una tensión residual máxima a la descarga (KV cresta), indicada en las **Tablas** anteriores correspondiente a las corrientes de: 3, 5, 10 y 20 KA.

3- Apartarrayos tipo Estación.

Las características eléctricas de los apartarrayos tipo estación se indican en la siguiente **Tabla**:

TABLA 1.23 Apararrayos Tipo Estación.

Tensión Nominal del Sistema f-f (KV)	Tensión Máxima del Diseño (KV rcm)	Tensión de Designación (KV rcm)	Tensión de Operación Continua que Soporta f-t (KV rcm)	Tensión Máxima de Descarga al Frente de la Onda (KV Cresta)	Tensión Máxima a Ondas de Maniobra		Tensión Máxima a Ondas de Maniobra				
					A de Prueba	(VK Cresta)	3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	40 KA
13.8	15.5	10 20	8 10	—	—	—	29	25 36	27 36	31 38	44
24	26.4	18 21 24	15 17 19	—	—	—	43 50 55	45 53 61	50 58 66	57 66 76	82
34.5	38	27 30	22 24	—	—	—	62 71	73 73	75 77	85 88	103
69	72.5	54 60	43 48	—	—	—	111 113	218 143	134 149	149 165	160 178
115	123	90 96 108	72 77 86	260 275 310	500 500 500	190 200 225	184 215 220	213 227 256	222 237 268	248 264 297	266 284 320





4.- Apartarrayos tipo Intermedio.

Las Características Eléctricas de los Apartarrayos tipo Intermedio se indican en la siguiente **Tabla**:

Tensión Nominal del Sistema f-f (KV)	Tensión Máxima del Diseño (KV rcm)	Tensión de Designación (KV rcm)	Tensión de Operación Continua f-t (KV rcm)	Tensiones Residual Máxima a la descarga (KV Cresta) con onda de 8x20 μ s y un impulso de corriente de			
				5 KA	10 KA	20 KA	40 KA
13.8	15.5	12	10	37	41	48	55
23	—	21	17	60	65	75	90
23	—	24	20	73	80	88	—
34.5	38	30	24	90	100	118	130
69	72.5	60	48	165	175	200	245
115	123	96	77	266	283	328	385

TABLA 1.24 Apartarrayos Tipo Intermedio.

5.- Tensión Máxima de Descarga por Onda de Maniobra.

Los Apartarrayos tipo estación e intermedio deben tener el nivel de protección por sobre tensiones transitorias de maniobra (KV cresta) indicado en las **Tablas** anteriores con ondas de corriente cuya cresta esté entre 45 y 60 μ s.

6.- Alta Corriente de Corta Duración.

Los Apartarrayos deben soportar sin daño descargas de corriente de 65 KA cresta, con forma de onda de 4x 10 μ s.



7. Baja Corriente de Larga Duración (Capacidad de Disipación).

Los Apartarrayos deben tener una capacidad de disipación de la energía de las sobre tensiones por maniobra de 4.3 KJ/KV, para sistemas de hasta 250 KV Y de 7.2 a 13.1 KJ/KV, para sistemas 400 KV basado en la tensión nominal del Apartarrayos. El valor requerido para 400 KV se debe indicar en las Características Particulares.

Los Apartarrayos tipo intermedio deben tener una capacidad de disipación de energía de las sobre tensiones por maniobra de 2.16 a 4.3 KJ/KV.

8.- Corriente Prueba de Ciclo de Trabajo.

Los Apartarrayos deben soportar sin daño la prueba de ciclo de trabajo con una corriente de impulso de $8 \times 20 \mu s$, con valor de creta tipo estación e intermedio de 10 KA.

9.- Capacidad de Alivio de Presión.

Los Apartarrayos tipo estación e intermedio deben estar equipados con dispositivos para alivio de presión que cumplan con lo indicado en la **Tabla** antes mencionada.

10.- Prueba de Impulso de la Porcelana.

El aislamiento de los Apartarrayos se debe probar de acuerdo a lo indicado e la norma ANSI C62.11.

11.- Capacidad de Alivio de Presión.

Los Apartarrayos tipo estación e intermedio deben estar equipados con dispositivos para alivio de presión que cumplan con lo indicado en la **Tabla** antes mencionada.



12.- Prueba de Impulso de la Porcelana.

El aislamiento de los Apartarrayos se debe probar de acuerdo a lo indicado e la norma ANSI C62.11.

13.- Potencial Aplicado a 60 Hz, en Seco y Húmedo de la Porcelana.

El aislamiento de los Apartarrayos se debe probar de acuerdo a lo indicado en la norma ANSI C62.11.

Tensión	Tensión de Diseño de la Cuchilla	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Rayo a 0 m.s.n.m.	Corriente Nominal	Corriente de Corta Duración	Valor Cresta
KV	KV	KV	A	KA	KA
69 KV	72,5 KV	350 KV	800 A	25 KA (1 seg.)	62.5 KA
			1250 A	31.5 KA (1 seg.)	78.75 KA
			1600 A		
69 KV	72,5 KV	450 KV	800 A	25 KA (1 seg.)	62.5 KA
			1250 A	31.5 KA (1 seg.)	78.75 KA
			1600 A		
115 KV	123 KV	550 KV	800 A	25 KA (1 seg.)	65 KA
			1250 A	31.5 KA (1 seg.)	81.9 KA
			1600 A		
115 KV	123 KV	650 KV	800 A	25 KA (1 seg.)	65 KA
			1250 A	31.5 KA (1 seg.)	81.9 KA
			1600 A		
138 KV	145 KV	650 KV	800 A	25 KA (1 seg.)	65 KA
			1250 A	31.5 KA (1 seg.)	81.9 KA
			1600 A		
138 KV	145 KV	650 KV	800 A	25 KA (1 seg.)	65 KA
			1250 A	31.5 KA (1 seg.)	81.9 KA
			1600 A		

TABLA 1.25 Características Eléctricas.



1.6.3.6 Características De Materiales Y Accesorios.

1.- Porcelana.

Toda la porcelana debe ser homogénea, libre de cavidades y aristas, burbujas de aire, manchas u otros defectos y no se aceptan porcelanas con reparaciones.

El acabado debe ser de color entre 5 gris y 31 arena.

2.- Recubrimientos Anticorrosivos.

Las partes de acero al carbón deben ser galvanizadas por inmersión en caliente, salvo que se utilice otro material resistente a la corrosión, el uso de este último queda sujeto a la aprobación previa por parte de comisión.

3.- Accesorios.

3.1 Base Aislante.

Cuando se indique en las características particulares los Apartarrayos se deben suministrar con base aislante para la instalación de contador de descargas.

3.2 Contador de Descargas.

Cuando se indique en las características particulares los Apartarrayos se deben suministrar con contador de descargas.

Los Apartarrayos tipo intermedio deben tener una capacidad de disipación de energía de las sobre tensiones por maniobra de 2.16 a 4.3 KJ/KV.



4.- Corriente Prueba de Ciclo de Trabajo.

Los Apartarrayos deben soportar sin daño la prueba de ciclo de trabajo con una corriente de impulso de $8 \times 20 \mu s$, con valor de cresta tipo estación e intermedio de 10 KA.

5.- Capacidad de Alivio de Presión.

Los Apartarrayos tipo estación e intermedio deben estar equipados con dispositivos para alivio de presión que cumplan con lo indicado.

