



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN

**“PRUEBAS ELÉCTRICAS Y PUESTA EN SERVICIO DE
INTERRUPTORES DE POTENCIA”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA
P R E S E N T A :

**SANDOVAL NAVARRO EDUARDO.
TURCOTT PUENTE YAIR FRANCISCO.**

ASESOR: ING. BENITO BARRANCO CASTELLANOS



Estado de México

2009.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice	I
Introducción	III-V
Capitulo I. Características nominales	1
1.1 Introducción.	1
1.2 El arco eléctrico.	1
1.3 Interrupción de circuitos de C.D y C.A	9
1.4 Métodos de extinción del arco eléctrico	9
1.5 Extinción en corriente alterna	14
1.6 Teorías principales de interrupción de circuitos.	15
1.7 Relación entre circuitos e interruptores	17
1.8 Comportamiento del arco	19
1.9 Transitorios eléctricos	21
1.10 Constantes y condiciones de los circuitos	21
1.11 La tensión después de la corriente cero final	22
1.12 Principio de operación	27
1.13 Descripción de figura	31
1.14 Principales características nominales	32
1.15 Condiciones normales de operación	33
1.16 Características nominales	34
1.17 Tipos de interruptores	59
1.18 Clasificación de interruptores	60
1.19 Interruptores de soplo magnético	62
1.20 Interruptores de soplo de aire	64
1.21 Interruptores simples de interrupción en aceite	65
1.22 Interruptores en gran volumen de aceite	68
1.23 Interruptores en pequeño volumen de aceite	72
1.24 Interruptores en SF6	75
1.25 Primera generación de interruptores en SF6	77
1.26 Segunda generación de interruptores en SF6	80
1.27 Tercera generación de interruptores en SF6	83
1.28 Interruptores en vacío	85
1.29 Diseño dieléctrico	91
1.30 Mecanismo de operación.	92
Capitulo II	107
2.1 Introducción	107
2.2 Planeación del programa de mantenimiento	107
2.3 Ejecución del mantenimiento	119
2.4 Valorización de créditos de trabajo	119
2.5 Condiciones de operación	123
Capitulo III Diagnostico de fallas y monitoreo	154
3.1 Investigación de fallas	154
3.2 Procedimiento para investigación de fallas en interruptores	154
3.3 Recopilación de datos	162
3.4 Análisis de fallas	166
3.5 Fallas dieléctricas	173
3.6 Tipos de falla y causas	183
3.7 Diagnostico de fallas	184
3.8 Monitoreo	192
3.9 Condiciones de prueba	206
3.10 Prueba a interruptores de $ur \leq 245$ kV	210
3.11 Pruebas de contaminación artificial	212
3.12 Pruebas de descargas parciales	213
3.13 Pruebas de circuitos auxiliares y de control	213
3.14 Prueba a tensión aplicada para verificación de la condición del aislamiento	213
3.15 Prueba de voltaje de radio interferencia (R.I.V)	214
3.16 Prueba de elevación de temperatura	217
3.17 Prueba de corriente pico y de corriente instantánea	218
3.18 Pruebas de hermeticidad	221
3.19 Prueba de compatibilidad electromagnética (EMC)	223
3.20 Prueba de operación mecánica	223

3.21	Pruebas de cortocircuito	226
3.22	Comportamiento del interruptor antes, durante y después de las pruebas de cortocircuito antes de las prueba	
230		
3.23	Procedimiento de prueba	233
3.24	Pruebas de falla a tierra	234
3.25	Prueba de falla de línea corta	234
3.26	Pruebas de interrupción de corrientes inductivas (reactores y motores)	235
3.27	Pruebas de apertura y cierre de desfase (fuera de fase)	235
3.28	Pruebas de interrupción de corrientes capacitivas	236
3.29	Verificación visual y de diseño	238
3.30	Verificación del grado de protección	238
3.31	Verificación del código IP	238
3.32	Prueba de impacto	238
3.33	Pruebas de temperaturas extremas	239
3.34	Pruebas de temperaturas extremadamente baja	239
3.35	Pruebas de temperaturas extremadamente alta	243
3.36	Prueba de humedad	244
3.37	Pruebas de carga estática en terminales	247
3.38	Recepción y puesta en servicio de subestaciones nuevas y ampliaciones	250
	Conclusiones	266
	Bibliografía	258



INTRODUCCIÓN.

La corriente eléctrica es transportada desde las centrales hasta los clientes a través de cables metálicos conductores, la mayoría visibles como líneas aéreas. La corriente se puede interrumpir simplemente cortando la línea eléctrica conductora, algo muy fácil de hacer cuando no circula corriente, pero extremadamente difícil cuando el cable está bajo tensión. Cuando se corta un cable bajo corriente, ésta se ve obligada a circular a través de una sección progresivamente menor de hilo. Esta concentración de la corriente produce calor y una posible vaporización del hilo remanente. Pero, incluso cuando se ha cortado el cable por completo, puede seguir circulando corriente a través de un arco eléctrico que se forma en los gases ionizados (plasma) entre los contactos abiertos.

La corriente sólo puede interrumpirse entonces mediante un interruptor capaz de extinguir este arco. Aunque la velocidad con que los interruptores han de desconectar fuertes contactos metálicos para conseguir su propósito ha llevado a encontrar varias soluciones ingeniosas, este artículo se centrará en los avances conseguidos en el importante reto de controlar los arcos eléctricos. Los arcos eléctricos tienen una energía enorme: su temperatura puede superar los 50.000°C y se pueden dar presiones de hasta 100 MPa¹ (Mega Pascales) contenidas en un volumen de menos de un litro.

Desde que se empezó a utilizar la energía eléctrica, surgió la necesidad de inventar equipos de conexión y desconexión capaces de establecer e interrumpir el flujo de corriente. De esta forma, surgieron los primeros diseños de interruptores, los cuales fueron muy rudimentarios y estaban basados en conocimientos empíricos. Estos diseños fueron mejorando en función del crecimiento de los sistemas eléctricos, obligando a los diseñadores a incluir el uso de herramientas sofisticadas con el propósito de lograr interruptores más confiables y con mayor capacidad.

¹ El pascal (símbolo Pa) es la unidad de presión del Sistema Internacional de Unidades. Se define como la presión que ejerce una fuerza de 1 newton sobre una superficie de 1 metro cuadrado normal a la misma. Equivale a 10 barias y a $9,86923 \cdot 10^{-6}$ atmósferas

El interruptor es un dispositivo, cuya función es asegurar el flujo continuo de corriente en una red eléctrica bajo condiciones normales de operación e interrumpirlo cuando se presentan condiciones anormales o fallas. Se utiliza para controlar el flujo de corriente y como medio de protección para el personal y el equipo. Se conecta en serie con el circuito que se va a proteger y entre otras cosas es capaz de:

- Interrumpir: (a) cualquier nivel de corriente que circule por sus contactos, desde unos cuantos amperes, hasta su capacidad de corto circuito, ambas simétricas y asimétricas, a las tensiones especificadas en la norma IEC-62271-100² y (b) hasta el 25 % de su capacidad de corto circuito al doble de su tensión nominal entre fases.
- Cerrar con la corriente máxima de corto circuito a la tensión nominal entre fases y al 25 % de la corriente máxima de corto circuito al doble de su tensión nominal entre fases.
- Conectar y desconectar corrientes inductivas, capacitivas (línea, cable y banco de capacitores) y corrientes de reactores sin generar sobretensiones excesivas que sobre-esfuercen las capacidades dieléctricas del sistema de transmisión o distribución.
- Efectuar operaciones de cierre apertura cuando sea requerido y
- Conducir su corriente nominal sin sobrecalentar sus componentes.

Para realizar con éxito las funciones anteriores, es necesario que el interruptor tenga un buen diseño mecánico para cumplir los requerimientos de apertura y

²Concordancia con normas internacionales

Esta Norma Mexicana toma como base la Norma Internacional IEC 62271-1 "High voltage switchgear and controlgear-Part 1: Common specifications" edición 1.0 (2007-10) y ha sido adecuada a las necesidades del país para lograr que los productos que se encuentran bajo el alcance de esta norma sean compatibles y seguros para operar en las condiciones de infraestructura, geografía y ambiente del sistema eléctrico de potencia nacional, incorporando las desviaciones nacionales que se indican en las hojas correspondientes al inicio de esta Norma, como resultado de los aspectos siguientes:

- a) El suministro de energía eléctrica en el país tiene una frecuencia de 60 Hz, de acuerdo con lo que se indica en el artículo 18 fracción I del Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, por lo que el alcance, las especificaciones y los métodos de prueba de esta Norma Mexicana se modifican para evaluar que los equipos son capaces de operar en estas condiciones.
- b) Las tensiones nominales de los equipos que se especifican corresponden a valores adecuados para operar a las tensiones de suministro de energía eléctrica disponibles en el país de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y la infraestructura del sistema eléctrico nacional.
- c) Se reemplazan las referencias a las normas internacionales por las normas mexicanas correspondientes, lo anterior con objeto de cumplir con la normativa nacional de acuerdo con lo que se indica en la fracción IV del artículo 28 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Con base en lo anterior, esta Norma Mexicana es no equivalente (MOD) a la Norma Internacional IEC 62271-

cierre de sus contactos y un buen diseño eléctrico para asegurar que el interruptor soporte los esfuerzos eléctricos y térmicos a los que se somete durante su operación.

El interruptor se vuelve más complejo conforme se incrementan las corrientes de corto circuito y las tensiones y, al mismo tiempo, cuando se reducen los tiempos de liberación de fallas. Este último requerimiento es con el propósito de mantener una estabilidad adecuada en el sistema eléctrico.

Un interruptor tiene cuatro componentes principales: (1) medio interruptivo (que puede ser gas SF₆³, vacío, aire o aceite), (2) cámara interruptiva, (3) aisladores y (4) mecanismo de operación.

Por otra parte, en los últimos años ha habido un desarrollo muy importante en la tecnología de interruptores de potencia, donde el uso de programas de computadora ha permitido clarificar el comportamiento del arco eléctrico durante la interrupción. Esto mediante el desarrollo de modelos precisos de arcos elaborados utilizando combinaciones de diferentes áreas de la ciencia, como la dinámica de fluidos y la termodinámica. Para propósitos de diseño, se está aplicando ampliamente el diseño asistido por computadora (CAE) en el análisis de campos eléctricos, análisis de distribución de presión y análisis mecánico (incluyendo fuerzas de operación y respuesta sísmica) para lograr diseños optimizados de interruptores.

Adicionalmente, hay un mercado con un crecimiento constante en la demanda de interruptores, con una mayor capacidad interruptiva y tensión nominal para enfrentar la creciente demanda de los sistemas de potencia. Para cumplir con esas tendencias se están desarrollando generaciones nuevas de interruptores con altas capacidades interruptivas, ayudado por el uso de computadoras y técnicas de monitoreo y diagnóstico que cubren una amplia gama de análisis, diseño, medición y pruebas.

³ SF₆ hexafluoruro de azufre es un compuesto inorgánico de fórmula SF₆.

CAPITULO 1

CARACTERÍSTICAS NOMINALES

1.1 INTRODUCCIÓN

Existen dos formas para interrumpir el flujo de la corriente: reduciendo a cero el potencial que lo genera y separando físicamente el conductor del flujo de corriente. Esta última, es la más usada para lograr dicha interrupción. Los primeros interruptores consistían en un juego de barras conductoras sumergidas en mercurio. Posteriormente, se diseñó el interruptor con cuchillas, que aún es usado en algunas aplicaciones de baja tensión y baja potencia. En los interruptores modernos la interrupción es un proceso que inicia en el instante de separación de sus contactos. Éste continúa mientras los contactos se separan y forman un entrehierro que es puentado por un plasma conductor. El proceso de interrupción termina cuando el plasma conductor pierde su conductividad.

El plasma conductor es el núcleo del arco eléctrico y un elemento indispensable del proceso de interrupción de corriente. Basado en lo anterior, se deduce que el proceso de extinción del arco constituye el fundamento sobre el que se basa la interrupción de corriente. Por lo tanto, se necesita conocimiento de los fundamentos de la teoría del arco para entender el proceso de interrupción de corriente.

1.2 EL ARCO ELÉCTRICO

1.2.1 Física de la materia

Para comprender la naturaleza del arco eléctrico, es necesario entender primero la estructura de la materia. La materia está formada por átomos, constituidos fundamentalmente por tres partículas: el neutrón, el protón y el electrón. El núcleo de cada átomo está formado por protones y neutrones, es pequeño y pesado, de aproximadamente 10-12 cm de diámetro. Los electrones giran en órbitas alrededor del núcleo, en un movimiento similar al de los satélites. En un átomo con carga cero se tiene igual cantidad de protones y electrones. Las cargas del protón y del electrón son iguales y con polaridad

opuesta, 1.6×10^{-19} C, el protón tiene carga positiva, el electrón carga negativa y el neutrón carga neutra; de esta forma, las cargas en el átomo están balanceadas y la carga neta es cero. En la Fig. 1.1, se muestran estructuras de átomos. Debido a que los principales medios de extinción del arco eléctrico son gaseosos, tales como: aire, SF₆¹ y N₂², la teoría del proceso de interrupción está enfocada para medios gaseosos.

1.2.2 Ionización

La ionización es el proceso donde se desprenden uno o más electrones de un átomo o molécula. Esto provoca la descomposición de los átomos, eléctricamente neutros, en iones con carga positiva y electrones con carga negativa. El proceso de ionización consume cierta cantidad de energía y se efectúa de varias maneras:

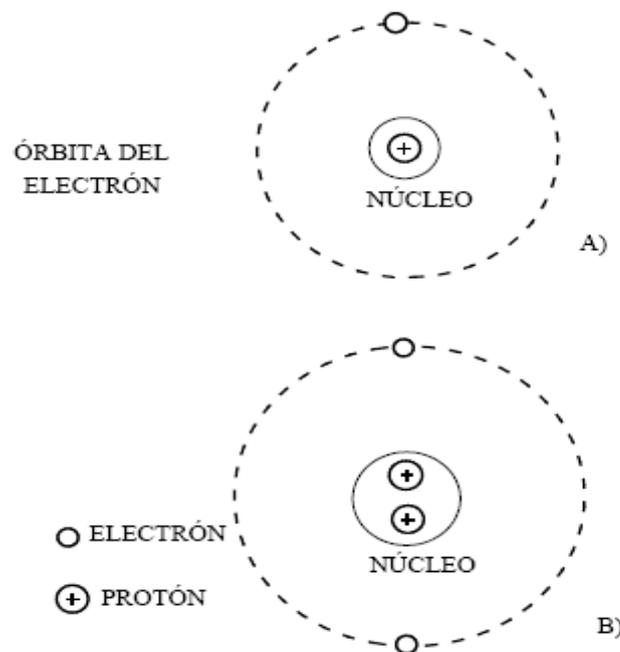


Fig. 1.1 Estructuras atómicas de: (A) hidrógeno consistente de un protón y un electrón; (B) helio consistente de dos protones y dos electrones.

¹ SF₆ hexafluoruro de azufre es un compuesto inorgánico de fórmula SF₆

² El nitrógeno molecular o dinitrógeno¹ (generalmente llamado sólo nitrógeno) es un compuesto diatómico que se compone de dos átomos de nitrógeno. Es un gas (a condiciones normales de presión y temperatura) que constituye del orden del 78% del aire atmosférico

Ionización térmica o emisión termoiónica.

Es el resultado del choque aleatorio de electrones en un medio gaseoso con temperatura alta.

Ionización por impacto o emisión de campo.

Se produce al acelerar un electrón o un ion mediante la acción de un campo eléctrico. La energía cinética adquirida por el electrón provoca colisiones entre electrones y, por consecuencia, su desprendimiento del átomo o molécula.