Tipo de Apartarrayos	Corriente Simétrica De Presión	
	Alta (KV)	Baja (A)
Intermedio	16	600
Estación	65	600

TABLA 1.26 Capacidad de Alivio de Presión.

6.- Prueba de Impulso de la Porcelana.

El aislamiento de los Apartarrayos se debe probar de acuerdo a lo indicado en la norma ANSI C62.11.

7.- Potencial Aplicado a 60 Hz, en Seco y Húmedo de la Porcelana.

El aislamiento de los Apartarrayos se debe probar de acuerdo a lo indicado en la norma ANSI C62.11.



1.6.4 Montaje de Apartarrayos.

1.6.4.1 Documentes que aplican.

- * Especificación CFE VE000-13, CFE VEE000-14, CFE VE000-38.
- * Especificación de Construcción de SE'S (S.E-OE-III.5).
- * Instructivos y Diagramas Eléctricos del Fabricante.
- * Protocolo de Pruebas del Fabricante.
- * Lista de Embarque de Fabricante.
- * Certificados de Calidad del Equipo.
- * Registro de Montaje NB 8312-13.

1.6.4.2 Maniobra de Traslado del Equipo Menor al sitio de Montaje.

✚ Verificación Durante el Transporte.

- ❖ Los Apartarrayos pueden ser transportados por carretera, ferrocarril o vía marítima, para cada caso el fabricante debe prever lo necesario para que el equipo y accesorios no sufran daños externos e internos (como son soportes de madera, tornillos y/o flejes).

Normalmente los equipos se transportan dependiendo del tipo, capacidad y fabricante, pueden ser en posición vertical en vehículos especiales (cámara baja) y debidamente fijados de sus bases o en huacales de madera en posición horizontal.

- ❖ Cuando son aparatos menores de 230 KV pueden ser embalsados en una sola pieza o separados en módulos y de 400 KV normalmente vienen en módulos.



FIGURA 1.84 Maniobra de Transporte del Equipo.



Verificación a la llegada al sitio.

- * Al recibir el equipo revisar con la lista de embarque del embalaje que el equipo no se muestre golpeado, roto, o con fugas de aceite, en cuyo caso se deberá informar de algún daño que se presente al fabricante.

- * Es importante para iniciar cualquier maniobra de izaje y desembalaje, esto se lleve a cabo siguiendo puntualmente las instrucciones del fabricante.

- * Llevar a cabo una inspección física del equipo para detectar posibles daños en:

Porcelana, membranza, pantallas, terminales primarias y secundarias, así como pantallas deflectoras.



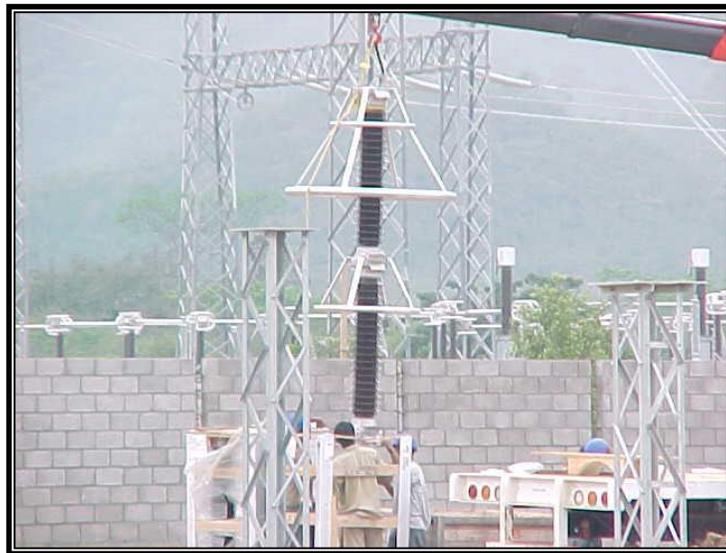


FIGURA 1.85 Verificación de la Llegada de los Apartarrayos.



Verificación de Montaje.

-  El montaje de los Apartarrayos deberá ser supervisado por el fabricante o personal calificado para tal fin, invariablemente se debe llevar a cabo siguiendo un programa de montaje y las instrucciones del fabricante.
-  Durante el montaje se deberá verificar lo siguiente:
 - * Verificar que las maniobras de izaje se lleven a cabo como lo indica el fabricante.
 - * Verificar el montaje, fijación del equipo tomando en cuenta la tabla de par e apriete para tornillos proporcionados por el fabricante.
 - * Al momento de anclar el equipo sobre la base se deberá verificar hagan contacto con el pedestal.
 - * Si el transformador tuviese barras de conmutación primaria asegúrese que estas estén debidamente conectadas.
 - * Inspección del par de apriete en las áreas atornilladas.
 - * Verificar que no existan fugas de aceite en la parte superior de la porcelana, en la base, alrededor del domo y sobre la cabeza del equipo y en las membranas.
 - * Verificar las conexiones primarias, secundarias y al sistema de tierras.



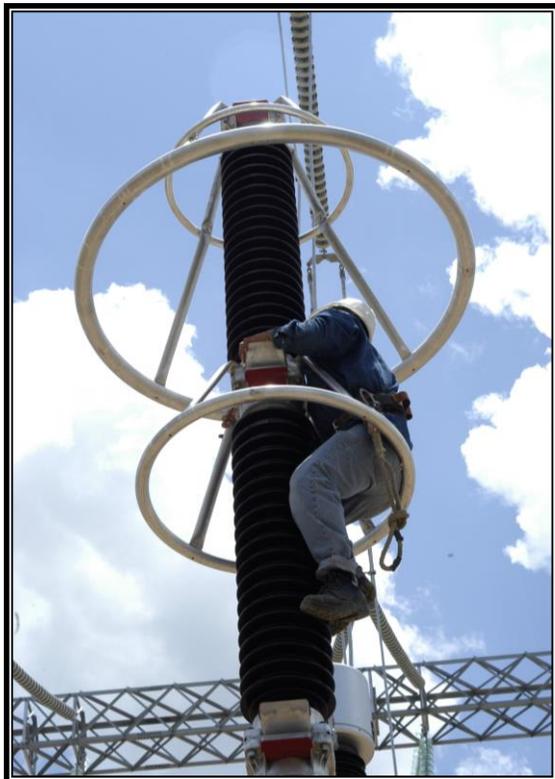
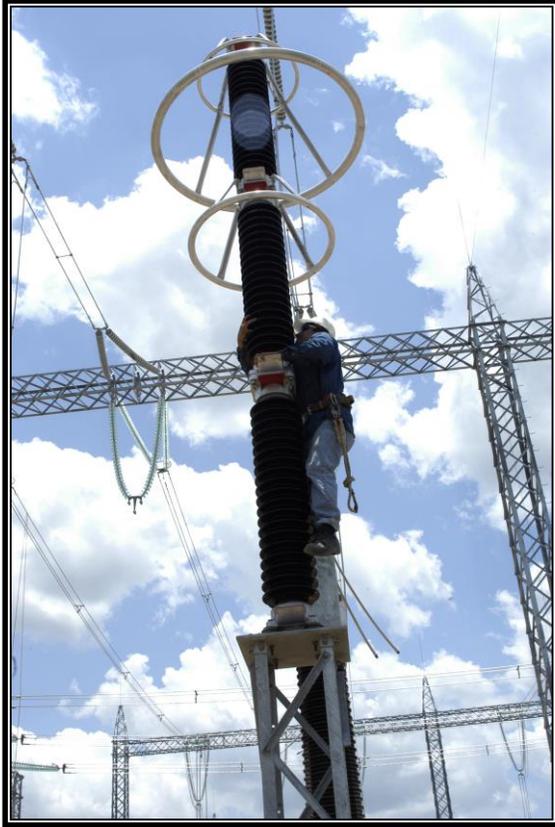




FIGURA 1.86 Proceso de Montaje y Conexión de Apartarrayos.



1.7 MANTENIMIENTO A EQUIPO PRIMARIO.

1.7.1 Concepto de Mantenimiento.

“Son las actividades necesarias que se le dan a un equipo para que este sea conservado o restaurado de manera que pueda permanecer de acuerdo con la condición especificada.”

1.7.2 Objetivo del Mantenimiento.

Los objetivos de la función del mantenimiento son los siguientes:

- ✚ Maximiza la disponibilidad de maquinaria y equipo para la producción.
- ✚ Preserva el valor de las instalaciones minimizando las fallas y el deterioro de los equipos.
- ✚ Consigue esta meta en la forma más económica posible a largo plazo.

1.7.3 Actividades Básicas del Mantenimiento.

- ✚ Selecciona y adiestra a personal calificado para que lleve acabo los distintos deberes y responsabilidades de la función proporcionando reemplazos de trabajadores calificados.
- ✚ Planea y programa en forma conveniente la labor de mantenimiento.
- ✚ Conserva, repara y revisa maquinaria y equipo, herramientas eléctricas, portátiles y equipo para el manejo de materiales, manteniendo todas las unidades respectivas en buen estado de funcionamiento.
- ✚ Instala, redistribuye o retira maquinaria y equipo, con miras a facilitar la Producción.



- ✿ Revisa las especificaciones estipuladas para la compra de nueva maquinaria, equipo y procesos, con objeto de asegurar que estén de acuerdo con las ordenanzas de mantenimiento.
- ✿ Prepara estadísticas para su incorporación a los procedimientos y normas de mantenimiento, tanto locales como de toda la corporación.
- ✿ Solicita herramientas, accesorios, piezas especiales de repuesto para equipos necesarios para efectuar con éxito la función de mantenimiento.
- ✿ Prepara solicitudes de piezas de reserva para equipos, revisa las listas de esta clase de artículos según sea necesario y controla el programa de conservación de partes de repuesto y material de mantenimiento.
- ✿ Se cerciora de que los inventarios de piezas de reserva, accesorios de mantenimiento y partes de repuesto especiales sean conservadas en un nivel óptimo.

1.7.4 División del Mantenimiento.

1.7.4.1 Mantenimiento Preventivo.

El mantenimiento preventivo lo podemos definir como la actividad humana desarrollada en máquinas, instalaciones o edificios, con el fin de asegurar que la calidad de servicio que estos nos proporcionan, permanezca dentro de los límites presupuestados. Estos trabajos generalmente se toman de las instrucciones que nos proporcionan los fabricantes al respecto y los puntos de vista quedan los técnicos en cada especialidad al visitar cada nueva instalación y corroborar el ambiente circundante y las condiciones que guarda el lugar o artefacto. La existencia de diferentes condiciones, equipos, instalaciones, etc. han determinado a través del tiempo la necesidad de diferentes prioridades y técnicas para que apliquemos al mantenimiento preventivo.



1.7.4.2 Mantenimiento Predictivo.

El mantenimiento predictivo, también se conoce como mantenimiento basado en la condición, consiste básicamente en monitorear la condición del equipo mientras trabaja y evalúa las necesidades reales de mantenimiento, considerando solo las partes que fallan y postergando el mantenimiento mayor, tanto como sea posible, siempre y cuando el análisis y diagnóstico del equipo nos indique que puede seguir operando dentro de rangos de eficiencia adecuados, el mantenimiento predictivo se puede definir como una herramienta de planeación de mantenimiento usada para determinar la necesidad de acciones correctivas de mantenimiento. Los datos obtenidos en un programa de mantenimiento predictivo, proporcionan información para aumentar capacidad de Producción, calidad del producto y efectividad de la planta. Algunas herramientas usadas en mantenimiento predictivo son: análisis de aceite, termografía, monitoreo de vibración, análisis de gas, parámetros de proceso, monitoreos ultrasónicos, inspecciones visuales y mediciones eléctricas.

Una de las mayores fallas en equipos son causadas por falla de aislamiento. El aislamiento es afectado por envejecimiento, humedad, polvo, condiciones ambientales, parámetros operacionales y prácticas de mantenimiento o limpieza. Las paradas inesperadas de equipos eléctricos debido a las fallas en aislamiento, no solo afectan la producción si no que también ocasionan daños potenciales a equipos, riesgo al personal y mayores tiempos de reparación entre otros.

Un buen programa de mantenimiento debe implementar un mantenimiento predictivo eficiente para los equipos de planta, que redundara en beneficios económicos y calidad de prestación (por disminución de los gastos de mantenimiento y lucro cesante por roturas imprevistas de los equipos), basado fundamentalmente en la intervención de un equipo cuando es absolutamente necesario.



1.7.4.3 Mantenimiento Correctivo.

En el mantenimiento correctivo debemos sustituir partes de un equipo una vez que en este se ha presentado una falla y por lo tanto se debe reparar; siempre ocurre de urgencia o emergencia y muchas veces no contamos ni con el personal, equipo, herramientas, refacciones, etc. Para llevar a cabo la reparación inmediatamente.

1.7.5 Mantenimiento a Transformadores.

El transformador es el equipo eléctrico con el cuál el usuario comete mayores abusos, lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y se le dedica un período de mantenimiento, este por lo general es pobre.

Por supuesto que estos abusos se cometen a título de que el transformador es un aparato estático y que construido correctamente, sus posibilidades de fallas son nulas. Sin embargo, tales abusos se reflejan en una disminución considerada de la vida útil del aparato.

En este tema revisaremos los tipos de fallas más comunes, su manifestación general, y la secuela de operaciones que permiten al hombre de mantenimiento el evitar o detectar las fallas.

1.7.5.1 Desarrollo.

- * Se deberá contar con el permiso de trabajo debidamente autorizado y la libranza correspondiente.
- * Certificar el correcto acordonamiento y señalización del área de trabajo.
- * Enseguida se identifica plenamente el equipo, sus dispositivos auxiliares y su relación con otros equipos.



- * El personal de operación libera carga y desenergiza el transformador de acuerdo con *el protocolo de libranza*, donde se especifica la posición y condición en que quedara cada uno de los interruptores y/o seccionadores, de acuerdo el diagrama unifilar que debe llevar anexo.
- * Se extraen de su cubículo los interruptores previa apertura de sus circuitos de control respectivos, en caso de seccionadores, deben quedar abiertas y sin fusibles, se colocan portacandados, candados y tarjetas preventivas.
- * Verificamos ausencia de voltaje en el lado primario y secundario con la pértiga de faseo, previamente revisamos el equipo.
- * Descargamos y aterrizamos las terminales.
- * Desenergizamos la alimentación a circuitos auxiliares del transformador.
- * Abrimos el interruptor de control.
- * También debemos abrir el interruptor de fuerza de los ventiladores.