Debido a la ionización, el entrehierro entre contactos es conductivo. La emisión de electrones libres y la iniciación de un arco eléctrico entre dos electrodos, se puede producir por:

- Aumento de la temperatura debido a emisión termoiónica.
- Gradiente de tensión en el cátodo, provoca la emisión de campo. Las condiciones existentes en el instante de la separación de los contactos del interruptor conducen a uno o a ambos procesos. En el proceso de separación de los contactos, el área de contacto y la presión entre ellos disminuyen (ver Fig. 1.2), produciendo un incremento de la resistencia óhmica y de la temperatura. El incremento de temperatura puede ser suficiente para provocar la ionización térmica. El incremento de la resistencia óhmica puede ser pequeño, pero el incremento en la corriente puede ser extremadamente alto, del orden de cientos o miles de Amperes, ocasionando una caída de tensión de unos cuantos Volts. Como la distancia de separación es muy pequeña, el gradiente de tensión es grande. Este gradiente puede ser suficiente para iniciar la emisión de electrones del cátodo provocando la ionización por impacto. Ambos tipos de ionización varían conforme al material, forma y separación de los contactos.

Al iniciar el arco entre los electrodos se liberan suficientes electrones del cátodo con dirección al ánodo provocando que el medio se ionice. Esta ionización libera electrones que mantienen el arco aún después de haber cesado la emisión de campo. En consecuencia, cada electrón emitido se multiplica en número derivando energía del campo. El proceso de difusión y

recombinación continúa reponiendo los electrones perdidos al ánodo. Finalmente, si el flujo de corriente es alto, se establece un arco con temperatura suficiente como para convertirse en la fuente principal de conductividad eléctrica.

1.2.3 Desionización

La de-ionización es el proceso de restaurar un gas ionizado, compuesto de iones positivos y electrones, a su estado original eléctricamente neutro. Es por este proceso, que el entrehierro formado entre los contactos de un interruptor tiene la conversión de un gas conductor a un gas aislador.

1.2.4 Caída de tensión del arco

El arco eléctrico se representa como una resistencia conectada entre los electrodos que se forma. Esto implica la existencia de una caída de tensión U_b . Esta caída de tensión tiene tres componentes: la caída de tensión anódica U_a , la caída de tensión catódica U_c y la caída de tensión de la columna o canal plasmático U_s , (ver Fig. 1.3). Debido a esto, la caída de tensión U_b no es lineal. Agrupando las caídas de tensión en la proximidad de los electrodos, la tensión total del arco se puede representar por la siguiente expresión:

$$U_b = \alpha + \beta l_b$$

donde:

α = Caída de tensión en los electrodos

β = Caída por unidad de longitud

l_b = Longitud total del arco

De la ecuación anterior se desprende la enorme influencia de la longitud del arco en el comportamiento de su tensión.

De la ecuación anterior se desprende la enorme influencia de la longitud del arco en el comportamiento de su tensión.

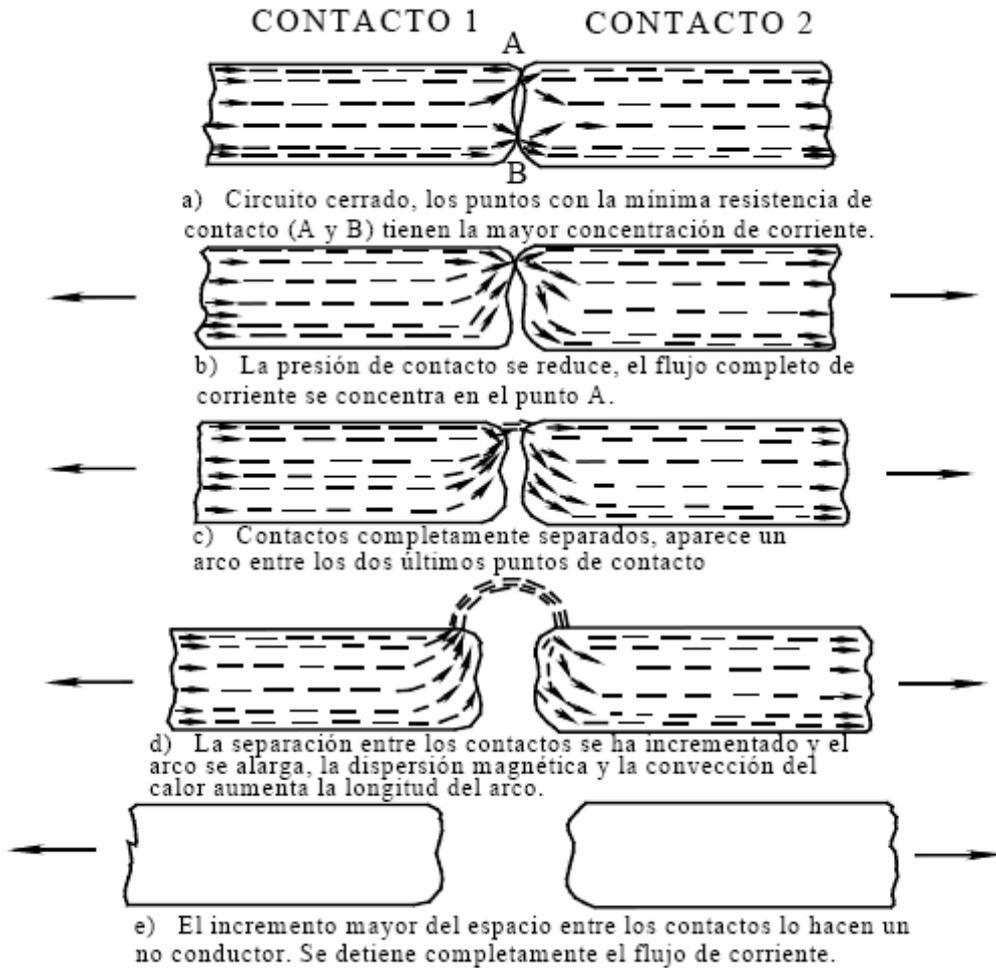


Fig. 1.2 Proceso de interrupción de un circuito en aire. Las flechas pequeñas indican la dirección del flujo de corriente y las flechas grandes indican la dirección del movimiento de los contactos.

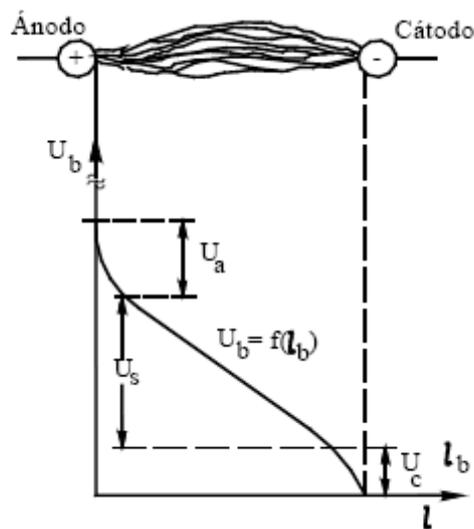


Fig. 1.3 Esquema simplificado de las tensiones asociadas al arco eléctrico entre dos electrodos.

Por ser un conductor gaseoso, la caída de tensión del arco eléctrico varía en forma inversa a la intensidad del flujo de corriente. Por lo tanto, la característica tensión-corriente es decreciente, es decir, la resistencia eléctrica del arco es negativa. En efecto, si se aplica una diferencia de potencial entre dos electrodos, el arco se inicia para un valor determinado U_{b0} . Si la corriente i se incrementa, la temperatura y la ionización también aumentan, reduciendo la resistencia al flujo de corriente y la caída de tensión a través del arco. Si la corriente i disminuye, la curva característica de corriente-caída de tensión pasa por debajo de la curva característica que se obtiene al incrementar la corriente y el arco se extingue para una tensión U_{b1} . (Ver Fig. 1.4). Esto es válido solamente para corriente continua.

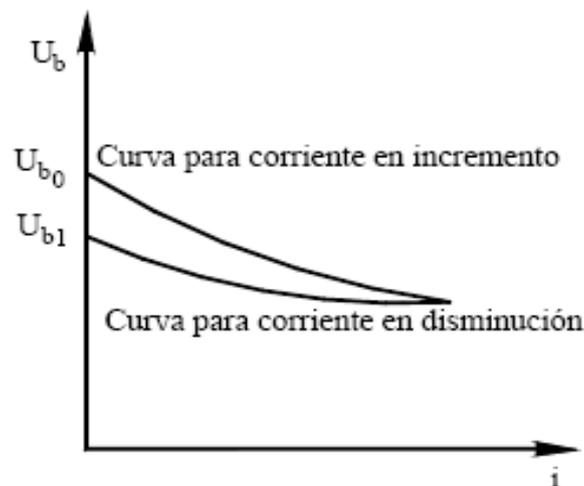


Fig. 1.4 Caída de tensión a través de un arco eléctrico en función de la corriente.

En corriente alterna, la intensidad del arco varía con la frecuencia y pierde su carácter estacionario. La diferencia de potencial entre los extremos de un arco de corriente sinusoidal, para un entrehierro constante tiene la forma que se indica en la Fig. 1.5.

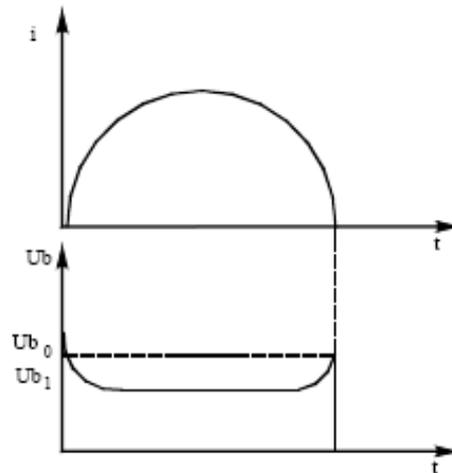


Fig. 1.5 Arco eléctrico en un circuito de C.A.

1.2.5 Comportamiento térmico

La interrupción de un circuito con carga u_n arco eléctrico pierde calor debido a: Que Siempre genera una descarga de arco entre los contactos del interruptor. Durante este proceso, se libera una gran cantidad de energía, la mayor parte en forma de calor. Esta energía puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$W = \int_0^t U_b i dt$$

donde:

i = Valor instantáneo de la corriente

U_b = Tensión de arco

T = Tiempo de duración del arco

Esta energía puede ser muy grande y ocasionar daños a los contactos del interruptor, vaporización del medio interruptivo, aumento de la presión en el interior del tanque, etc. Para evitar los daños que puede sufrir un interruptor, se requiere reducir el tiempo de arqueo. En los interruptores de corriente alterna esto se logra con la de-ionización de la trayectoria del arco, mediante la apertura del interruptor en el instante del cruce por cero de la onda de corriente.

Puede observarse que si el arco de C.A. se interrumpe bruscamente, se genera un transitorio de tensión entre los contactos del interruptor, debido a la inductancia del circuito. La interrupción o extinción del flujo de corriente en el circuito ocurre en el instante en el que la corriente llega a cero. En otras palabras, el arco de C.A. sincroniza el instante de apertura del circuito con el cruce por cero de la corriente, independientemente del instante en que se separan los contactos.

1.2.6 Pérdidas de calor del plasma

Un arco eléctrico pierde calor debido a:

- Conducción.
- Convección.
- Radiación

Las pérdidas que ocurren en un interruptor son únicamente por conducción y por convección, ya que la pérdida de calor por radiación es despreciable. En los interruptores en aceite se forman arcos en las toberas o tubos y en las ranuras angostas, por lo que casi todas las pérdidas son por conducción. Para interruptores de soplo de aire, la pérdida de calor es por conducción y convección, al igual que en arcos que se forman en aire.

1.3 INTERRUPCIÓN DE CIRCUITOS DE C.D. Y C.A.

La interrupción de un circuito de C.D. y de otro de C.A. implica procesos distintos debido a la naturaleza de las corrientes. En el caso de circuitos de C.D. no existen valores de corriente cero, ni tiempos donde la corriente sea cero. Por lo tanto, para lograr la interrupción, la corriente debe ser forzada hasta alcanzar un valor de cero. Esto se logra aumentando la resistencia del arco hasta que su caída de tensión sea igual a la tensión del circuito, lo que se efectúa con la elongación del arco o la reducción forzada del arco. Para el caso de circuitos de C.A. sí ocurren valores de corriente cero. Por lo tanto, para lograr la interrupción, sólo es necesario impedir el reencendido del arco

después de un valor de corriente cero. Esto, se logra con la de-ionización del entrehierro formado entre los contactos del interruptor.

1.4 MÉTODOS DE EXTINCIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO

En términos generales, se conocen tres métodos de extinción del arco eléctrico en los interruptores:

- Interrupción por alta resistencia.
- Interrupción por baja resistencia.
- Interrupción en vacío.

1.4.1 Interrupción por alta resistencia

En este caso, el objetivo es incrementar la resistencia del arco en función del tiempo y reducir la corriente hasta lograr la extinción. La desventaja principal de este método de interrupción es la gran cantidad de energía disipada, por lo tanto, sólo se usa en interruptores de baja y mediana tensión, así como en interruptores de corriente directa. Para incrementar la resistencia del arco se emplean las técnicas siguientes:

Elongación del arco. Como la resistencia del arco es aproximadamente proporcional a su longitud, alargando el arco su resistencia aumenta, ver Fig. 1.6.

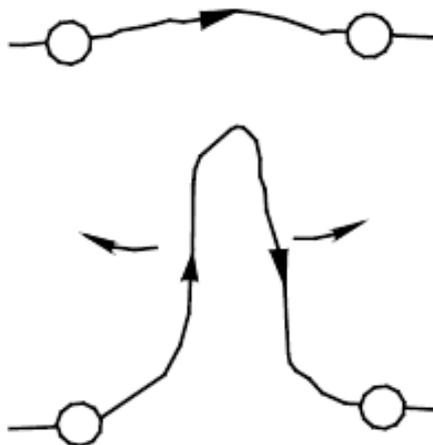


Fig. 1.6 Elongación del arco eléctrico por la acción del empuje térmico.

Enfriamiento del arco. La tensión requerida para mantener la ionización aumenta cuando la temperatura disminuye, por lo que enfriándolo su resistencia aumenta, ver Fig. 1.7.

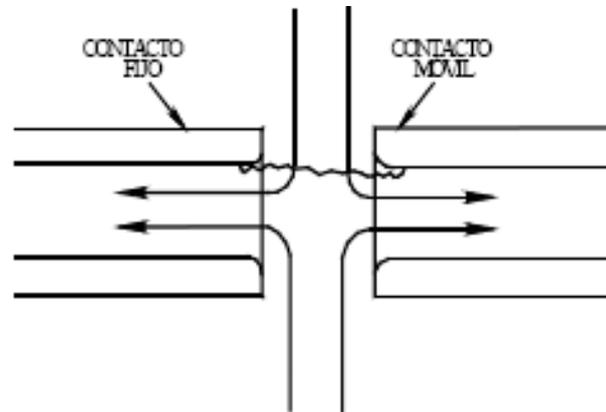


Fig. 1.7 Representación esquemática de la técnica de enfriamiento del arco en un interruptor neumático.

División del arco. Cuando se establece un arco, existe una tensión apreciable entre las superficies de los contactos. Si el arco se divide en arcos pequeños, en serie, se reduce la tensión de la columna, ver Fig. 1.8.

Contricción del arco. Esta técnica consiste en confinar el arco en un canal muy angosto, aumentando su resistencia hasta lograr su extinción, ver Fig. 1.9. Estas técnicas son las más empleadas para aumentar la resistencia del arco de corriente directa y también se aplican en la interrupción de corrientes alternas, de hasta 660 V. Para niveles de tensiones mayores es necesario recurrir a nuevas y diferentes tecnologías.

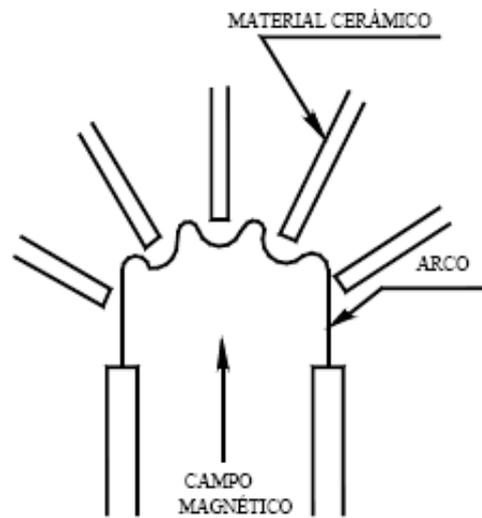


Fig. 1.8 Representación esquemática de la división del arco.

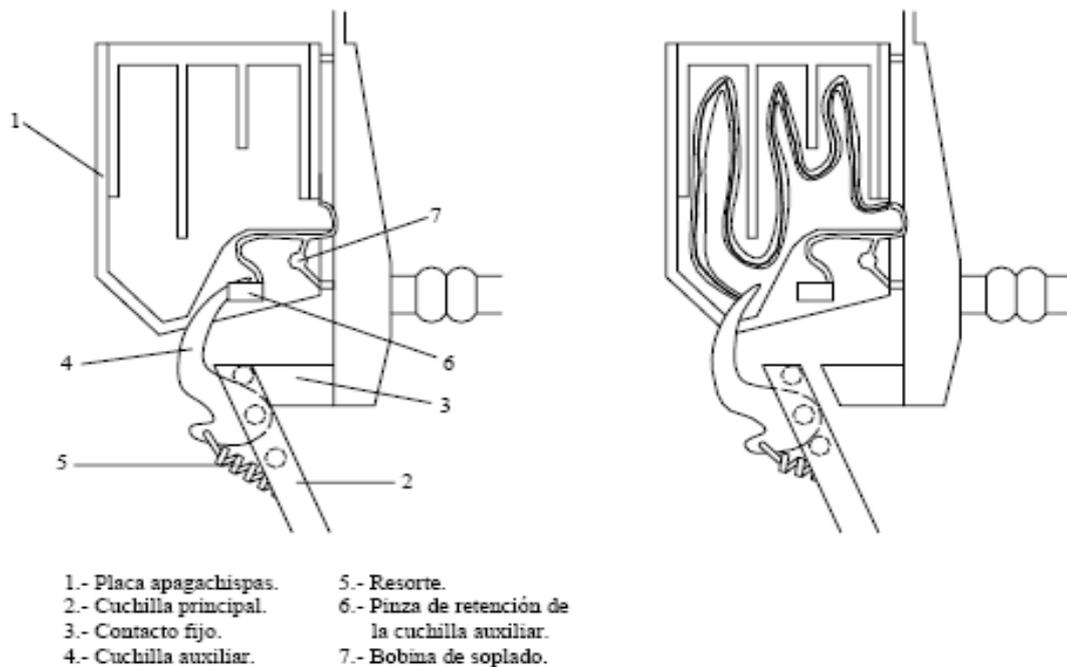


Fig. 1.9 Representación esquemática de la contricción del arco.

1.4.2 Interrupción por baja resistencia o de corriente cero

Este método se emplea para la interrupción de arcos de corriente alterna aprovechando que el arco se extingue por sí solo, 120 veces por segundo en un sistema de 60 Hz, cada vez que la corriente cruza por cero. Este fenómeno

se representa en la Fig. 1.10 y es más conocido como HISTÉRESIS DEL ARCO.

A partir de una tensión U_z se inicia el arco (tensión de encendido), la corriente aumenta en la primera mitad del semiperíodo y la tensión de arco disminuye en forma hiperbólica hasta que la corriente alcanza su valor máximo. Posteriormente, la corriente disminuye (segunda mitad del semiperíodo) y la tensión de arco trata de restablecerse. La diferencia entre las tensiones U_z y U_v se debe a la ionización del entrehierro, el cual demanda una tensión inferior ($U_v < U_z$). El semiperíodo siguiente, con signo contrario, causa un efecto similar, obteniéndose así la parte inferior de la curva de histéresis. Este comportamiento del arco eléctrico se puede comprender con la ayuda de un circuito resistivo, en el que la tensión obedece la relación siguiente (ver Fig. 1.11).

$$U \operatorname{sen} \omega t = iR \pm U_b$$

Donde:

$$U_b = \alpha + l_b$$

$U_b =$ Tensión del arco

Para tensiones muy altas se puede despreciar la caída de tensión en la proximidad de los electrodos, en vista de lo cual se puede suponer $\alpha=0$, adquiriendo la relación anterior la forma siguiente: ya que $l_b = vt$:

$$U \operatorname{sen} \omega t = iR \pm \beta vt$$

o también:

$$i = I \operatorname{sen} \omega t \pm \beta vt / R$$

$U \operatorname{sen} \omega t$ = tensión en el interruptor.

α = Caída de tensión en los electrodos.

Esta última relación indica que la corriente del arco eléctrico i_b tiene dos componentes, descritos en la Fig. 1.11. En esta figura se observa que los intervalos entre extinción y reencendido son cada vez mayores. El arco re

encenderá siempre que la tensión en el interruptor ($U_{sen\omega t}$) sea mayor que la tensión del arco (βvt). Las condiciones favorables para que no ocurran reencendidos se presentan después de transcurrido un tiempo, entre 1.5 y 3 ciclos. Este periodo comúnmente se requiere en los interruptores modernos para liberar fallas y no afectar la estabilidad del sistema.

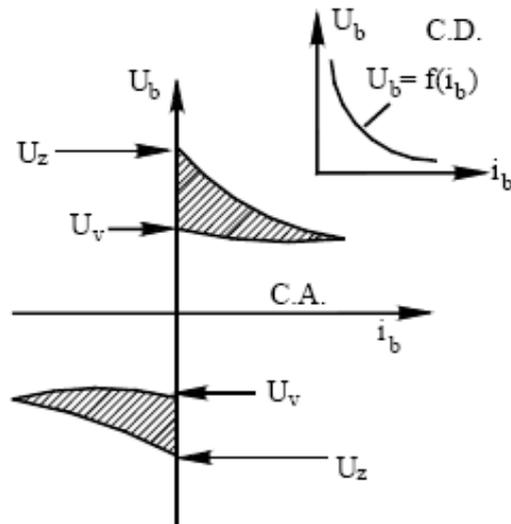


Fig. 1.10 Comportamiento del arco en corriente alterna (Histéresis del arco).

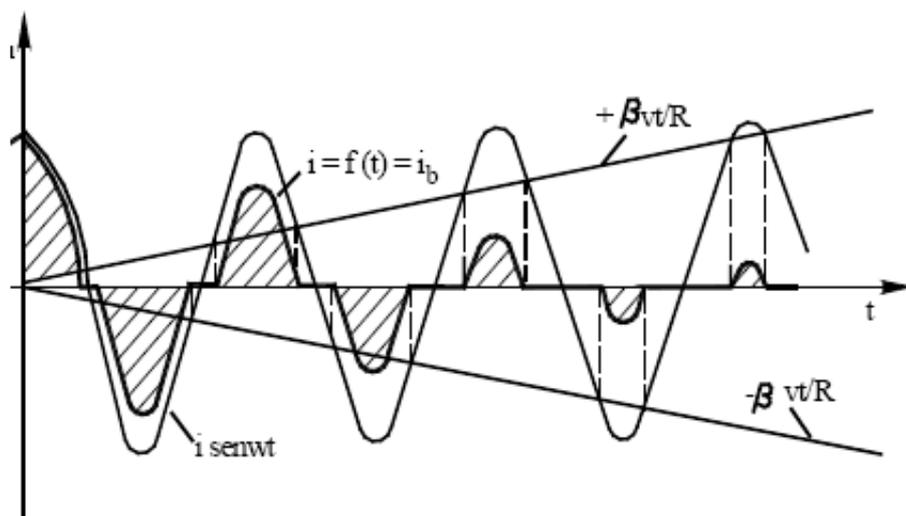


Fig. 1.11 Interrupción de la corriente i en un circuito resistivo de C.A. La corriente de arco i_b denota una componente armónica que varía en función de la frecuencia y otra continua que crece linealmente con el tiempo.

1.5 EXTINCIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

La extinción del arco eléctrico en corriente alterna está relacionado con el cruce por cero de la corriente. La de-ionización o recuperación de la rigidez dieléctrica del entrehierro, inicia en el momento en que el arco se extingue (cuando la corriente cruza por cero). La rigidez crece linealmente en función del tiempo, hasta alcanzar su estabilización.

Si la tensión en el interruptor (U_{senwt}) en algún instante excede a la tensión de recuperación U_r , ocurre un reencendido. En caso contrario, si la tensión de recuperación U_r se incrementa más rápidamente que la tensión en el interruptor, no se produce el reencendido. Este fenómeno se ilustra en la Fig. 1.12. El comportamiento anterior varía si se considera un circuito inductivo o capacitivo. Estos circuitos son muy importantes, porque los sistemas de transmisión de energía suelen tener reactores en derivación o bancos de capacitores en serie. Además, la desconexión de un transformador operando en vacío representa una inductancia. En los circuitos inductivos o capacitivos, el cruce por cero de la corriente coincide, según el caso, con el valor máximo de la tensión. En este tipo de circuitos es común que se presenten reencendidos. Esto se debe al extinguirse el arco al cruzar la corriente por cero, la tensión del circuito excede a la tensión de recuperación.

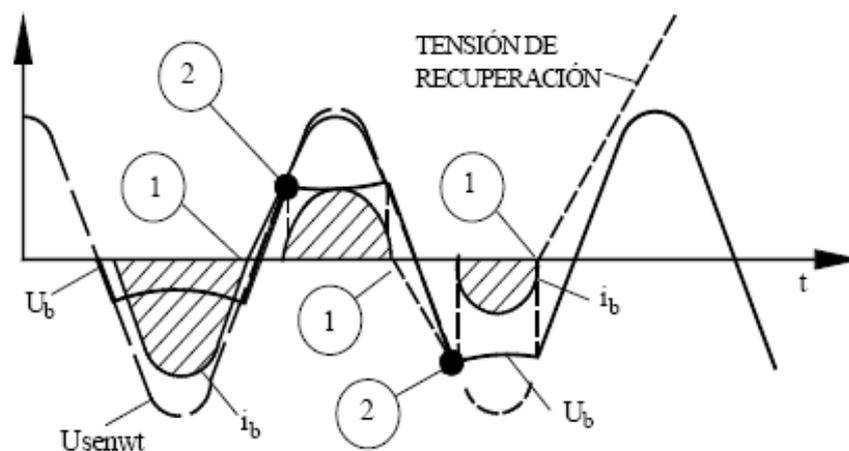


Fig. 1.12 Comportamiento de las tensiones durante el proceso de interrupción.

Estos circuitos tienen un comportamiento oscilatorio por la presencia simultánea de inductancias y capacitancias. La tensión transitoria tiende a oscilar y puede alcanzar a la tensión de recuperación. Sin embargo, la mayoría de las veces se logra la de-ionización del entrehierro y, por lo tanto, la interrupción exitosa.

1.6 TEORÍAS PRINCIPALES DE INTERRUPCIÓN DE CIRCUITOS

La complejidad del comportamiento del arco durante el proceso de interrupción, ha provocado el desarrollo de modelos que describen este proceso. Los primeros modelos estaban concentrados en la región de corriente cero. Los modelos recientes se enfocan en calcular el diámetro del arco en la corriente máxima. Estos modelos son una aproximación del fenómeno de interrupción. A continuación se presenta un resumen de las principales teorías.

1.6.1 Teoría de Slepian

La teoría Slepian, también conocida como *teoría de carrera*, establece que la interrupción se logra siempre que la fuerza dieléctrica del entrehierro se incremente más rápidamente que la tensión del sistema. Este proceso inicia inmediatamente después del cruce por cero, cuando los electrones son forzados a alejarse del cátodo creando una zona o capa de iones positivos en la región del cátodo.

La Fig. 1.13 muestra la representación gráfica de esta teoría, en donde se presentan dos casos. El primero donde la fuerza dieléctrica del entrehierro se incrementa más rápido que la tensión del sistema y no ocurre el reencendido. En el segundo caso, la tensión del sistema crece más rápido que la fuerza dieléctrica del entrehierro y por lo tanto ocurre el reencendido.

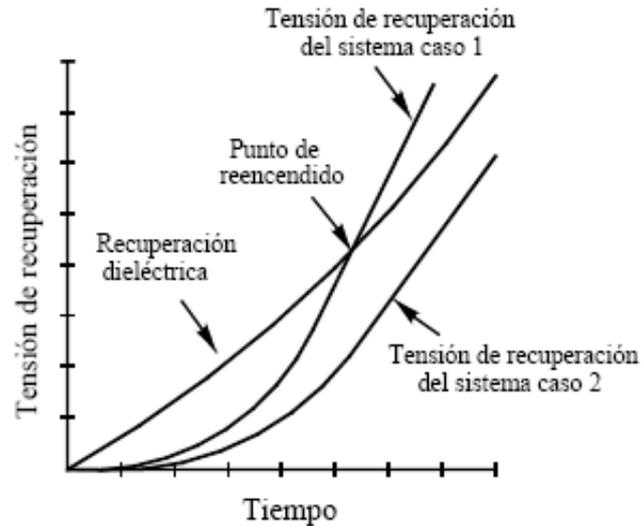


Fig. 1.13 Representación gráfica de la teoría de Slepian.

1.6.2 Teoría de Prince

A esta teoría también se le conoce como teoría de desplazamiento o de cuña. Ésta establece que el circuito es interrumpido si la longitud de la ruta del arco se incrementa durante la interrupción hasta que la tensión de recuperación no es suficiente para provocar un reencendido. Cuando la corriente cruza por cero, el arco es dividido en dos por un flujo de gas frío, quedando entre cada parte semiconductiva del arco una columna de gas frío no conductivo.

1.6.3 Teoría de Cassie

Esta teoría está basada en la conductividad del arco y asume que las pérdidas de un arco de alta corriente son principalmente por convección y que la temperatura es constante en todo el arco. La temperatura del arco se mantiene independientemente de la sección transversal de este.

1.6.4 Teoría de Mayr

Considera que el diámetro de la columna de arco es constante y que la temperatura varía en función del tiempo y del diámetro. También asume que la caída de la temperatura se debe a la conducción térmica y que la conductividad eléctrica del arco depende de la temperatura.

1.6.5 Teoría combinada de Browne

Ésta es un modelo que combina las teorías de Cassie y de Mayr. Considera que antes del cruce por cero, la corriente está definida por el circuito a interrumpir y después del cruce por cero, la tensión en el entrehierro está determinada por el arco. También considera que la teoría de Cassie es válida para corrientes altas antes del cruce por cero y para el instante posterior al cruce por cero, seguido por un reencendido térmico. El modelo de Mayr sirve de enlace entre los dos periodos de tiempo para los que es válido el modelo de Cassie. Esta teoría es usada como herramienta para el diseño y evaluación de circuitos de interrupción.

1.7 RELACIÓN ENTRE CIRCUITOS E INTERRUPTORES

1.7.1 Transitorios eléctricos

Las condiciones bajo las que el interruptor opera están determinadas por las Características eléctricas del circuito a interrumpir. La operación de un interruptor modifica el estado del circuito en el cual opera. Esta modificación comprende una fase transitoria, en la que se producen una serie de fenómenos transitorios provocados por el paso de un estado a otro. Estos fenómenos tienen gran importancia para el diseño de los interruptores y son conocidos como fenómenos eléctricos de acoplamiento. Para entender los fenómenos transitorios, hay que considerar un circuito L-C, como el que se muestra en la Fig. 1.14, y que cuando las condiciones del circuito varían, dependiendo de los valores de L y C, éste entrega o demanda energía.

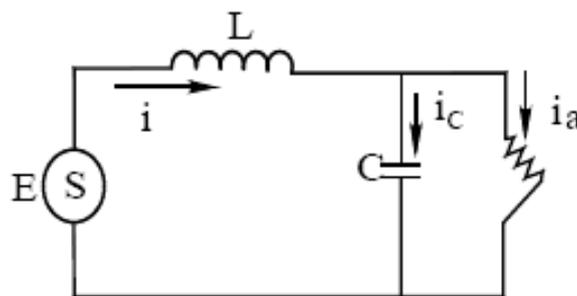


Fig. 1.14 Circuito L-C para ilustrar la interrupción de una corriente alterna.