1.7.5.2 Mantenimiento.

- * Retirar tapas de caja de conexiones del lado de alta y baja.
- * Verificar estado de boquillas, encintado de conexiones.
- * Marcar debidamente las terminales del lado de alta y baja.
- * Desconectar cables del primario y secundario.
- * Limpieza de conexiones del primario, secundario y tierra.
- * Limpieza e inspección de bushings.
- * Inspección de abrazaderas y empaques de bushings.
- * Inspección de empaques en tapa y registros.
- * Inspección de cambiador de tap's y sus empaques.
- * Verificar fugas de aceite y daños en los radiadores.
- * Verificar equipo inerte y corregir fugas.
- * Verificar indicador del nivel de líquido.
- * Verificar indicador de temperatura.
- * Verificar aparato relevador de presión.



- * Verificar apartarrayos.
- * Verificar equipo Buchholz.
- * Verificar estado y operación eléctrica de ventiladores.
- * Verificar calibración de relevadores de protección.
- * Verificar resistencia del tanque a tierra.
- * Verificar resistencia óhmica de aterrizamiento al neutro del transformador.
- * Conectar las terminales del primario y secundario.
- * Encintar si se requiere.
- * Realizar mantenimiento a tableros de circuitos auxiliares.
- * Revisar los arrancadores de los ventiladores.
- * Limpiar y reapretar las tablillas de conexiones.
- * Prueba de disparos por protecciones eléctricas del transformador.
- * Revisión de válvulas de bloqueo en transformadores con radiadores desmontables.
- * Retirar las conexiones provisionales de tierra.
- * Colocar las tapas de cajas de conexiones.

1.7.5.3 Tipos de Fallas.

Las fallas en el transformador, pueden ser clasificado como:

- a) Fallas en el aceite aislante y equipo auxiliar
- b) Fallas en el devanado.

Fallas en el aceite: El aceite aislante se deteriora por la acción de la humedad, del oxígeno, por la presencia de catalizadores (cobre) y por temperatura.

La combinación de estos elementos, efectúan una acción química en el aceite que da como resultado, entre otros, la generación de ácido que atacan intensamente a los aislamientos y las partes mecánicas del transformador. De esta acción química



resultan los lodos que en el transformador y que impiden la correcta disipación del calor, acelerado por lo tanto el envejecimiento de los aislamientos y su destrucción.

La humedad presente en el aceite, se puede originar por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo, por fallas en sus juntas y fugas en general.

También se genera por descomposición propia del aceite y de los aislamientos.

El contenido de agua en el aceite, se define en partes por millón. 1,000 partes por millón

(ppm) = 1% humedad.

Se dice que el aceite está en equilibrio cuando su contenido de humedad es igual a 40 ppm. Bajo ésta condición, ni el aceite cede su humedad a los aislamientos, ni estos ceden al aceite.

Al romperse la condición de equilibrio, es decir, aumentarse el valor del contenido de humedad en el aceite, se obtienen los siguientes resultados:

1. El aceite cede su humedad a los aislamientos, lo cual da por resultado que se incrementen su valor de factor de potencia y sus pérdidas, lo que se traduce en envejecimiento y destrucción.
2. El incremento de humedad del aceite, da por resultado una disminución en su valor de voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica.

Con valores de contenido de agua de 60 ppm, el valor de rigidez dieléctrica se disminuye en un 13%.

El aceite se satura, cuando su contenido de humedad es de 100 ppm (0.1%). Bajo esta situación, cualquier adición en humedad será absorbida por los materiales fibrosos del transformador, como son: cartones, papeles aislantes y maderas.



De lo antes expuesto, concluimos que la inspección de un aceite aislante debe abarcar al menos:

- Contenido de Humedad.
- Acidez.
- Rigidez Dieléctrica.
- Presencia de lodos.

Un aceite muy contaminado es aquel que presenta los siguientes valores:

Contenido de humedad igualo mayor que 80 ppm.

Acidez igualo mayor que 0.2 mg. del número de neutralización de la potasa cáustica.

Rigidez dieléctrica, menor o igual a 22 KV.

Se reporta la presencia de lodos.

Bajo tal condición de contaminación, es recomendable sustituir el aceite, para lo cual se debe disponer de lo siguiente:

- a) Sacar la parte viva.
- b) Desechar el aceite.
- c) Limpiar tanque, en su interior.
- d) Limpiar parte viva y secarla.
- e) Sellar y llenar al vacío con aceite nuevo.

Los aisladores o bushings deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reponerse.



El tanque debe estar limpio, sus juntas no deben representar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier fuga.

A este particular, conviene hacer notar que en el caso de fuga y debido a que en el interior del tanque se tiende hacia una presión negativa, la humedad y el aceite serán atraídos al interior del transformador.

Se debe revisar que no existan rastros de carbón en el interior del tanque y que tampoco presente señales de "abombamiento". Si notamos rastros de carbón, o señales de "abombamiento", debemos desconectar el transformador y tratar de determinar las causas que lo hayan generado.

1.7.5.3.1 Fallas en los Devanados.

Este tipo de fallas pueden ser ocasionadas por:

- Falsos contactos.
- Corto circuito externo.
- Corto circuito entre espiras.
- Sobretensiones por descarga atmosféricas.
- Sobretensiones por transitorios.

1.7.5.3.2 Falsos Contactos.

De no detectarse a tiempo, este tipo de fallas deteriora el aislamiento y contamina el aceite produciendo gasificación, carbono y "abombamiento" del transformador.

Esta falla se manifiesta por presencia de carbón en las terminales o por terminales carcomidas o de una coloración intensa en aislamientos y conductor.



Como los falsos se originan por terminales sueltas, es recomendable apretar periódicamente las terminales externas o internas del transformador.

Corto Circuito Externo: Esta falla, como su nombre lo indica, es producida por un corto externo al transformador. El daño que produzca el transformador dependerá de su intensidad y del tiempo de duración.

La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que distorsionan los devanados y hasta los ponen fuera de su lugar. Si el corto es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación del aceite, sobrepresión, arqueos y "abombamiento" del tanque.

Después de una falla de este tipo y antes de poner en servicio el transformador, se debe tener la certeza de que ha eliminado el corto y revisar exhaustivamente el transformador para determinar si está o no el daño.

Corto Circuito Entre Espiras: Este factor de fallas, son el resultado de aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, por sobrecalentamientos continuados, por exceso de voltaje, etc.

Estas fallas tardan tiempo en poner fuera de servicio el transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. Su ionización degrada el aceite y debe haber rastros de carbón en el tanque y posiblemente "abombamientos".

Sobretensiones por Descargas Atmosféricas: Para prevenir, en lo que cabe, este tipo de falla se recomienda el uso de apartarrayos lo más cerca del transformador.

Si la subestación es convencional y de instalación exterior, se disminuye la incidencia de descargas atmosféricas con el uso de hilo de guarda.



Sobretensiones por Transitorios: Este tipo de sobretensiones son producidos por falsas operaciones de switcheo, por puesta de servicio y desconexión de bancos de capacitores, etc. Los sobrevoltajes que se producen son del orden de hasta dos veces el voltaje de operación, su resultado de daño es a largo plazo y se define en algunas ocasiones como corto circuito entre espiras. Si ya el aislamiento estaba deteriorado, se manifiesta la falla como por un "disparo de bala expansiva". La ionización generada contamina el aceite, lo gasifica y se observa un "abombamiento" en el tanque.