En el instante t_1 (ver Fig. 1.15) se inicia la separación de los contactos del interruptor y se establece un arco, el cual mantiene el flujo de la corriente en el circuito. La corriente total proporcionada por la fuente se divide entre el arco y el capacitor. En un principio, la caída de tensión a través del arco y la tensión aplicada al capacitor son muy pequeñas, tomando el capacitor muy poca corriente. A medida que la caída de tensión a través del arco aumenta, la corriente en el capacitor también aumenta, por lo tanto, la corriente del arco disminuye. Cuando el arco se interrumpe poco antes del cruce por cero de la corriente, debido a la acción de los agentes de-ionizantes, la tensión del capacitor se incrementa bruscamente, produciendo un transitorio en el circuito. El transitorio se amortigua en función de la resistencia del circuito. La tensión aplicada entre los contactos se incrementa hasta el punto P, llamado punto de extinción, cuya magnitud depende de la energía electromagnética. La magnitud está dada por las siguientes expresiones:

$$\frac{1}{2}Li_1^2 = \frac{1}{2}CV^2$$

$$V_e = i_1 \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Donde:

i_1 es la corriente en el capacitor en el instante de la interrupción.

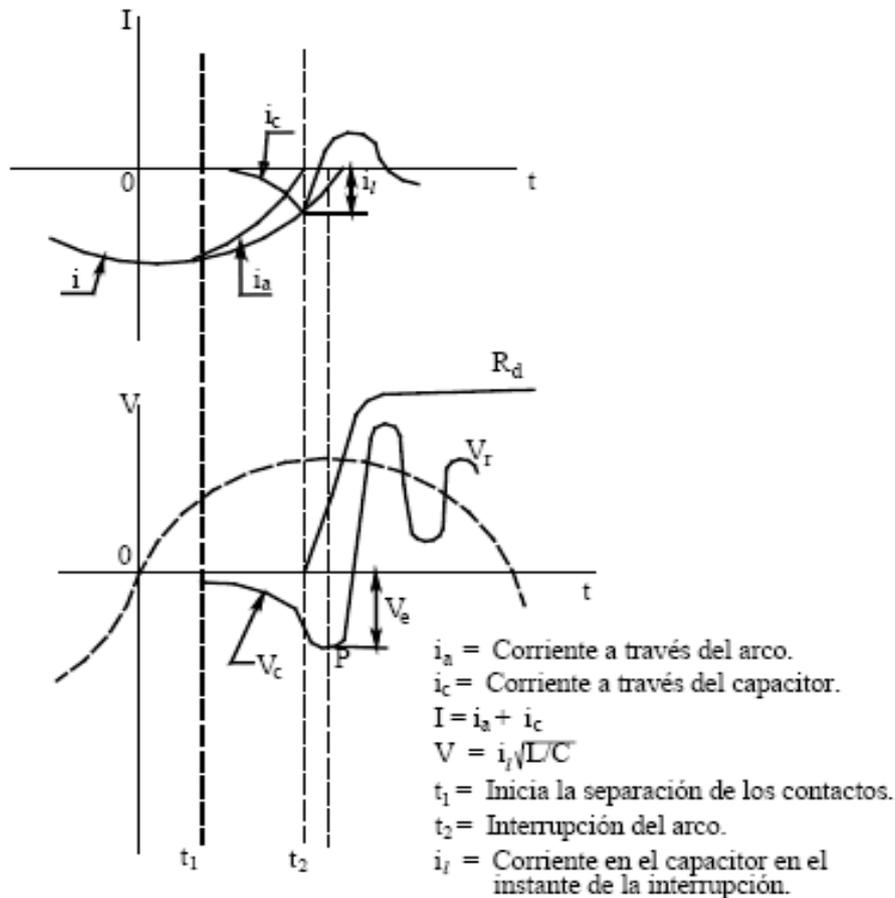
V es la tensión de la fuente

V_e es la tensión entre contactos

La tensión entre contactos oscila alrededor del valor de cresta de la tensión de la fuente, que está adelantada 90° con respecto a su corriente. A la tensión sinusoidal producida por la fuente se superpone una oscilación de tensión a la frecuencia natural del sistema, dada por:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

Esta tensión transitoria, llamada Tensión Transitoria de Restablecimiento o TTR, puede alcanzar hasta dos veces el valor de cresta de la tensión sinusoidal de la fuente. En un circuito real esta oscilación se amortigua por la resistencia del circuito.



. Fig. 1.15 Proceso de interrupción en un circuito L-C con C.A.

Si la rigidez dieléctrica R_d del medio de extinción del entrehierro es mayor que la tensión entre los contactos, el arco se extingue y el circuito queda abierto. Si la rigidez dieléctrica no es suficiente para soportar la tensión entre los contactos, el arco se reenciende, como se observa en la Fig. 1.15.

1.8 COMPORTAMIENTO DEL ARCO.

Las características eléctricas del circuito a interrumpir influyen en el comportamiento del arco. La Fig. 1.16 muestra el comportamiento del arco eléctrico en un circuito inductivo.

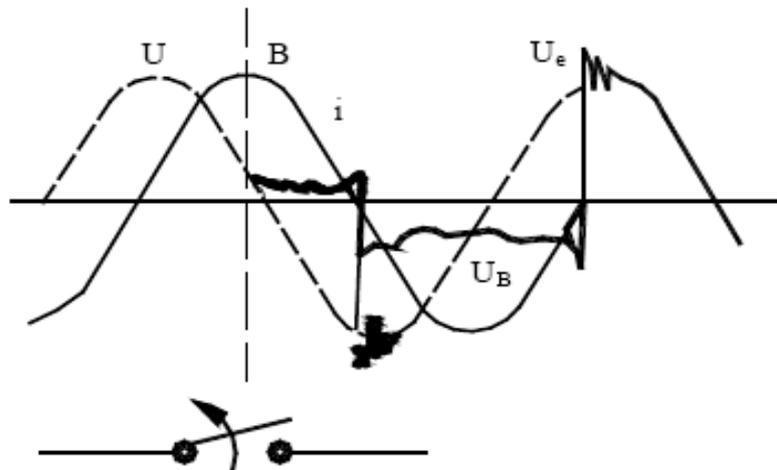


Fig. 1.16 Oscilograma característico de la desconexión de un circuito inductivo en el instante de separación de contactos (B).

En el instante B se inicia la separación de contactos del interruptor y se establece el arco eléctrico. A la tensión del arco se le denomina U_B , si ésta es despreciable en comparación con la tensión de la red o del sistema, entonces, el arco se mantiene hasta que la corriente cruza por cero. La extinción o reencendido del arco en el cruce por cero de la corriente, depende de la frecuencia oscilatoria y de la tensión de recuperación en la cámara de interrupción. Si la pendiente S de la frecuencia oscilatoria (ver ecuación siguiente) es lo suficiente elevada, entonces ocurrirá un reencendido del arco.

En la Fig. 1.16 se ha puesto esta condición de manera que el arco se sostenga o exista por espacio de un semiperiodo adicional, para luego extinguirse definitivamente. El reencendido se produce si los contactos se separan en el valor máximo de la corriente (punto B) o en algún punto cercano a este. Esto se debe a que el próximo cruce por cero es muy pronto y no permite la de-ionización del entrehierro de los contactos. En consecuencia, el transitorio de tensión arquea el entrehierro. En la práctica, existe un desplazamiento respecto al tiempo entre la separación de los contactos y el inicio del corto circuito. Esto se debe principalmente a la inercia, a la acción de los relevadores y otros dispositivos de mando que actúan en el interruptor.

1.9 TRANSITORIOS ELÉCTRICOS

Un transitorio eléctrico es una manifestación de un cambio súbito de las condiciones de un circuito eléctrico, tales como la apertura o cierre de un interruptor durante una falla de cortocircuito. El cambio implica una redistribución de tensiones, corrientes y energías, que no puede ser en forma instantánea. Esta redistribución está gobernada por el principio de conservación de la energía. Cuando se tiene sólo L y C , las energías se igualan dando como resultado:

$$\frac{1}{2}LI^2 = \frac{1}{2}CV^2$$

$$V = I\sqrt{\frac{L}{C}}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

1.10 CONSTANTES Y CONDICIONES DE LOS CIRCUITOS

Las constantes L , C y R del circuito son importantes para el diseño de un interruptor. En la práctica se ha observado que un interruptor que funciona satisfactoriamente para un sistema, puede no hacerlo en otro. Las acciones de interrupción y ciertas fallas, producen sobre-tensiones. En la Fig. 1.17 se muestran las magnitudes típicas del sobre tensiones. Éstas son ocasionadas por la energía residual (energía almacenada en la capacitancia C o en la inductancia L), al cambiar el circuito de un estado a otro.

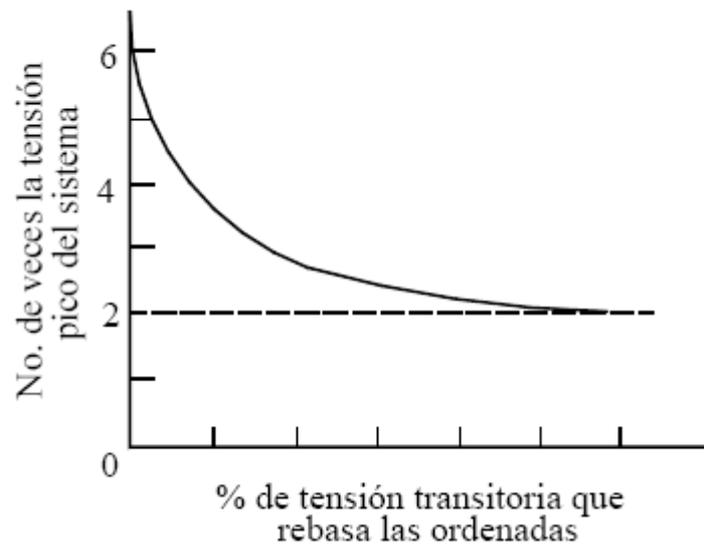


Fig. 1.17 Magnitudes de las sobretensiones debidas a interrupción y fallas.

1.11 LA TENSIÓN DESPUÉS DE LA CORRIENTE CERO FINAL

El funcionamiento de los interruptores en la interrupción de las corrientes de cortocircuito depende de varios factores que se consideran como condiciones severas. La corriente y la tensión de cortocircuito (ver Fig. 1.18) muestran que al efectuarse la interrupción al cruce por cero de la corriente, la tensión que aparece en las terminales del interruptor tiene una influencia importante en su funcionamiento. De hecho, la interrupción exitosa de la corriente depende de esta tensión. Esta tensión en las terminales después de la interrupción de corriente, como se ve en la Fig. 1.18, tiene dos componentes: la primera (inmediatamente después de la interrupción), llamada tensión transitoria de restablecimiento y la segunda (después de que se amortiguan las oscilaciones) que alcanza la tensión de 60 Hz, llamada tensión de recuperación.

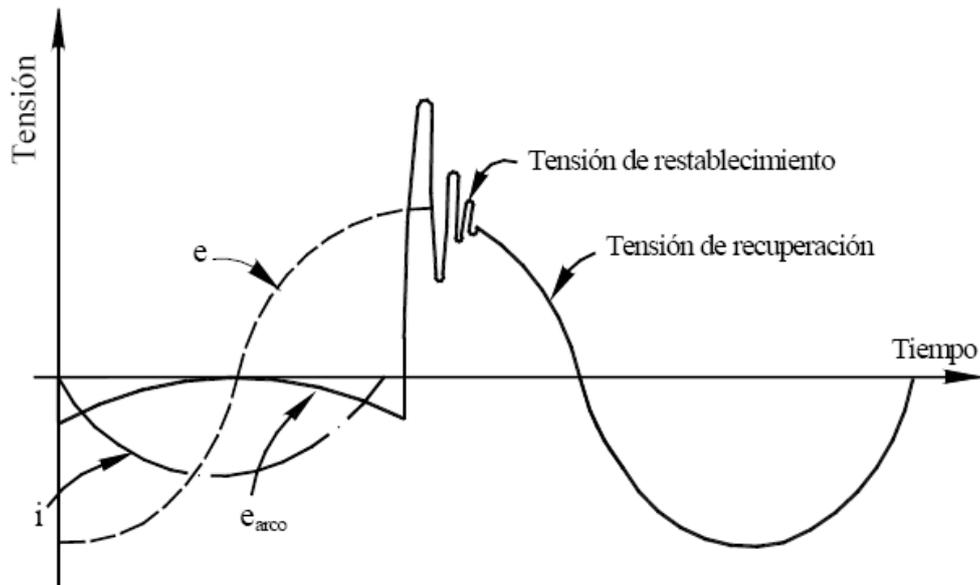


Fig. 1.18 Formas de las ondas de la tensión de restablecimiento y de recuperación.

1.11.1 Efecto de la tensión transitoria de restablecimiento

Cualquier sistema o red eléctrica puede presentar oscilaciones, por lo que es lógico esperar que la interrupción de la corriente de falla genere transitorios cuya magnitud y frecuencia dependen de sus parámetros L y C . Este fenómeno se presenta inmediatamente después de la extinción del arco. La tensión del arco entre los contactos normalmente es baja, mientras que la tensión del sistema está en su valor máximo o cerca de este.

1.11.2 Características de la tensión transitoria de restablecimiento

Las características más importantes de la tensión transitoria de restablecimiento y que influyen en el funcionamiento del interruptor son:

Factor de amplitud. Se define como la relación del valor máximo de la tensión transitoria al valor máximo de la tensión del sistema, es decir:

$$E_2$$

$$S = VR$$

Donde:

$$V = SE^2 R$$

S = Factor de amplitud

E2= Valor eficaz de la onda fundamental

Teóricamente, puede alcanzar el valor de 2; pero normalmente, en la práctica, no suele exceder de 1.5.

Razón de crecimiento de la tensión transitoria de restablecimiento (RCTTR).

Es una indicación de la severidad del transitorio y se define como la tangente de la curva de la tensión transitoria de restablecimiento. Se expresa en Volts por microsegundo. Para una TTR de frecuencia simple, la RCTTR se obtiene dividiendo la amplitud máxima de la oscilación entre el tiempo en que ésta se presenta. En la práctica, la operación de un interruptor es más rigurosa cuando se usa en una red de frecuencia natural alta, que en una red de frecuencia natural baja, porque la RCTTR es mucho mayor en el primer caso.

1.11.3 Frecuencia natural

La frecuencia natural de la oscilación varía en función de los parámetros del circuito. Ésta es más alta en circuitos de tensiones bajas alcanza valores del orden de hasta 3000 Hz. Para circuitos de tensiones altas, puede alcanzar valores del orden de hasta 400 Hz. La frecuencia natural del sistema determina la velocidad de recuperación de la tensión en el momento que se interrumpe el arco. Esta velocidad de recuperación, es un parámetro muy importante en el funcionamiento de ciertos tipos de interruptores y su fórmula es:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

La frecuencia natural varía según el punto de la red en que se produce el cortocircuito. Por lo tanto, para seleccionar un interruptor, además de especificar el valor de la potencia máxima de corto circuito, también se requiere especificar el factor de amplitud de la TTR y la velocidad de restablecimiento de la tensión:

$$\frac{dV}{dt} 2SEf_0\sqrt{2} \quad kV / \mu\text{seg}$$

1.11.4 Factores que determinan las características de la TTR

La razón de crecimiento de la TTR y su valor máximo ocasionan esfuerzos en el entrehierro de los contactos que dependen de la configuración de la red, de su frecuencia natural y de la posición relativa de las resistencias (conectadas en paralelo o en serie con la capacitancia principal del circuito), como se ilustra en la Fig. 1.19.

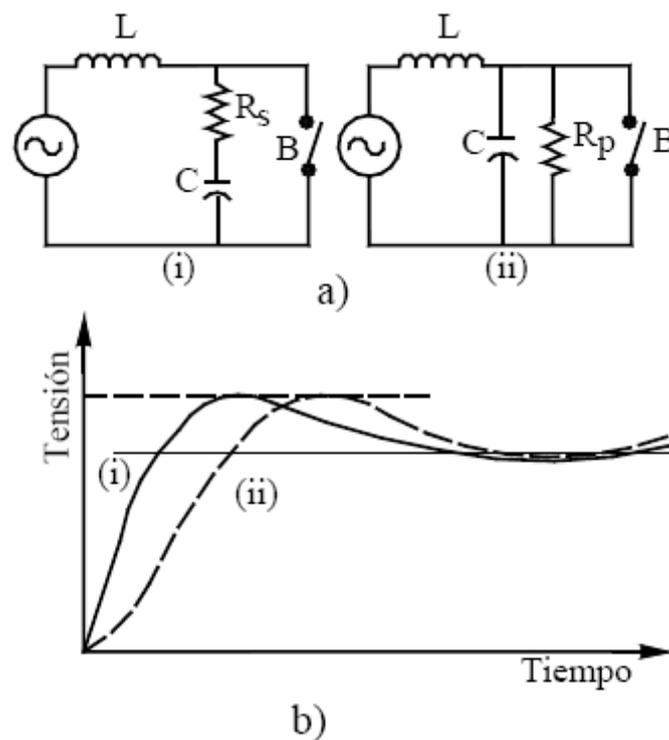


Fig. 1.19 a) Circuitos típicos de interrupción con resistencias en serie y en paralelo con la capacitancia del circuito. b) Curvas de la TTR de los circuitos.

La presencia de resistencias en el sistema amortigua la razón de crecimiento de la TTR. También existen otros factores que tienen influencia directa en la forma de la TTR, éstos son: resistencia del conductor, pérdidas en el entrehierro, pérdidas dieléctricas, etc. Tales factores varían en función de la frecuencia y la tensión. En una red formada por generadores, transformadores, reactores y líneas de transmisión, cada elemento ejerce su propio

amortiguamiento. Por lo general, la atenuación debida a estos elementos es pequeña; cuando se esperan valores altos del RCTTR, se utilizan interruptores con resistencias en paralelo (ver Fig. 1.19). El valor de la resistencia R_p necesaria para lograr el amortiguamiento crítico es de:

$$R_p = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{L}{C}}$$

En la Fig. 1.20 se muestra una tensión transitoria de restablecimiento amortiguada. La resistencia conectada en paralelo con terminales del interruptor, modifica la TTR en una onda periódica (curva V_c). La incorporación de la resistencia en paralelo incrementa la capacidad interruptiva del interruptor. En la Fig. 1.21 se muestra la relación de la RCTTR y la capacidad interruptiva de un interruptor de soplo de aire con y sin resistencias en paralelo en función de la frecuencia.

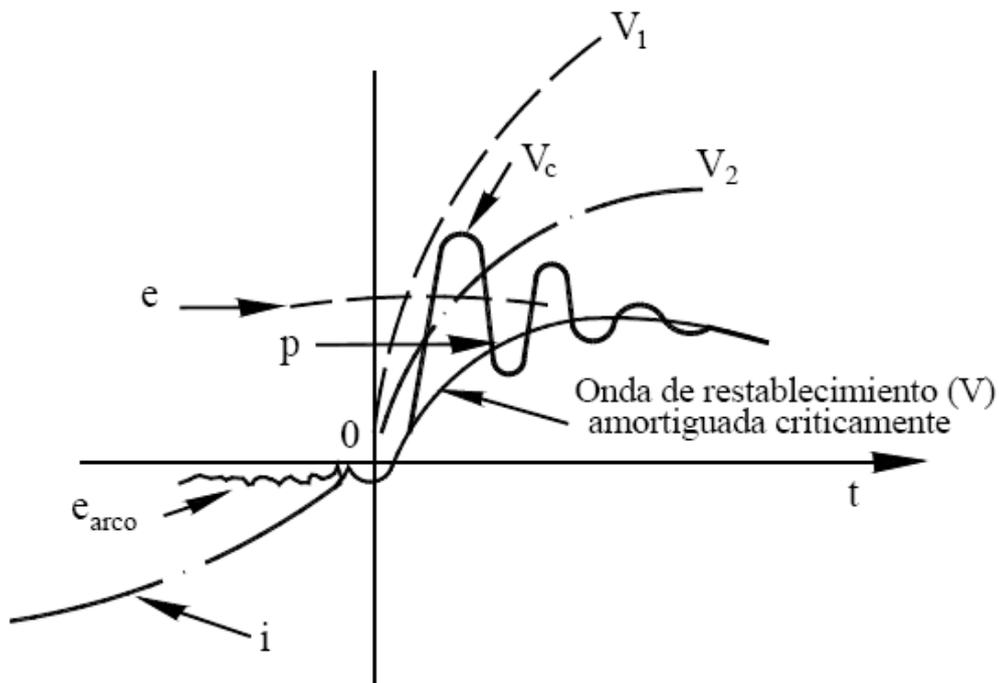
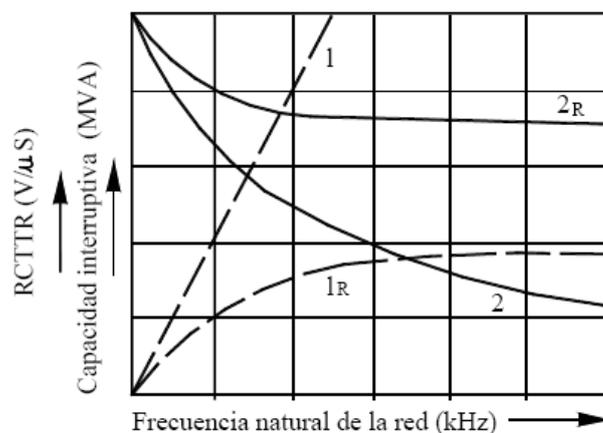


Fig. 1.20 Tensión transitoria de restablecimiento (TTR) amortiguada.

1.12 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La operación de los contactos de un interruptor se realiza por medios mecánicos. Cuando los contactos se separan se forma un entrehierro entre ellos, constituido de un medio dieléctrico e interruptivo (aire, gas SF₆, vacío, aceite). En este medio se forma el arco eléctrico, a través del cual la corriente fluye de un contacto a otro. En este entrehierro es donde el circuito es vulnerable a ser interrumpido, ya que la corriente abandona su trayectoria original (contactos) para formar un arco en el medio aislante e interruptivo, cuando se logra disminuir la conductividad de esta trayectoria hasta extinguir el arco, la corriente deja de fluir. Por lo tanto, la interrupción de un circuito eléctrico comprende dos pasos consecutivos: en el primero se consigue intercalar un entrehierro a la trayectoria original, y el segundo, consiste en eliminar la conductividad del entrehierro. El principio fundamental de este proceso es la velocidad de restablecimiento del medio dieléctrico en el entrehierro.

Para un entrehierro con un medio aislante gaseoso, el gas es semiconductor a altas temperaturas y en función de su enfriamiento se vuelve aislante. Por ejemplo, el aire cambia de un buen conductor (10 mho/cm), a un aislador confiable (10-12 mho/cm), solamente con variar la temperatura de 10,000 a 1,000 °K, véase la Fig. 1.22.Fig.



1.21 RCTTR y capacidad interruptiva de un interruptor en función de la frecuencia. 1-RCTTR sin resistencia. 1R-RCTTR con resistencia en paralelo. 2-Capacidad interruptiva sin resistencia. 2R-Capacidad interruptiva con resistencia.

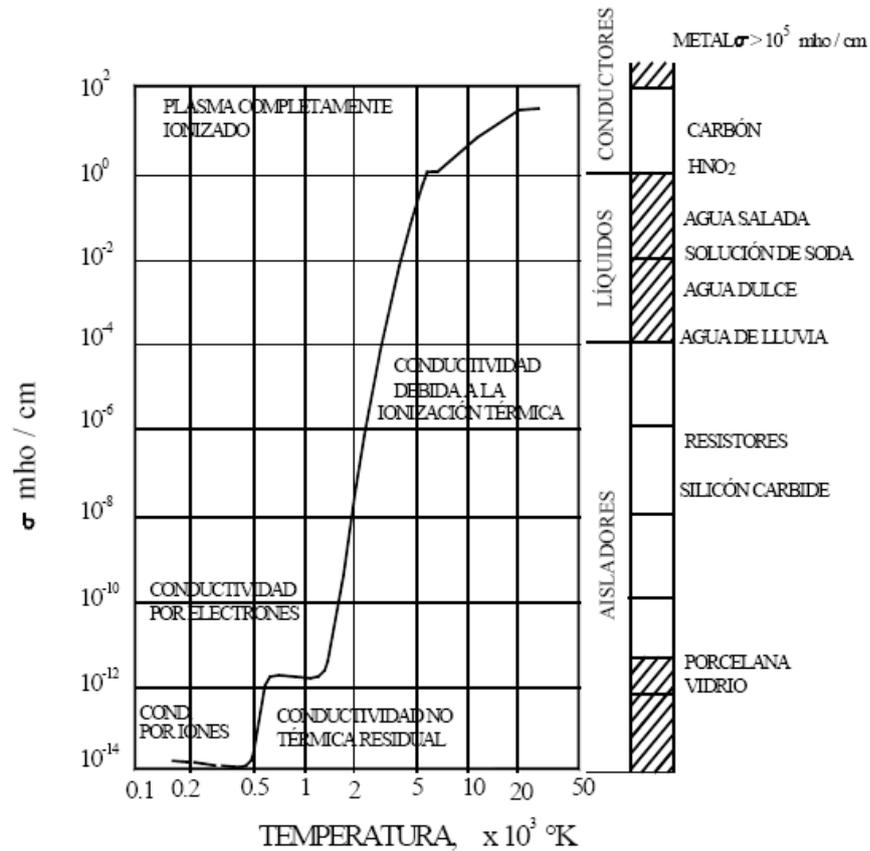


Fig. 1.22 Conductividad eléctrica (σ) vs. Temperatura del aire a presión atmosférica.

Exceptuando los sistemas que utilizan materiales semiconductores de sople magnético y vacío, todos los interruptores trabajan bajo el principio de la descarga de alguna clase de gas. La Fig. 1.23 muestra la conductividad térmica de los gases SF₆, nitrógeno e hidrógeno en función de la temperatura; se puede ver que el SF₆ y el hidrógeno no tienen conductividades térmicas mayores a la del nitrógeno hasta los 1,500 °K. El SF₆ y el hidrógeno poseen mejores conductividades térmicas que el aire y el nitrógeno a altas temperaturas, lo que los hace mejores medios de extinción.

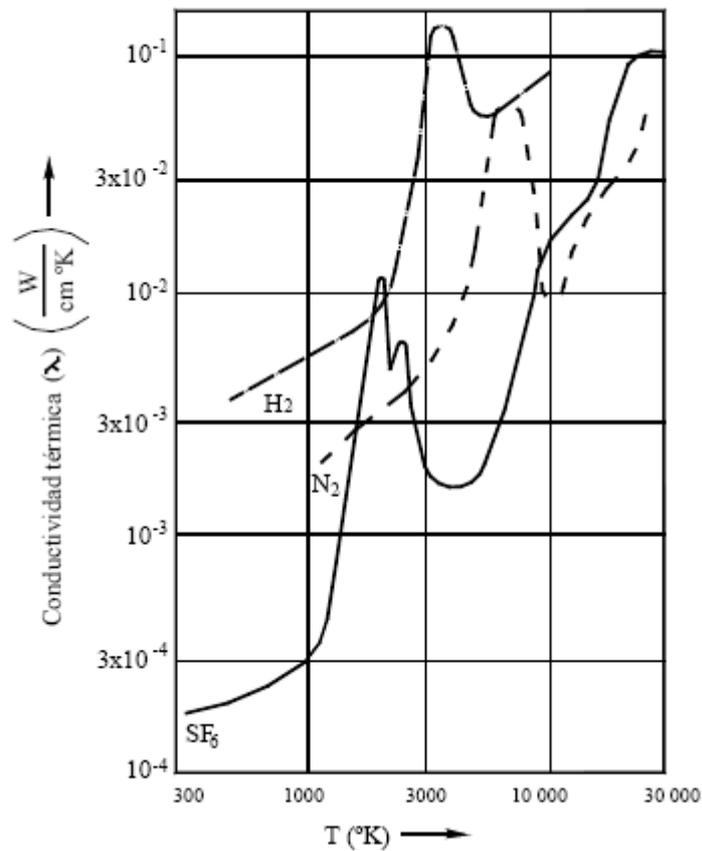


Fig. 1.23 Comportamiento de la conductividad térmica (λ) en función de la temperatura del medio gaseoso, T ($^\circ K$).

1.12.1 Proceso de cierre

Los interruptores deben cerrar e interrumpir los circuitos, esto puede ocasionar ciertos problemas, particularmente, si el interruptor cierra en condiciones de falla. Cuando el interruptor está abierto, la tensión en sus terminales es la tensión del sistema, a esta tensión se le denomina “tensión de cierre”. Al valor máximo de la corriente que fluye al cerrar el interruptor se le llama “corriente de cierre”. La “potencia de cierre” es el producto de la tensión de cierre por la corriente de cierre. El tiempo de cierre de un interruptor es el que transcurre desde el momento de energizar la bobina de cierre hasta la conexión física de los contactos principales.

Durante el cierre, existen esfuerzos eléctricos entre los contactos a medida que éstos se acercan, estableciéndose arcos de pre-encendido que ocasionan desgaste adicional de los contactos.

El caso más crítico se presenta cuando el interruptor cierra en condiciones de falla de máxima asimetría.

1.12.2 Proceso de apertura

Si estando cerrado el interruptor se desea interrumpir el circuito, se libera el mecanismo de apertura el cual permite que los contactos principales se separen. La separación de los contactos genera el arco eléctrico. En la apertura, el arco cumple con funciones de gran importancia durante la interrupción, dependiendo del tipo de medio de extinción usado.

La potencia de corto circuito que el interruptor es capaz de interrumpir, está dada por el producto de la corriente de corto circuito simétrica y la tensión de restablecimiento, un ciclo después de la interrupción. Generalmente se expresan los kA de corriente interruptiva nominal simétrica para indicar la capacidad de corto circuito del interruptor. El tiempo de interrupción está dado desde el momento en que se energiza la bobina de apertura hasta la extinción del arco eléctrico. Este tiempo consta de 2 partes: el tiempo propio desde la energización de la bobina de apertura hasta la separación física de contactos y el tiempo de arco y se expresa en milisegundos o en ciclos.

Debido a que el interruptor interacciona con el sistema eléctrico, está sometido a una amplia gama de corrientes con características capacitivas, inductivas, resistivas o combinaciones de éstas. El fabricante de interruptores debe tomar en cuenta los efectos de las corrientes de falla para un diseño adecuado del interruptor. La interrupción de la corriente consiste en convertir un espacio altamente ionizado en el entrehierro en un buen aislante con el objeto de que la corriente no fluya a través de él. A medida que la corriente senoidal se aproxima al cruce por cero, el medio aislante ionizado pierde rápidamente temperatura con lo que recupera sus condiciones aislantes. En esta última condición aparece la tensión del sistema en las terminales del interruptor. La velocidad de transición del medio aislante depende de los parámetros eléctricos de la red. El periodo de transición varía desde algunos milisegundos hasta algunas décimas de segundo, dependiendo de la corriente, el medio y

sistema de extinción del arco, la longitud del arco, etc. Al interrumpirse la corriente, la razón de crecimiento de la TTR y la rigidez dieléctrica varían. Si la TTR tiene una razón de crecimiento mayor a la recuperación de la rigidez dieléctrica, se presenta un "reencendido" del arco. Si la recuperación dieléctrica es más rápida que la razón de crecimiento de la TTR, se tendrá una interrupción exitosa (ver Fig. 1.24).

Se tienen básicamente dos posibilidades para evitar el reencendido del arco:

- Disminuir la razón de crecimiento de la TTR.
- Acelerar la regeneración dieléctrica del entrehierro.

Los pasos principales que se llevan a cabo en el proceso de la interrupción en un circuito de corriente alterna, se presentan con la ayuda de la Fig. 1.25.

1.13 Descripción

T1 El interruptor en posición de cerrado, recibe una señal de apertura. Se inicia la separación de los contactos, con la ayuda del resorte de apertura. T2 El interruptor abre y se forma el arco entre el anillo de arqueado del contacto fijo y el contacto móvil. T3 El contacto móvil se desplaza hacia abajo, abriendo aún más. En el cruce por cero de la corriente, se presenta un alto valor dieléctrico. T4 El arco se extingue, restableciéndose completamente el dieléctrico. T5 El interruptor termina el movimiento de contactos y queda en posición abierto.