Podemos determinar que salvo en el caso de sobretensiones ocasionadas por rayos, todas las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento de nuestro transformador y sí la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo. Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo.

Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo cada seis meses, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que este será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre uno y otro, y el éxito del mismo dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados.

Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento preventivo, basada en una periodicidad adecuada y del análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que nuestro transformador obtenga su vida útil, y a prevenir fallas de éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.



Regeneración de Aceite de Transformadores.

Dentro de la secuela de operaciones de mantenimiento preventivo a seguir con nuestro equipo de transformación, reviste capital importancia el definir si el aceite está o no en buenas condiciones para cumplir o seguir cumpliendo con su cometido de dieléctrico y medio regenerante.

A continuación y como una pequeña contribución al Ingeniero de mantenimiento, damos conocer una secuela para el muestreo del aceite, valores característicos del mismo y como lograr su regeneración.

Operación de Muestreo y Características Principales de un buen Aceite.

1. Utilizar un recipiente ya sea de vidrio o de metal a fin de recibir el aceite de muestra.
2. Límpiase el recipiente con tetracloruro de carbono y séquese de preferencia en horno a temperatura de 105 °C, y por una hora, a fin de eliminar toda humedad existente.

En la limpieza del recipiente no se debe utilizar borra o material similar, ya que de estos se pueden desprender partículas que queden adheridas a la pared del recipiente y contaminen la muestra.

3. Antes de proceder a tomar la muestra se deben verificar las siguientes condiciones:
 - a) Que la temperatura del aceite sea superior a la temperatura del medio ambiente, pues el aceite frío puede condensar humedad de una atmósfera húmeda y afectar seriamente sus propiedades aislantes.
 - b) De preferencia la humedad relativa del ambiente no debe exceder de 75% y nunca debe tomar una muestra bajo la lluvia.



4. Abrase la válvula de muestreo, dejando escurrir una cantidad adecuada, a fin de que se limpie la válvula de cualquier impureza que haya adquirido con el tiempo.

Esta válvula está situada en la parte inferior del tanque del transformador, pues es de ahí donde se encuentra el aceite más contaminado.

5. La cantidad a muestrear debe ser de 2 litros, ya que se debe contar con una cantidad suficiente para efectuar pruebas de rigidez dieléctrica, físicas y químicas.
6. Selle perfectamente el recipiente a fin de impedir su contaminación antes de efectuar las pruebas.

Características principales de un buen aceite:

- 1) Acidez 0.04 mg KOH/g de valor máximo.
- 2) Tensión interfacial 36 dinas/cm de valor mínimo.
- 3) Rigidez dieléctrica 26 KV de valor mínimo.
- 4) Factor de potencia a 25 °C, 0.1% de valor máximo.
- 5) Contenido de humedad 40 ppm. de valor máximo.

En aceites con valores diferentes a los arriba expuestos, se recomienda su regeneración.

El proceso de regeneración de un aceite hay que efectuarlo en varios pasos de filtrado, centrifugado y desgasificado y todo ello bajo un precalentamiento del aceite.



La operación anterior se hace con un moderno equipo de tratamiento de aceite, el cual se encuentra instalado en una sola unidad. Sin embargo, y por su alto costo; la dificultad de transporte, etc., lo más seguro es que nos veamos obligados a realizar la regeneración como un filtro prensa, y este da buen resultado si se sigue las siguientes instrucciones:

- 1) La carga del papel filtro por utilizar, debe ser previamente secado en horno a temperatura de 105 °C, y por un periodo de 8 horas, a fin de eliminar la humedad del papel y asegurar un secado efectivo del aceite.
- 2) El proceso de filtrado consistirá en pasar por el filtro prensa 3 veces, la cantidad total del aceite del transformador. Efectuado lo anterior, tomaremos una muestra de aceite y lo analizaremos si las condiciones del aceite no son adecuadas, repetiremos el proceso, pero teniendo el cuidado de reponer la carga del papel filtro y así proseguiremos con nuestro proceso hasta obtener la regeneración del aceite.
- 3) En ningún caso es recomendable hacer este proceso de filtrado estando energizado el transformador.
- 4) Si el transformador cuenta con un bucholz, recuerde que se debe purgar antes de ponerse en servicio.

Preservación del Aceite.

Durante la vida del transformador el aceite se oxida, atacando la celulosa de los aislamientos. Por ello es necesario evitar al máximo el contacto físico, valga la expresión, entre el aceite del transformador y el aire que lo rodea.

A continuación describimos los métodos más usuales de preservación del aceite:



Cámara Sellada.

Este es el método más usual y económico, es conocido por todos nosotros y consiste simplemente en sellar herméticamente nuestro tanque, de tal forma que el aire que ocupa la cámara de expansión quede aislado del exterior y por lo tanto no remueve su oxígeno y no admita humedad del exterior.

En este método, se provee un alivio de presión y otro de vacío para impedir que la presión interior alcance valores peligrosos para el tanque. En casos de presiones superiores a 8 libras/pulgadas e inferiores a 0.5 Libra/Pulgada, los reguladores permiten la expulsión o admisión del aire pero esto ocurre raramente si la cámara se diseña para que solo en circunstancias extraordinarias produzcan esas presiones limite.

Cámara de Nitrógeno.

Este sistema consiste en sustituir el aire de la cámara por el nitrógeno, con lo cuál se evita totalmente el contacto entre aceite y aire y se evita la oxidación y la presencia de humedad.

Para asegurar la presencia de nitrógeno en la cámara, se contará con recipientes conteniendo dicho gas, situados a un costado del tanque y conectados a este a través de válvulas reguladoras.

**Recomendaciones.**

- ✦ Mensualmente debe revisarse la saturación de la sílica gel cuidando que cuando $\frac{3}{4}$ del material del cilindro esté saturado (color rosa) sea cambiado por otro seco (color azul).
- ✦ Trimestralmente revisar la válvula de alivio de presión de que se encuentre libre de obstrucciones.
- ✦ Anualmente debe verificarse la operación del indicador de nivel que tiene por objeto principal mandar una señal en caso del descenso del nivel de aceite en el conservador para evitar trastornos serios.
- ✦ Con el objeto de tener un control del estado del equipo por su importancia, se recomienda efectuar la inspección y pruebas a transformadores en su periodo programado.
- ✦ Cada 3 años se debe verificar la operación correcta de los termómetros ya que en los transformadores lo más importante es la temperatura del aceite y de los devanados.
- ✦ Cada 5 años se debe efectuar las siguientes pruebas eléctricas:
 - Contenido de agua en el aceite.
 - Curva de absorción.
 - Cromatografía de gases.
 - Análisis químico.

Nota: Las pruebas al aceite se realizarán de acuerdo con el equipo que se encuentra en el laboratorio de pruebas.

- ✦ Cuando se decida cambiar el aceite, este no deberá tirarse irresponsablemente en algún lugar, deberá ser reciclado como aceite recuperado en el área de efluentes o donde la S.I.T.S.I.P.A. lo indique.



- ✦ Elaborar un programa para la sustitución de transformadores con contenidos, previo análisis económico, siguiendo las disposiciones ecológicas y de las compañías aseguradoras.

Mantenimiento a Interruptores.

Todos los equipos de interrupción requieren de un mantenimiento para asegurar que su operación se sostenga a nivel muy cercano del original, y que funcionará de manera efectiva y confiable cuando sea necesario.