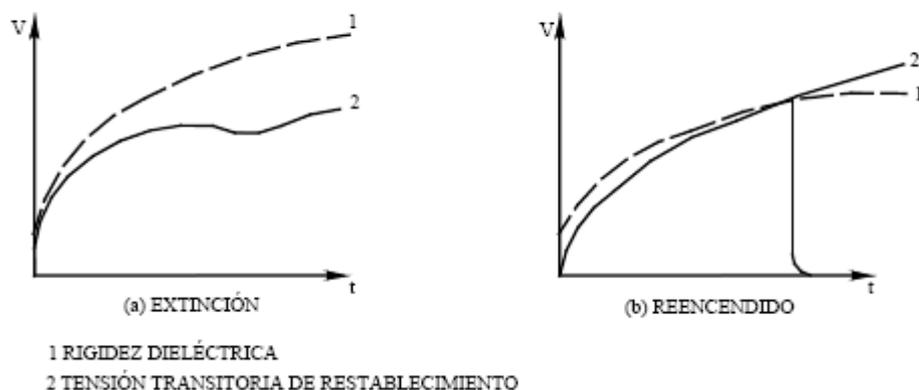


Fig. 1.24 Proceso de interrupción de la corriente: (a) Extinción; (b) Reencendido.

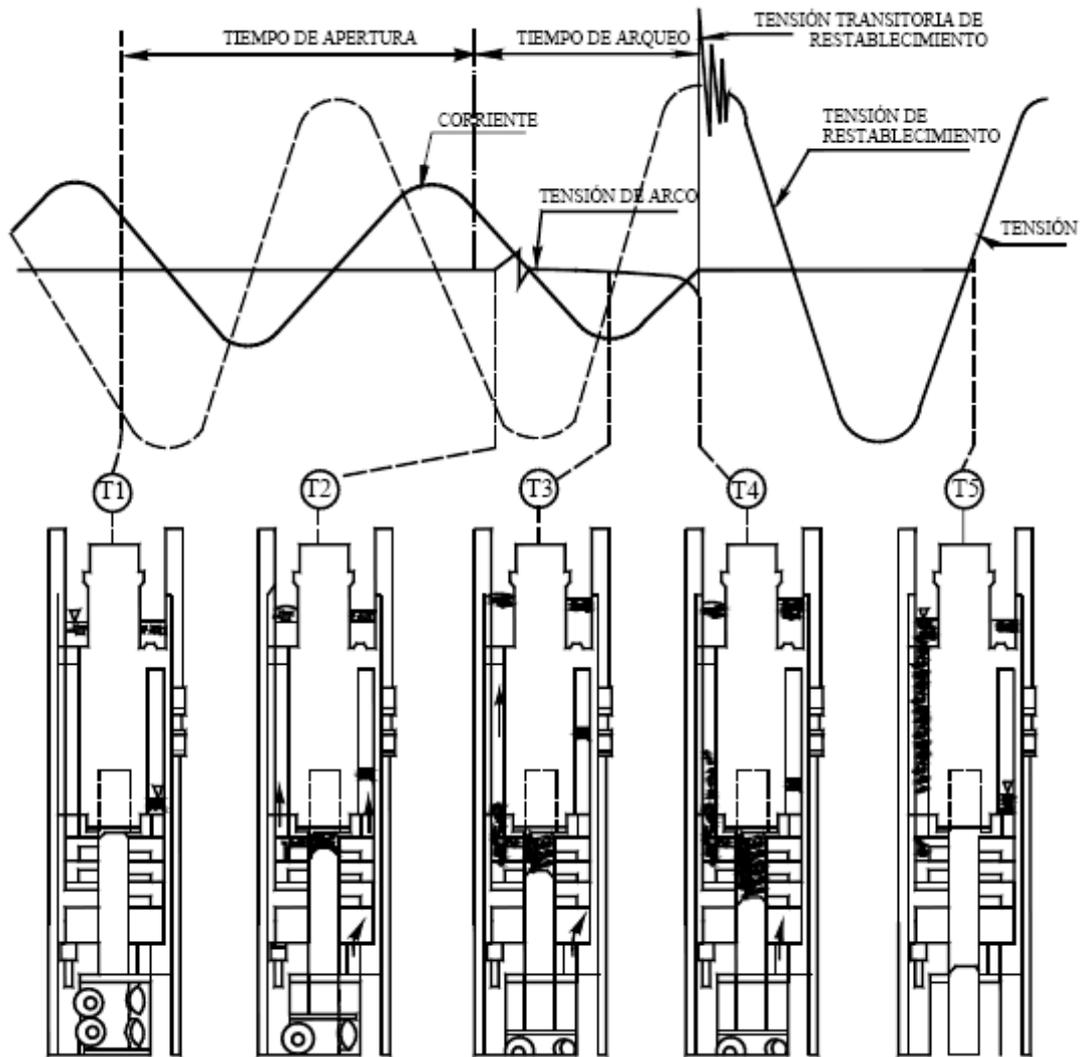


Fig. 1.25 Proceso de interrupción de corriente en un circuito de C.A.

1.14 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Las características nominales de un interruptor de potencia están establecidas en las normas nacionales e internacionales aplicables. Estos parámetros nominales se consideran los límites mínimos de funcionamiento que el dispositivo debe cumplir. Tales límites se aplican solamente dentro de condiciones de operación específicas.

Las normas nacionales e internacionales contienen diferentes tablas que listan los valores nominales preferidos. Esos valores nominales son sólo "preferidos"

porque son los comúnmente especificados por los usuarios y son los que, por conveniencia, han sido seleccionados por las normas. El hecho de que existan tablas o listas con valores preferidos, no excluye la posibilidad de ofrecer otros valores nominales específicos conforme sea requerido, siempre y cuando se cumpla con las normas vigentes y se establezcan de común acuerdo entre fabricante y usuarios.

Para este capítulo se consideraron las características nominales más importantes contenidas en las especificaciones CFE-V5000-01, que están inscritas en la placa de datos de los interruptores de potencia y otras características, de valor conceptual importante, mencionadas en las normas IEC, ANSI y en las Normas NMX. Estas características, básicamente son los parámetros de tensión y corriente, aunque también se incluyen requerimientos adicionales que son derivados, principalmente, de estos dos parámetros básicos.

1.15 CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

Las normas ANSI consideran como condiciones normales o usuales de operación cuando la temperatura ambiente no excede los +40 °C y que no esté por debajo de los -30°C. La altitud normal de operación es aquella que no excede los 3,000 ft (pies) o los 1,000 m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar). No hace ninguna diferencia entre condiciones de operación para aplicaciones en interior o en intemperie.

La IEC sí marca diferencia entre aplicaciones para interior e intemperie. Esta norma especifica un límite de altitud de 1,000 m.s.n.m. a una temperatura ambiente máxima de +40 °C para ambas aplicaciones; sin embargo, adicionalmente especifica que el promedio de temperatura máxima en un periodo de 24 h no debe exceder los +35 °C. En cuanto a los límites inferiores de temperatura, existen dos opciones para cada aplicación. Para interiores los límites son -5°C y -25°C. Para aplicaciones tipo intemperie, los límites son -25 °C y -40 °C. Adicionalmente, la norma IEC establece límites para la temperatura de congelación y para la velocidad del viento. Por lo que respecta a la Norma NMX-J-IP-1997-ANCE y a la Especificación CFE V5000-01

consideran que los interruptores de potencia, incluyendo el mecanismo de operación y los dispositivos auxiliares, deben diseñarse para operar en sistemas conectados sólidamente a tierra, a una temperatura ambiente máxima de +40 °C y un promedio, medido en un periodo de 24 h, de +35 °C y una temperatura ambiente mínima de –25 °C.

1.16 CARACTERÍSTICAS NOMINALES

Como se comentó en los incisos anteriores, las condiciones de operación de los interruptores de potencia están definidas por un cierto número de valores característicos, designados como “características nominales” o “valores preferidos”, porque son las que sirven para denominarlos y comúnmente están inscritas en la placa de datos del interruptor. Las características nominales más importantes de un interruptor son las siguientes:

- a) Tensión nominal y tensión máxima de diseño.
- b) Corriente nominal.
- c) Frecuencia nominal.
- d) Presión nominal de operación del gas para maniobra e interrupción.
- e) Capacidad interruptiva nominal.
- f) Capacidad de cierre o de conexión nominal.
- g) Corriente nominal de tiempo corto.
- h) Secuencia de operación nominal.

Asimismo, existen otros parámetros de importancia que pueden ser tomados como nominales para cada equipo. Entre estos parámetros se tienen:

- a) Tensión transitoria de restablecimiento (TTR) nominal por falla en terminales.
- b) Corriente capacitiva nominal de interrupción.
- c) Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI).
- d) Niveles de contaminación.

A continuación se definen brevemente las características y parámetros mencionados:

1.16.1 Tensión nominal y tensión máxima de diseño

A esta característica nominal, ANSI le llama tensión máxima de operación e EC la designa como tensión nominal. Esta característica establece el límite superior de la tensión del sistema para el cual está diseñado el interruptor. En condiciones normales de operación, la tensión del sistema no es constante en ningún momento, por lo que el interruptor debe de garantizar su correcta operación a la tensión nominal máxima y a la tensión máxima de diseño, que por lo general es mayor que la tensión nominal de operación del sistema.

La tensión máxima de diseño de un interruptor es el valor eficaz máximo (*rms*) de la tensión entre fases, para la que el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión del sistema, al cual el interruptor puede operar en forma continua. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) recomienda los niveles de tensión expresados en la Tabla 1.1, que son los comúnmente usados en México.

Factor de rango de tensión nominal (*k*)

El factor de rango de tensión nominal (*k*) está definido por ANSI como la relación entre la tensión máxima y el límite inferior del rango de tensiones de operación, en él, las capacidades interruptivas simétricas y asimétricas requeridas varían en proporción inversa a la tensión de operación. Este factor de rango fue utilizado sólo por ANSI, principalmente en interruptores con tecnologías antiguas tales como interruptores en aceite y de soplo magnético en aire, donde una reducción en la tensión da como resultado un incremento en la capacidad interruptiva. Con las tecnologías modernas, vacío y SF₆, este factor ya no es aplicable.

TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN (kV)	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO ANSI (kV)	TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO IEC (kV)
2.2	--	3.6
4.16	4.76	7.2
13.8	15.5	17.5
23.0	25.8	24.0
34.5	38	36.0
69.0	72.5	72.5
115.0	121	123.0
138.0	145	145.0
230.0	242	245.0
400.0	--	420.0

Tabla 1.1 Tensiones nominal y máxima de diseño.

1.16.2 Corriente nominal

La corriente nominal es la característica que establece los límites de elevación de temperatura del interruptor. La corriente nominal de un interruptor, es el valor eficaz (*rms*) de la corriente, expresada en amperes, para el que está diseñado y que tiene la capacidad de conducir continuamente a la frecuencia nominal, sin exceder los límites de elevación de temperatura de los elementos de conducción del interruptor. Los límites de temperatura están dados en términos de la temperatura total y de la elevación de la temperatura sobre la temperatura máxima de operación. Se establece el valor de elevación de temperatura para simplificar las pruebas del interruptor siempre y cuando la temperatura ambiente esté en el rango de 10°C a 40°C para no aplicar factores de corrección.

Los valores de corriente nominal establecidos por IEC son; 630 A; 800 A; 1 250 A; 1 600 A; 2 000 A; 3 150 A; y 4 000 A. Los valores correspondientes especificados por ANSI son; 600 A; 1 200 A; 1 600 A y 2 000 A. La selección de la corriente nominal debe estar asociada al límite máximo de temperatura permisible que se establezca. Esos límites de temperatura, están especificados en las normas y se muestran en la Tabla 1.2.

1.16.3 Frecuencia nominal

Este parámetro relaciona sólo la frecuencia del sistema de corriente alterna y tiene una influencia significativa cuando se relaciona con otras características de los interruptores. La frecuencia nominal es un factor relevante durante la interrupción de la corriente, debido a que en muchos tipos de interruptores, la razón de cambio de la corriente en el cruce por cero es un parámetro más significativo que el valor de la corriente *rms* o el valor pico.

La frecuencia nominal de un interruptor es la frecuencia de la red para la que el interruptor fue diseñado y a la que corresponden las otras características nominales. Alrededor del mundo se utilizan frecuencias de 50 Hz ó 60 Hz según la norma IEC-62271-100. En nuestro país se tenían dos sistemas, uno operando a 50 Hz, en la región central del país y otro a 60 Hz. Sin embargo, a partir de 1976 se unificó la frecuencia a 60 Hz, valor que continúa vigente.

1.16.4 Presión nominal de operación del gas para maniobra e interrupción

Las normas han establecido los valores de 0.5, 1, 1.6, 2, 3 y 4 MPa para la presión nominal de operación del gas; sin embargo, pueden emplearse otros valores, que se eligen de común acuerdo entre fabricante y usuario. El dispositivo de operación neumática debe ser capaz de abrir y cerrar el interruptor cuando la presión del gas comprimido esté comprendida entre 85 y 110% de la presión nominal de alimentación. Valores diferentes deberán acordarse entre fabricante y usuario.

1.16.5 Capacidad interruptiva nominal

La capacidad interruptiva nominal de un interruptor se define como la máxima intensidad de corriente, medida en el instante en que se separan los contactos, que puede ser interrumpida por el interruptor con una *Donde* (ver Fig. 1.26): tensión de recuperación de frecuencia fundamental. La tensión de recuperación es el valor eficaz de la onda fundamental, a la frecuencia del sistema, de la tensión entre fases que aparece en el circuito después de que se han extinguido los arcos en todos los polos del interruptor. De acuerdo con la norma IEC-62271-100 la capacidad interruptiva queda definida por dos valores:

La capacidad interruptiva simétrica,

Expresada por el valor eficaz (*rms*) de la componente de corriente alterna de la corriente total interrumpida por el interruptor. I_{ca} representa el valor de la cresta de la componente de corriente alterna. Por lo tanto, la capacidad interruptiva simétrica I_S está dada por:

$$I_S = \frac{I_{ca}}{\sqrt{2}} \quad \text{Amperes (valor eficaz)}$$

La capacidad interruptiva asimétrica o total, expresada por el valor eficaz (*rms*) de la corriente total, que comprende las componentes de corriente alterna y corriente directa, interrumpida por el interruptor. En la Fig. 1.1, I_{cd} representa el valor de la componente de corriente directa en el instante de la separación de los contactos. Por lo tanto, la capacidad interruptiva asimétrica I_{AS} está dada por:

$$I_{AS} = \left(\frac{I_{ca}}{\sqrt{2}} \right)^2 + I_{cd}^2 \quad \text{Amperes (valor eficaz)}$$

Donde

AA' Envoltente superior de la onda de corriente.

BB' Envoltente inferior de la onda de corriente.

BX Línea cero normal.

CC' Desplazamiento de la línea cero para la onda de corriente en cualquier instante.

DD' Valor *rms* de la componente de directa en cualquier instante, medido de CC'.

EE' Instante de la separación de contactos (inicio del arco).

IMC Corriente sostenida.

I_{ca} Valor pico de la componente alterna de corriente al instante EE'.

Valor eficaz de la componente alterna de corriente al instante EE'. I_{cd}

Componente de corriente directa de la corriente al instante EE' y es el valor en por ciento de la componente de corriente directa.

$$\frac{I_{cd}}{I_{ca}} \cdot 100 = \frac{\overline{ON} - \overline{OM}}{\overline{MN}} \cdot 100$$

Tabla 1.2 Límites de elevación de temperatura de las partes de un interruptor.