La circunstancia de que un equipo de interrupción (EQI), permanezca estático durante gran parte de su vida, constituye la mayor razón para llevar a cabo un mantenimiento planeado y regular con el fin de detectar cualquier falla incipiente.

El interruptor al vacío y en SF₆ tiene un uso creciente, en sustitución de los EQI en aire y en aceite, pero la pretensión de que estas tecnologías estén "libres de mantenimiento", puede ser engañosa. Si bien, sus elementos de interrupción de corriente ofrecen un lapso prolongado de mantenimiento, los mecanismos de operación requieren de un mantenimiento regular, los aisladores y boquillas deben limpiarse e inspeccionarse; y los demás componentes verificarse periódicamente.

Los procedimientos varían de acuerdo con el tipo de EQI y, por lo general, los sugieren en sus manuales los fabricantes. Sin embargo, las recomendaciones varían de modo considerable; algunos hacen más hincapié el periodo entre mantenimiento, en tanto que otros insisten en el número de maniobras.



Inspección y Verificación de la Operación.

La inspección consiste en revisar si al equipo le falta limpieza y detectar cualquier señal de condición anormal, esto se hace sin desmantelar. Las verificaciones operacionales se llevan a cabo para comprobar la operación correcta, así como indicios de anomalías. Las recomendaciones pertinentes a la frecuencia de esta actividad varían de un fabricante a otro.

Servicio.

El servicio implica ciertas labores como la limpieza, ajuste y lubricación, y se llevan a cabo en el equipo sin desmantelar; además, se realizan las verificaciones operacionales. En este caso, el mecanismo de operación es el candidato principal.

También en este caso, varían las recomendaciones relativas a la frecuencia, pero cada cinco o seis años es una práctica característica.

Revisión y Mantenimiento.

La revisión interna es una inspección detallada que incluye un desmantelamiento parcial, mediciones y pruebas no destructivas para determinar la condición del equipo. La reparación es un trabajo que abarca el reemplazo de las partes desgastadas de baja calidad, para que el equipo quede en condición aceptable. Algunos fabricantes sostienen que estas actividades no son necesarias; mientras que otros sugieren que se realicen ciertos trabajos entre cinco y diez años.



Precauciones.

Antes de efectuar cualquier servicio de mantenimiento, es esencial que se tomen las medidas de seguridad especificadas por el fabricante. Algunas normas especifican que el equipo debe aislarse, probar la ausencia de potencial cuando sea posible, e inmediatamente conectarse a tierra.

Las maniobras apropiadas incluyen la apertura del interruptor (desconexión) y asegurar que los resortes de cierre estén descargados. Los interruptores móviles deben retirarse de su compartimiento, los fijos para los circuitos de MV y auxiliares desenergizados, con terminales de MV en el lado fuente y carga, aterrizados visiblemente.

Una vez más, las instrucciones de mantenimiento de parte del fabricante deben incluir recomendaciones de precauciones apropiadas, las cuales deben seguirse siempre al pie de la letra.

1.7.6.3 Programa de Mantenimiento.

1.7.6.3.1 Mecanismo de Operación.

Debe de investigarse la presencia de polvo en los componentes internos; resortes deformados y oxidados, anillo o retención, abrazaderas, tuercas o pernos flojos o desplazados, cables y ajustadores desprendidos. La limpieza que se haga debe realizarse con un cepillo o con un trapo seco y corregir cualquier defecto que se descubra.



Sección DE MV.

Debe inspeccionarse la presencia de polvo o basura depositada en las partes aislantes; anillos de retención, abrazaderas, tornillos o tuercas sueltos o desplazados; partes aislantes deformadas o agrietadas; contactos aislantes oxidados en los interruptores móviles; evidencia de sobrecalentamiento o de tornillos flojos en las terminales de interruptores fijos/verticales.

Debe cambiarse el aislamiento deformado o agrietado. Los contactos o terminales oxidados, que muestran pruebas manifiestas de sobrecalentamiento, deben limpiarse con un trapo empapado de un solvente adecuado, lubricarse y cubrirse con una gasa neutra. Los tornillos y tuercas sueltos deben apretarse.

Contactos de Aislamientos a Tierra.

Debe investigarse la presencia de oxidación y de terminales flojos en los interruptores fijos/verticales. Si es necesario, se limpian con un trapo empapado de un solvente apropiado, se aprietan las conexiones y se aplica una grasa neutra.

1.7.6.3.2 Dispositivo de Operación y Señalización.

Deben efectuarse varias operaciones de cierre y apertura para cerciorarse que tanto los mecanismos como las indicaciones respectivas funcionen correctamente. Tratándose de mecanismos accionados por motor, el motor debe recargar los resortes después de cada operación de cierre. Deben también cambiarse los elementos dañados o defectuosos.



1.7.6.3.3 Presión del Gas SF₆ en Cada Polo.

Debe asegurarse que todas las partes del interruptor estén a la temperatura ambiente.

Cuando se tenga un manómetro, la presión puede leerse directamente, hay que quitar el tapón de la válvula de gas y medir la presión utilizando el manómetro apropiado; si la presión es inferior al límite establecido por el fabricante, se debe restaurar a su valor normal, utilizando un cilindro equipado con un reductor de presión: verificar la presión y el dispositivo de control. Un polo descargado (presión cero) no debe recargarse, sino devolver al fabricante para su reparación.

Contactos de Arqueo.

Para verificar el desgaste de los contactos: se descargan los resortes de cierre y se desconecta la varilla de operación; luego se acciona manualmente el mecanismo del contacto móvil y se usa un dispositivo de continuidad para indicar el momento en que éstos se cierran.

Se comprueba que la posición esté dentro de los límites especificados por el fabricante. Si los valores medidos están fuera de la tolerancia, todos los polos deben repararse por el fabricante o por un técnico calificado.

Se recomienda que se lleven a cabo, de vez en cuando, verificaciones visuales en el exterior del interruptor, para cerciorarse de que no esté indebidamente sucio y de que no haya surtido deterioro alguno. Cuando un interruptor se usa solo ocasionalmente, y permanece abierto o cerrado durante periodos prolongados, debe activarse cada cierto tiempo para que el mecanismo de operación se mantenga funcionando correctamente.



Además de la inspección anual y de las verificaciones operacionales, se recomienda lo siguiente:

- ✿ Cada tres años: Medir la resistencia de aislamiento entre fases, de fase a tierra y en los contactos auxiliares y de tierra.
- ✿ Cada cinco años ó 5,000 operaciones: Efectuar un servicio de mantenimiento del mecanismo de operación, de acuerdo con el manual del fabricante.
- ✿ Cada cinco años ó 10,000 operaciones: Realizar el mantenimiento mayor conforme a las instrucciones del fabricante.

Cuando el interruptor se expone a medios polvosos o contaminados, debe practicarse una inspección y una lubricación general cada seis meses, en tanto que el mantenimiento del mecanismo de operación y/o la revisión debe hacerse cada tres años.

El mantenimiento preventivo se lleva a cabo de manera planeada para asegurar la disponibilidad del equipo. Construye un elemento de una cadena de factores interrelacionados, como son: el esfuerzo, edad, calidad, dimensiones, etc., y por el otro lado de la instalación, operación y reparación; es un factor que influye en el costo total del ciclo de vida de un sistema.



Habitualmente se han aplicado programas basados en el tiempo de servicio y/o en el número de ciclos de cierre y de apertura que se efectúen. No obstante, hay un interés creciente en un mantenimiento que se basa en el monitoreo de la condición mediante el uso de un equipo de medición avanzado.

Sin embargo, los procedimientos de mantenimiento deben ser adaptados por el usuario, de modo que aplique sus propias estrategias y experiencias de mantenimiento.

1.7.6.4 Programas de Mantenimiento.

Un programa de mantenimiento adecuado que se lleva a cabo durante los 30 años de la vida normal del interruptor, sería como sigue.

- ✿ Anualmente.

Una inspección menor y limpieza (con el interruptor en servicio): inspección visual de la condición exterior y de los aisladores de porcelana; comprobación de la presión del gas SF₆, del nivel de aceite en el amortiguador y de la operación de los calefactores contra la condensación. Determinación del número de ciclos y de operaciones realizadas y desconexión de fallas. Normalmente, cualquier desviación de la condición esperada, implica una labor que puede ejecutar el personal.



- ✿ Cada 4 ó 6 años.

Inspección (con el interruptor fuera de servicio); además de la inspección menor deben efectuarse: una prueba al interruptor; la limpieza del mecanismo de operación de los resortes, comprobar la retención de los pernos, el funcionamiento del medidor de densidad del gas y alarmas. La condición de los contactos de arqueo debe evaluarse a partir de los datos de operación disponibles, y así esta información es inadecuada o indica un desgaste insatisfactorio del contacto, deben practicarse mediciones de la carrera del mecanismo de operación.

- ✿ Cada 8 ó 12 años o cada 2,500 ciclos de operación.

Una inspección mayor se procede como el párrafo anterior pero, además, deben comprobarse: el ajuste y los tiempos de cierre y apertura; la operación de las bobinas de disparo y cierre; la resistencia óhmica de los contactos; análisis de humedad y efectuar una evaluación exterior de la condición del contacto de arqueo. Asimismo, deben revisarse los parámetros adicionales, por ejemplo, la curva de tiempo de recorrido, el punto de partida del amortiguador y el deslizamiento del volante. Deben verificarse y limpiarse también el aislador y los soportes, así como las conexiones críticas atornilladas.

- ✿ Cada 15 ó 20 años o cada 5,000 ciclos de operación.

Mantenimiento mayor: la necesidad de practicar éste, se decidirá a partir de los criterios de inspección y puede hacerlo personal capacitado o el fabricante. Las maniobras incluyen: una reparación general de los contactos, de la unidad de extinción del arco y una revisión completa del mecanismo de operación.



En la práctica, muchos usuarios efectuarán el mantenimiento más a menudo de lo que se detalla previamente.

Si el interruptor se somete a condiciones extremas de corrosión o de contaminación, resulta esencial realizar con más frecuencia el mantenimiento.

Monitoreo del Estado del Equipo.

Una alternativa a los procedimientos antes reseñados, consiste en monitorear la condición real del interruptor mediante la aplicación de técnicas modernas de monitoreo del estado del equipo.

Algunos de estos procedimientos pueden llevarse a cabo en forma continua, con el interruptor energizado, por ejemplo, el monitoreo de la densidad del gas, de la carrera y del número de operaciones. Otros pueden efectuarse periódicamente, por ejemplo, verificar la calidad del gas con respecto al aire, la humedad y la acidez explorar los rayos infrarrojos la trayectoria de la corriente para buscar puntos caliente y hacer una evaluación acústica o ultrasónica de partes y partículas sueltas.

Otras medidas que pueden hacerse periódicamente, con el interruptor fuera de servicio, incluye: la medida de los tiempos de operación, la resistencia óhmica y la erosión de los contactos de arqueo, una prueba de descarga parcial y la medida de la curva de tiempo y recorrido de los contactos y las partes móviles.



1.7.6.5 Disparo Real o Virtual a los Interruptores.

Como se mencionó anteriormente, el interruptor constituye un componente importante del sistema de protección ya que de nada sirve que los transformadores de protección y los reveladores cumplan adecuadamente su función, si el interruptor o interruptores no libran la falla. Cabe señalar que la vida útil de los interruptores, depende del número de operaciones, por lo que desde el punto de vista práctico (para no fatigar el interruptor), no es conveniente hacer pruebas de disparo reales con todas las protecciones que forman parte del sistema eléctrico de potencia (a pesar que desde el punto de vista de protección, conviene probar con todos los relevadores), sino que para estos casos se sugiere hacer pruebas de disparo reales exclusivamente para un solo relevador y para los otros relevadores, las pruebas de disparo deben ser virtuales. Para el caso de los interruptores que tienen dos bobinas de disparo, una para la protección primaria y otra para la de respaldo, se sugiere realizar dos pruebas de disparo reales, para verificar el funcionamiento del sistema de protección con ambas bobinas. El criterio de dos disparos se sugiere adoptar para el caso de bancos de transformadores en el que se tienen dos relevadores auxiliares.

La prueba de disparo real, consiste en inyectar al relevador una corriente mayor del valor de la derivación (Tap) desde el secundario de los transformadores de corriente y observar la apertura del interruptor o interruptores, así como la operación de las banderas de señalización de los relevadores y la presencia de alarma sonora.

La prueba de disparo virtual, consiste en inyectar al relevador corriente mayor del valor de la derivación (Tap), desde el secundario de los transformadores de corriente y bloquear el camino del disparo al interruptor o interruptores, y al mismo tiempo detectar con un voltímetro (multímetro) en el circuito de corriente directa la presencia del disparo. En ocasiones, por necesidades de operación, no es posible realizar las pruebas de disparo virtuales, estando libre el equipo, para este caso, es necesario tomar precauciones adicionales, como son:



- No dejar abiertos los secundarios de los transformadores de corriente.
- Bloquear los disparos de los otros relevadores que se encuentran en los mismos secundarios de los transformadores de corriente.
- Bloquear los caminos de disparo a los interruptores involucrados.
- Detectar con un voltímetro (multímetro) en el circuito de corriente directa, la presencia del disparo.
- Verificar la operación de las banderas de señalización de los relevadores.

La inyección de la corriente puede ser la fase a tierra entre otras fases, dependiendo de la función del relevador. Para el caso de los relevadores diferenciales, se puede utilizar cualquiera de las dos.

Cuando se tiene interruptor de enlace, antes de enviar la señal de disparo, es necesario tener antecedentes de las condiciones en que se encuentra el interruptor de enlace, para que en caso necesario, se bloquee el disparo, para botar exclusivamente el interruptor propio.

Las pruebas de disparo con los relevadores, varían dependiendo de la función del relevador, esto es:

- Con relevadores normales se realiza inyectando una corriente, desde el secundario de los transformadores de corriente.
- Con relevadores direccionales de fase se realiza de la misma manera que son los normales, pero es necesario dar manualmente la direccionalidad, a través del contacto del relevador.
- Con relevadores de distancia se realiza en la forma mencionada, pero restringiendo los potenciales.



- Con los relevadores diferenciales de línea se realiza de la misma manera mencionada, pero es necesario conocer el estado en que se encuentra el otro extremo, para bloquear su disparo en caso necesario y de esta manera botar en un solo extremo.
- Con los relevadores diferenciales de banco, se realiza de la misma manera mencionada, pero es necesario conocer el estado en que se encuentran los enlaces.