COMPONENTE		TEMPERATURA MAXIMA	
CONTACTOS		Temperatura total (°C)	Elevación de temperatura con temperatura ambiente menor a 40°C (°C)
Cobre sin recubrimiento	En aire	75	35
	En SF ₆	105	65
	En aceite	80	40
De plata, niquelados o plateados	En aire (notas 1, 2)	105	65
	En SF ₆	105	65
	En aceite (nota 2)	90	50
Estañado	En aire	90	50
	En SF ₆	90	50
	En aceite	90	50
CONEXIONES			
Cobre	En aire	90	50
	En SF ₆	115	75
	En aceite	100	60
De plata, niquelados o plateados	En aire (nota 3)	115	75
	En SF ₆	115	75
	En aceite	100	60
Estañado	En aire	105	65
	En SF ₆	105	65
	En aceite	100	60
TERMINALES EXTERNAS A CONDUCTORES			
Sin recubrimiento		90	50
Plata, níquel o estañadas		105	65
PARTES METÁLICAS QUE ACTÚAN COMO RESORTE		Ver nota 4	Ver nota 4
MATERIALES AISLANTES (nota 5)			
Clase Y (materiales no impregnados)		90	50
Clase A (materiales impregnados o sumergidos en aceite)		105	65
Clase E		120	80
Clase B		130	90
Clase F		155	115
Clase H		180	140
Esmalte	Base aceite	100	60
	Sintético en aire	120	80
	Sintético en aceite	100	60
METAL O MATERIAL AISLANTE EN CONTACTO CON ACEITE, EXCEPTO CONTACTOS		100	60
ACEITE AISLANTE PARA INTERRUPTORES		90	50

NOTAS DE LA TABLA 1.2.

- 1) Cuando se aplica una elevación de temperatura de 65°C se debe asegurar que no se ha causado daño a los materiales aislantes adyacentes.
- 2) La calidad de la cubierta de plata será de tal clase que después de las pruebas de cortocircuito y mecánicas, todavía tenga una capa de plata en los puntos de contacto y debe considerarse como "NO CUBIERTO DE PLATA".
- 3) Los valores de temperatura y de elevación de temperatura son válidos para conductores con o sin recubrimiento.
- 4) La temperatura no debe alcanzar un valor donde se afecte la elasticidad del material (reblandecimiento). Para cobre puro el límite de temperatura es de 75°C.
- 5) Se utilizan las siguientes clases de materiales aislantes:
CLASE "Y" (90 °C) Algodón, seda y papel sin impregnación.
CLASE "A" (105 °C) Algodón, seda y papel impregnados, cubiertos o sumergidos en un líquido dieléctrico como el aceite.
CLASE "E" (120 °C) Barnices de terminación e impregnación, compuestos de poliuretano, compuestos epóxicos y resinas.
CLASE "B" (130 °C) Mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., o combinación de ellos, construidos con varias sustancias orgánicas.
CLASE "F"(155 °C) Mica, fibra de vidrio construidos con varias sustancias de otros materiales no necesariamente inorgánicos.
CLASE "H" (180 °C) Nomex, Mylar laminado, mica, fibra de vidrio, barniz, resilam, DMD 180, Kapton, Pyromid, Pyroglas y Pyrolam.

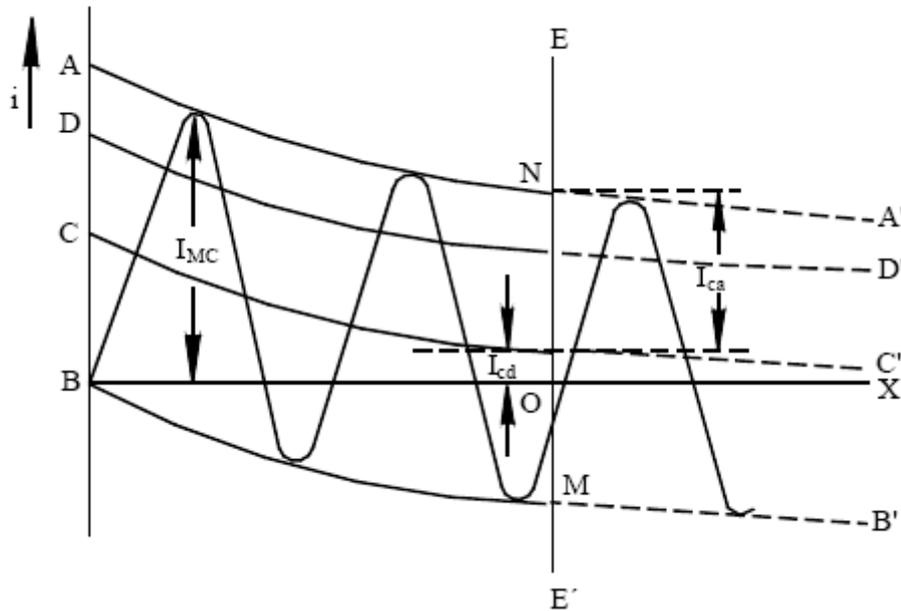


Fig. 1. 26 Componente de C.D. en el instante del cierre de contactos de un interruptor.

Un interruptor normal responde a las siguientes características:

Para tensiones inferiores a la tensión nominal, el interruptor debe ser capaz de interrumpir su valor de cortocircuito nominal. Para tensiones superiores a la tensión nominal, no se puede garantizar ninguna corriente interruptiva de cortocircuito. El valor eficaz de la componente alterna de la corriente de interrupción de cortocircuito debe elegirse entre los valores siguientes:

6.3, 8, 10, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 y 100 kA

El valor en porciento de componente directa se determina como sigue:

Para un interruptor que puede ser disparado por la intensidad de cortocircuito sin ayuda de ningún tipo de energía auxiliar, el porcentaje de la componente directa debe corresponder a un intervalo de tiempo τ igual al tiempo de apertura mínimo del interruptor.

Para un interruptor que no puede ser disparado más que con algún tipo de energía auxiliar, el porcentaje de la componente directa debe corresponder a un intervalo de tiempo τ igual al tiempo de apertura mínimo del interruptor, al que se sumará un semiciclo de la frecuencia nominal.

El tiempo mínimo de apertura mencionado anteriormente es el menor tiempo de apertura del interruptor que se puede lograr en cualquier condición de servicio, tanto en maniobra de interrupción, como en ciclo de cierre-apertura. El valor de la componente directa, evaluado en porcentaje, depende del intervalo de tiempo τ . Los valores normales de τ se grafican en la Fig. 1.2. Para la determinación de las componentes alterna y directa, se debe utilizar esta figura y la expresión siguiente:

$$\% cd = 100e^{-\frac{T_{op}+T_r}{\tau}}$$

Donde:

T_{op} = Tiempo de operación del primer polo del interruptor.

T_r = Tiempo de operación de los relevadores.

τ = Constante de tiempo estándar (45 ms).

La componente de corriente directa se considera despreciable cuando su valor es igual o menor que el 20% del valor de cresta de la componente simétrica de corriente alterna. Por lo tanto, de acuerdo con la Fig. 1.2, para interruptores cuyo tiempo de operación es de 60 ms (≈ 1.5 ciclos) o mayor, se debe especificar únicamente la capacidad interruptiva simétrica. Para determinar el tiempo que transcurre desde que se establece el cortocircuito hasta que se separan los contactos del interruptor, se agregan 10 ms al tiempo de operación del interruptor. Estos 10 ms corresponden al tiempo de operación de los relevadores de protección. En la gráfica de la Fig. 1.2 puede verse que para un tiempo de $60 + 10 = 70$ ms y un $\tau = 45$ ms, la componente de corriente directa se reduce al 20% del valor de cresta de la componente de corriente alterna. Los valores de las crestas positivas de la onda asimétrica en función del valor de cresta de la onda simétrica:

$$I_1 = 1.80I$$

$$I_3 = 1.51I$$

$$I_5 = 1.33I$$

$$I_7 = 1.21I$$

$$I_9 = 1.13I$$

$$I_{11} = 1.09I$$

Frecuentemente se expresa la relación entre las corrientes simétricas y la asimétrica de cortocircuito por medio de un factor de asimetría.

$$I_{AS} = KI_S$$

$$K = \text{Factor de asimetría}$$

Este factor K depende de la relación entre la reactancia inductiva y la resistencia del circuito (X/R) en donde se instalará el interruptor.

$$K = f\left(\frac{X}{R}\right) \quad \text{Se obtiene de tablas}$$

La capacidad interruptiva puede expresarse también en MVA y se calcula como $\sqrt{3}$ veces la tensión de recuperación de frecuencia fundamental por la corriente simétrica o asimétrica, según sea el caso.

$$P_{ccS} = \sqrt{3}KVI_S$$

$$P_{ccAS} = \sqrt{3}KVI_{AS} \quad \text{o bien :}$$

$$P_{ccAS} = KP_{ccS}$$

Donde:

$$P_{ccS} = \text{Potencia de cortocircuito simétrica.}$$

$$P_{ccAS} = \text{Potencia de cortocircuito asimétrica.}$$

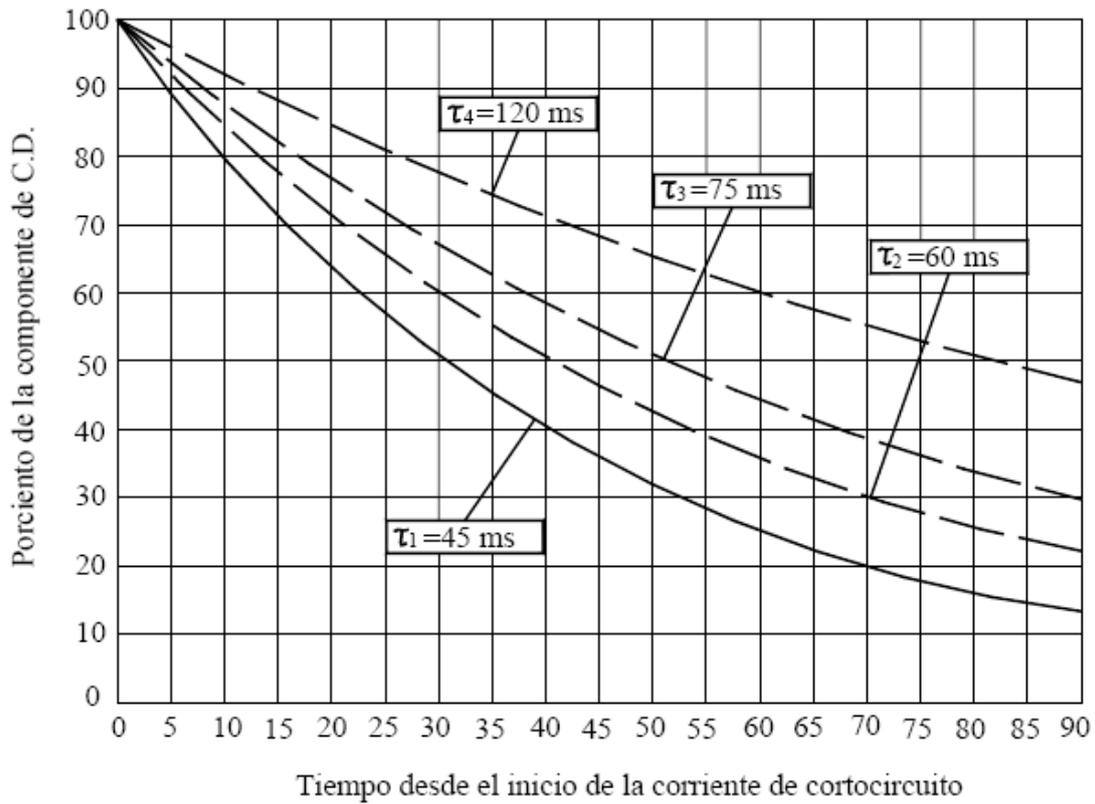


Fig. 1. 27 Porcentaje de la componente de corriente directa en relación con el intervalo de tiempo (Top+Tr) para la constante de tiempo estándar τ_1 y para las constantes especiales de tiempo τ_2 , τ_3 y τ_4 .

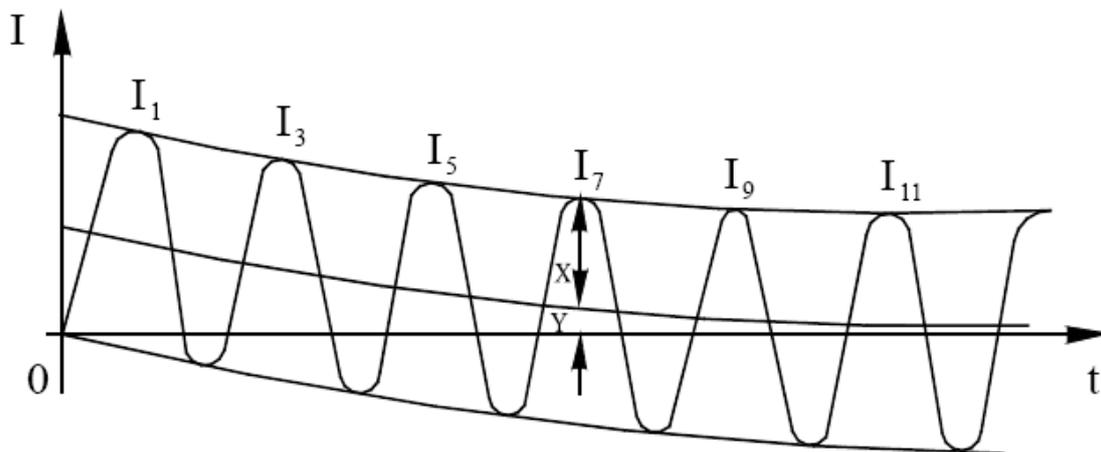


Fig. 1. 27 Onda normalizada de corriente asimétrica.

1.16.6 Capacidad de cierre o de conexión nominal

La capacidad de cierre o de conexión nominal de un interruptor se define como la intensidad de corriente máxima que el interruptor puede establecer con una tensión dada. El caso más severo para el interruptor se presenta cuando éste

cierra contra un cortocircuito en el instante del cruce por cero de la tensión, de manera que la corriente total de cortocircuito alcanza su valor máximo, como se muestra en la Fig. 1.1. La capacidad de cierre está dada por el valor de la primera cresta de la onda de corriente I_{MC} . De acuerdo con la norma IEC-62271-100, la primera cresta de la onda de corriente puede alcanzar un máximo de 1.8 veces el valor de cresta I_{ca} de la onda de corriente simétrica, por lo que la capacidad de cierre en amperes eficaces (valor de cresta) I_{MC} es igual a:

$$I_{MC} = 1.8\sqrt{2}I_S$$
$$I_{MC} = 2.55I_S$$

1.16.7 Corriente nominal de tiempo cortó.

El propósito de este requerimiento es asegurar que no se rebase la capacidad térmica de tiempo corto de las partes conductoras. Por definición, la corriente nominal de tiempo corto es el valor *rms* de la corriente que el interruptor puede conducir en la posición de cerrado, sin sufrir daño, para un intervalo de tiempo especificado. A la corriente nominal de tiempo corto también se le denomina “corriente sostenida de corta duración”.

La magnitud de esta corriente es igual a la corriente simétrica de cortocircuito nominal que se asigna para un interruptor en particular y que normalmente se expresa en kA para un período de 1 segundo (IEC) ó 3 segundos (ANSI). La IEC, también recomienda un valor de 3 segundos si se requieren periodos mayores a 1 segundo. También se le conoce como capacidad nominal a 1 segundo y como capacidad nominal a 3 segundos, respectivamente. A pesar de que ANSI requiere un aguante de 3 segundos, el máximo retraso del disparo establecido es de dos segundos para interruptores tipo interior y equipos para intemperie a 72.5 kV o menores, y para interruptores a 121 kV o mayores el requerimiento de tiempo es de 1 segundo. La duración de la corriente de tiempo corto no tiene que ser mayor que el retraso de tiempo máximo permitido

en un sistema, por lo que ANSI está en el proceso de adoptar requerimientos de tiempo menores.

1.16.8 Secuencia de operación nominal

El ciclo de trabajo de un interruptor de potencia consiste en una serie de operaciones de apertura (desconexión) y cierre (conexión) o ambas a la vez. Los tiempos asociados a las maniobras son de gran importancia, tanto desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, como de la demanda térmica. Mientras más se tarde el interruptor en eliminar la corriente de falla, mayor será el daño que ésta causará al sistema.

El ciclo de operación nominal de un interruptor es el número prescrito de operaciones unitarias a intervalos de tiempo establecidos. De acuerdo con las recomendaciones de IEC para el servicio nominal de la operación de interruptores, cuya utilización no está especificada para *autorecierre*, se puede expresar como sigue:

O - t - CO - t' - CO

Si los intervalos de tiempo no son especificados, entonces $t=0.3$ s y $t'=3$ minutos.