Cuando se tienen los relevadores, es necesario verificar la operación de dichos relevadores y sus banderas correspondientes.

1.7.6.6 Procedimiento de Prueba.

Una vez que se tiene la seguridad de que el circuito se encuentra libre, se procede de la forma siguiente:

- ✿ Analizar si no existe protección de otros equipos en los mismos secundarios de los transformadores de corriente, y de ser necesario bloquear los disparos de los relevadores.
- ✿ Abrir las cuchillas de prueba del tablero y conectar una fuente de corriente entre cualquiera de las fases y neutro.
- ✿ Dar manualmente la direccionalidad a través del contacto del relevador, lo cual permite simular la dirección de la corriente y el potencial de polarización. Saliendo del bus de la subestación cuando ocurre una falla de fase a tierra.
- ✿ Aplicar lentamente una magnitud de corriente mayor del valor de la derivación (tap), y observar el instante en que se envía la señal de disparo al interruptor o interruptores.
- ✿ Anotar en una hoja de pruebas el interruptor o interruptores que abrieron y las banderas de señalización de los relevadores operados.



La medición se puede realizar en cualquiera de los puntos siguientes:

- Secundarios de los transformadores de corriente (cuchillas).
- Secundarios de los transformadores de potencial (tablillas).
- Bornes de relevadores (peines de prueba).
- Bornes de los instrumentos de medición (tablilla y/o cuchilla).

1.7.6.7 Resultados.

- ✚ Los valores obtenidos se registrarán en el formato correspondiente, entregar copia al laboratorio eléctrico. El registro original deberá permanecer en archivos del área o sector donde se realizó la prueba.
- ✚ Criterios de evaluación.
 - La resistencia del aislamiento mínima del circuito de control debe ser de 1.5 megaohms.
 - La resistencia de contactos máxima deberá ser 180,000 microohms.
 - La corriente de fuga con los contactos abiertos no deberá rebasar su valor en microamperes, con aplicación de 2 veces el voltaje nominal + 1 KV, de prueba.
 - Puntos de Control.
 - El período de mantenimiento se deberá realizar de acuerdo al programa establecido.
 - Aplicar este lineamiento después de haber operado el interruptor por causa de falla.



1.7.6.8 Recomendaciones.

- En caso necesario de reponer focos de señalización, estos deben ser originales y de igual capacidad, abriendo el circuito de control para evitar disparo del interruptor.
- Antes de disparar un interruptor de forma manual o eléctrica, verifique que la palanca de carga manual no este insertada.
- Verificar que el mecanismo de disparo manual no se quede atorado.
- Después de haber terminado el mantenimiento a los interruptores, se deberá verificar que se encuentre en posición de abierto y libre de energía almacenada en su dispositivo de cierre.
- Después del mantenimiento al interruptor, efectuar una inspección visual al equipo para comprobar que no exista algún elemento extraño en su interior.

1.7.7 Apartarrayos.

Durante su operación, los apartarrayos se sujetan a esfuerzos producidos por transitorios y a condiciones ambientales adversas. A menudo pueden resultar dañados por estas condiciones, sin que el daño sea detectado hasta que eventualmente fallen, produciendo una salida de servicio. En estos casos, se puede implantar programas de pruebas que ayude a detectar componentes dañados, el cual se describe a continuación:

1.7.7.1 Localización de Apartarravos Dañados.

Ya sea en subestaciones o en líneas, se debe realizar una inspección, en busca de apartarrayos dañados o con señas de arqueo a estructuras. Los signos que se pueden encontrar durante la inspección son: depósitos negros, astillas o grietas en la porcelana y alrededor de los gaps, en apartarrayos autovalvulares, posiblemente debidos a arquezos prolongados. En ocasiones, los daños en apartarrayos encontrados



durante las inspecciones resultan en: la tapa del apartarrayos y el cable de conexión están colgados de la línea; o el apartarrayos está completamente fragmentado.

1.7.7.2 Desarrollo de Pruebas.

Los apartarrayos encontrados con daños menores, deben ser llevados hasta el taller de mantenimiento, para su verificación y prueba.

El equipo de prueba consiste en una fuente de alta tensión en corriente directa, típicamente del orden de 100 KV, con una capacidad de corriente de salida de 8 mA. La prueba se lleva a cabo aplicando el voltaje CD al apartarrayos, midiendo la corriente de fuga.

Por razones de seguridad, el equipo de prueba se desconecta mientras se realizan las conexiones del objeto bajo prueba.

Una vez conectado, se energiza la fuente incrementándose la tensión aplicada en forma de rampa. Durante la aplicación de esta tensión, se debe medir la corriente de fuga. La tensión de prueba recomendada por los fabricantes para apartarrayos de 9 KV, es de 15 KV. Un criterio generalmente aceptado y recomendado por los fabricantes de apartarrayos, es que si a esta tensión de prueba, la corriente es mayor al Ma, el apartarrayos debe desecharse.

Una vez concluida la prueba se reduce la tensión aplicada en forma paulatina hasta cero volts. En este punto se desconecta la fuente, aterrizándose las terminales de alta tensión y neutro, antes de desconectar el objeto probado.



En algunos casos, apartarrayos con grietas o astillas, pueden pasar satisfactoriamente esta prueba. Si un apartarrayos agrietado es puesto en operación nuevamente, la humedad puede penetrar por las grietas, lo que lo predispone a fallas y a una eventual fragmentación violenta.

Por lo tanto, un apartarrayos que muestre signos de daño, debe siempre desecharse aún cuando esté en servicio.

Otro tipo de prueba que es conveniente realizar en los apartarrayos, son los de resistencia de aislamiento y factor de potencia del aislamiento.

Con la prueba de resistencia de aislamiento, se pueden detectar:

- ➡ Contaminación por humedad y/o suciedad en las superficies internas de porcelana.
- ➡ Gaps o entrehierros corroídos.
- ➡ Depósitos de sales de aluminio, aparentemente causados por interacción entre la humedad los productos resultantes del efecto corona.
- ➡ Porcelana rota.

Por otro lado, con las pruebas del factor de potencia del aislamiento, es posible detectar las pérdidas dieléctricas producidas por contaminación o suciedad en los elementos autovalvulares, porcelanas astilladas o porosas.



1.7.8 Restauradores y Seccionadores (Cuchillas).

Los restauradores son en esencia similares a los interruptores, aún cuando deben realizar más operaciones durante su vida útil que éstos.

En general, los restauradores contienen materiales higroscópicos como el aceite, la barra de operaciones y otros que intervienen como soporte de las cámaras interruptivas.

Existen también restauradores en vacío y en SF₆.

Durante el mantenimiento de éstos equipos, es recomendable verificar las características del aislamiento mediante pruebas de resistencia dieléctrica y factor de potencia, las cuales nos dan una indicación del estado de deterioro de los materiales aislantes.

Además, es conveniente medir la resistencia de contactos que cuando alcanza un valor alto, puede ocurrir calentamiento, verificar la corriente mínima de disparo de fase y a tierra y eventualmente, la curva de tiempo corriente. Estas pruebas proporcionan información sobre las características de operación del restaurador y se realizan con equipos especiales como el óhmetro de baja resistencia, comúnmente conocido como "ducter", y fuentes de alta corriente baja tensión.

Para los otros equipos de seccionamiento, se realizan pruebas similares para verificar sus condiciones de operación.