O - t" - CO

$t'' = 15$ s

Donde:

O = Operación de apertura.

C = Operación de cierre.

CO = Operación de cierre seguida de una apertura.

t, t', t'' = Intervalos de tiempo.

t y t' = Expresados en minutos o en segundos.

t'' = Expresados en segundos.

El ciclo de operación para los interruptores con autocierre es el siguiente:

O - "0" - CO

"0" = (Cero) representa el tiempo muerto del interruptor en cicl

1.28.9 Tensión Transitoria de Restablecimiento (TTR) nominal por falla en terminales.

Es el límite de la TTR prevista de los circuitos que el interruptor debe poder interrumpir en caso de un cortocircuito en sus terminales. La forma de onda de las TTR varía de acuerdo con la configuración de los circuitos.

En ciertos casos, particularmente en las redes de tensión superior a 100 kV y para corrientes de cortocircuito relativamente pequeñas, comparadas con la corriente de cortocircuito máxima en el punto considerado, la TTR comprende un periodo inicial en el que la velocidad de crecimiento es elevada, y un periodo posterior durante el cual la velocidad de crecimiento es más reducida. Esta forma de onda queda suficientemente bien definida por una envolvente formada por tres segmentos de recta definidos por cuatro parámetros (ver Fig. 1.5).

En otros casos, particularmente en las redes de tensión inferiores a 100 kV o bien en las redes de tensión superiores a 100 kV para corrientes de cortocircuito relativamente pequeñas respecto a la corriente de cortocircuito máxima, la TTR tiene una forma semejante a la de una oscilación amortiguada de una sola frecuencia.

Esta oscilación queda bien definida por una envolvente formada por dos segmentos de recta definidos por dos parámetros (ver Fig. 1.6). La capacitancia del lado de la fuente en el punto de instalación del interruptor, reduce la velocidad de crecimiento de la tensión durante los primeros microsegundos de la TTR.

Para representar las TTR's nominales se utilizan los parámetros siguientes:

Representación por cuatro parámetros

U_1 = Primera tensión de referencia en kV.

t_1 = Tiempo en alcanzar U_1 en μ s.

U_c = Segunda tensión de referencia.

t_2 = Tiempo en alcanzar U_c , en μs .

U' = Tensión de referencia en kV.

t_d = Retraso de tiempo, en μs .

t' = Tiempo para alcanzar U' , en μs .

Representación por dos parámetros

U_c = Tensión de referencia (valor de cresta de la TTR) en kV.

t_3 = Tiempo en alcanzar U_c en μs .

U' = Tensión de referencia en kV.

t_d = Retraso de tiempo, en μs .

t' = Tiempo para alcanzar U' , en μs .

Retardo

A un interruptor se le asocia un retardo nominal t_d (μs). El interruptor debe poder interrumpir en cualquier circuito en el que la TTR atraviesa una vez el segmento de retardo y no lo vuelve a cruzar. El segmento de retardo arranca del eje de tiempo con el retardo nominal t_d , corre paralelo al primero de los segmentos de la TTR y termina a la tensión especificada U' con un tiempo asociado t' .

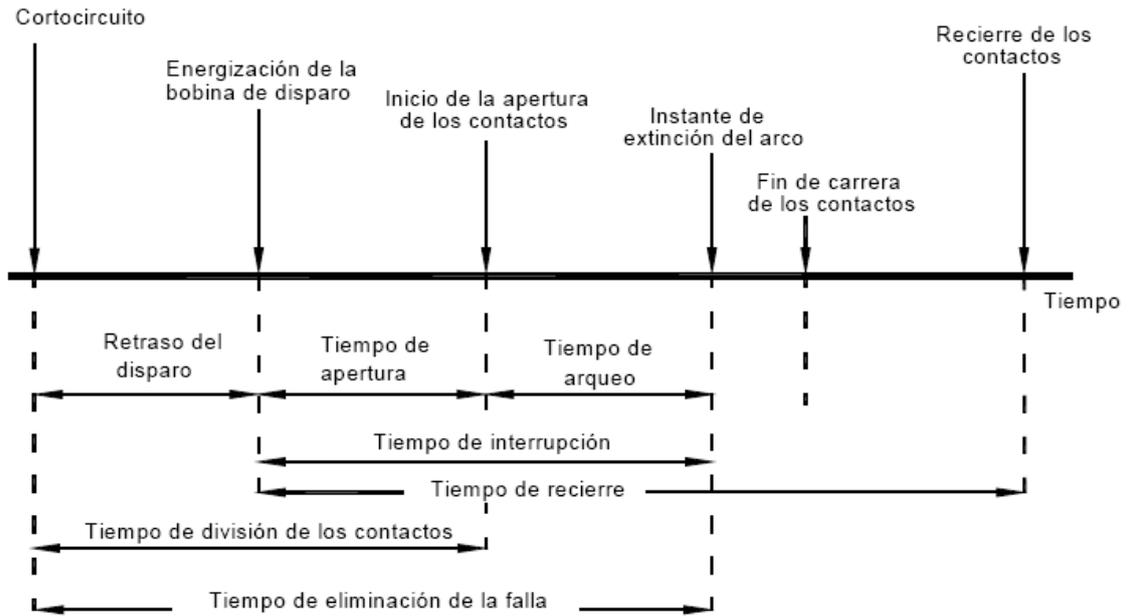


Fig. 1.28 Componentes del tiempo de operación de un interruptor.

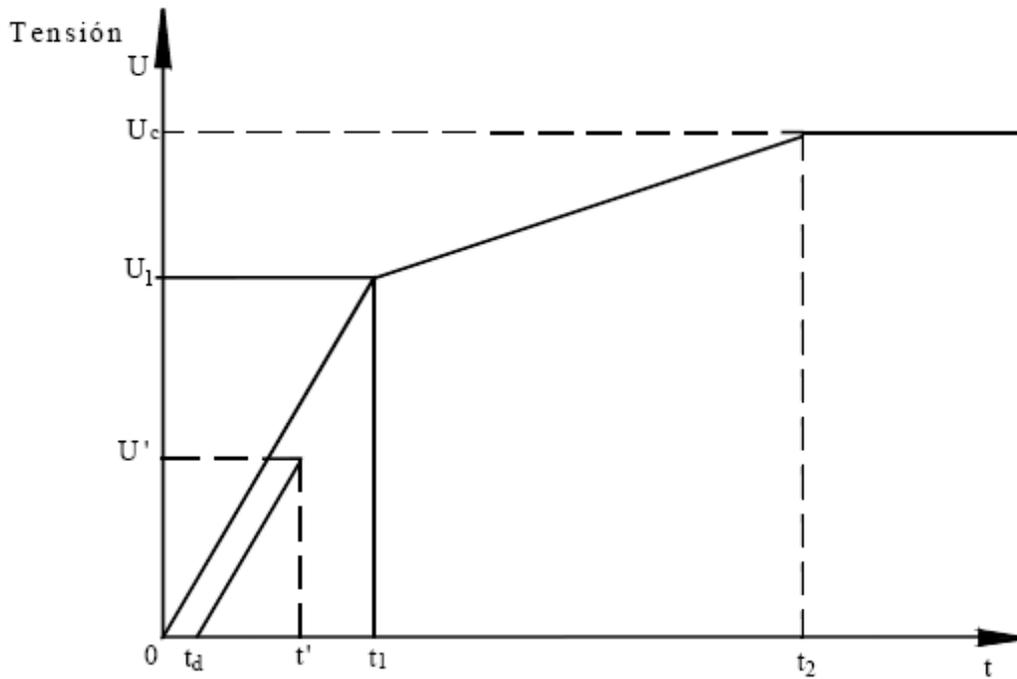


Fig. 1.29 Representación de una TTR especificada por cuatro parámetros.

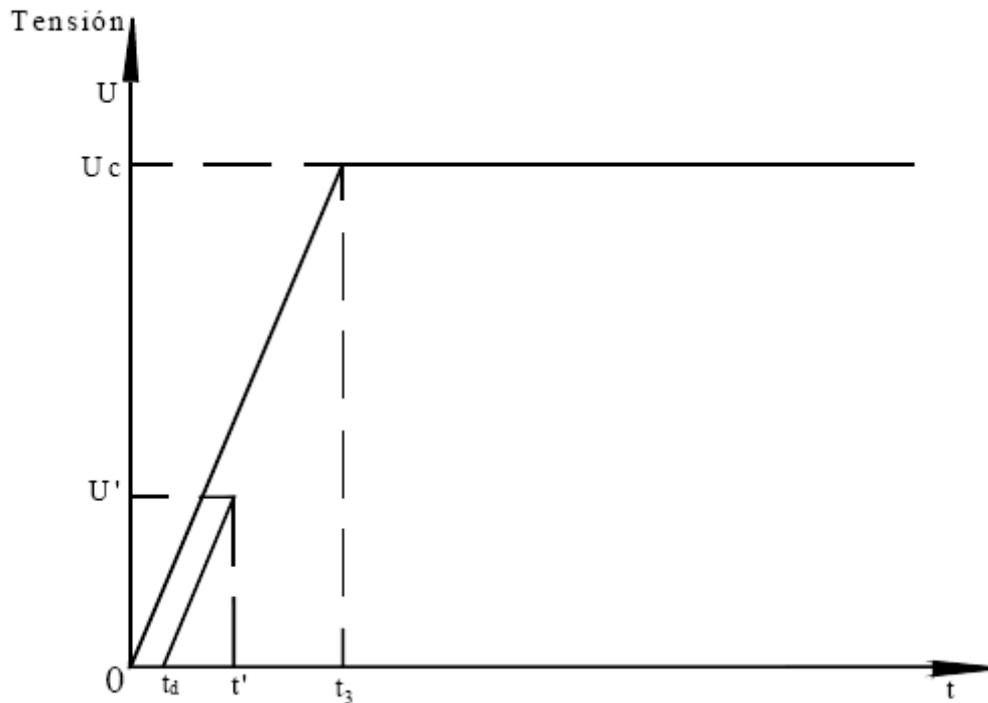


Fig. 1.30 Representación de una TTR especificada por dos parámetros.

1.16.10 Corriente capacitiva nominal de interrupción

La interrupción de corrientes capacitivas es la tarea de mayor responsabilidad operativa de un interruptor. La especificación de un interruptor que se utilizará para la interrupción de corrientes capacitivas deberá incluir, entre otras, las siguientes características:

- Corriente nominal de carga de la línea aérea.
- Corriente nominal de carga de cable subterráneo.
- Corriente nominal de interrupción de banco de capacitores sencillo.

Corriente nominal de interrupción de bancos de capacitores conectados en oposición (*back-to-back*).

- Corriente nominal de *inrush* para conexión de banco sencillo de capacitores.
- Corriente nominal de *inrush* para conexión de bancos de capacitores conectados en oposición (*back to back*).

Las tensiones de recuperación relacionadas con la interrupción de cargas capacitivas dependen de:

- La puesta a tierra del sistema.
- La puesta a tierra de la carga capacitiva, por ejemplo la pantalla de los cables subterráneos, los bancos de capacitores y las líneas de transmisión.
- Acoplamiento mutuo de fases adyacentes de la carga capacitiva, por ejemplo líneas aéreas abiertas.

La influencia mutua de sistemas adyacentes de líneas aéreas en la misma ruta.

La presencia de fallas monofásicas y bifásicas a tierra.

La corriente nominal de carga de la línea, es la corriente máxima de carga de la línea que el interruptor es capaz de interrumpir, a su tensión nominal, bajo condiciones normales de operación. La especificación de este parámetro es obligatoria para interruptores de tensiones nominales de 72.5 kV y mayores.

La corriente nominal de carga de cable, es la corriente máxima de carga del cable que el interruptor es capaz de interrumpir, a su tensión nominal, bajo condiciones normales de operación. La especificación de este parámetro es obligatoria para interruptores de 52 kV y menores.

La corriente nominal de interrupción de banco sencillo de capacitores, es la corriente capacitiva máxima que el interruptor es capaz de interrumpir a su tensión nominal bajo condiciones normales de operación. Este tipo de corriente se presenta en la interrupción de corrientes de bancos de capacitores conectados en derivación (*shunt*), y también se aplica donde no hay capacitores en derivación en el lado fuente del interruptor.

La corriente nominal de interrupción de bancos de capacitores en oposición (*back to back*), es la corriente máxima capacitiva que el interruptor es capaz de interrumpir a su tensión nominal bajo condiciones normales de operación. Esta corriente se refiere a la energización y desenergización de bancos de capacitores en derivación, donde uno o más bancos de capacitores en derivación se conectan en el lado de la fuente del interruptor, dando una

corriente de *inrush* igual a la corriente nominal de *inrush* para bancos de capacitores *back to back*.

La corriente nominal *inrush* para banco de capacitores sencillo, es el valor pico de la corriente que el interruptor es capaz de soportar a su tensión nominal y con una frecuencia de la corriente de *inrush* apropiada para las condiciones de operación. No se establecen valores preferidos ni para la corriente de *inrush* ni para su frecuencia. Para aplicaciones comunes, la corriente *inrush* de banco sencillo de capacitores está en el rango de 5 a 10 kA. Se puede estimar de manera aproximada utilizando la expresión extraída de la norma ANSI/IEEE C37.012:

$$i_{pico\ max} \approx \sqrt{2kI_{sh}I_{sb}}$$

Donde:

ipico max= Corriente pico *inrush*.

Ish = Corriente de corto circuito en la ubicación del banco de capacitores en valor eficaz.

Isb = Corriente eficaz de banco sencillo de capacitores.

k = 1.15, que es un multiplicador para cubrir tolerancias y posibles sobretensiones.

La frecuencia de la corriente de *inrush* está en el rango de 200 a 1000 Hz. Puede ser estimada de manera aproximada utilizando la siguiente fórmula:

$$f_{inrush} \approx f_r \sqrt{I_{sh}/I_{sb}}$$

Donde *fr* es la frecuencia nominal y *finrush* es la frecuencia de la corriente de *inrush*.

En la Tabla 1.3 se presentan los valores preferidos de corrientes capacitivas nominales establecidos por la IEC-62271-100. En la Tabla 1.3 se presentan las

corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción que se establecen en la especificación CFE V5000-01.

1.16.11 Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI).

Este requerimiento está basado en el hecho de que las sobretensiones producidas por rayos son una de las causas principales de salidas del sistema y de fallas en el equipo de potencia. La magnitud y la forma de la onda del impulso dependen del nivel de aislamiento de la línea y de la distancia entre el punto de origen del impulso y el punto de la línea que está bajo consideración. Debido a lo anterior, es difícil establecer un límite superior para estas sobretensiones y, por lo tanto, es impráctico esperar que los interruptores se diseñen para soportar los límites superiores de las sobretensiones. El objetivo de especificar un nivel de soporte al impulso, es definir la capacidad máxima de un interruptor y el nivel de coordinación de tensión que debe proveer. El nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI) que se especifica, en realidad sólo refleja las prácticas de coordinación de aislamiento utilizadas en el diseño de sistemas eléctricos, el cual está influenciado por los límites de aislamiento y los requerimientos de protección de transformadores de potencia y otros equipos del sistema.

ANSI especifica únicamente un valor de NBAI para cada clase o nivel de tensión de interruptores, con la excepción de interruptores de 25.8 y 38 kV donde especifica dos valores. El valor más bajo es propuesto para aplicaciones en sistemas de distribución con estrella aterrizada y equipados con apartarrayos. IEC, en contraste, especifica dos valores de NBAI para todas las clases de tensión, excepto para las clases 52 y 72.5 Kv donde sólo se especifica un valor, y para 245 kV donde se proporcionan tres valores. Los valores de NBAI que especifican las normas ANSI e IEC, para interruptores de clase 72.5 kV y superiores se dan en la Tabla 1.5.

Tabla 1.3 Valores preferidos de corrientes de *switches* capacitivo nominales establecidos por la IEC-62271-100.

Tabla 1.3 Valores preferidos de corrientes de *switcheo* capacitivo nominales establecidos por la IEC-62271-100.

Tensión nominal (kV)	Línea en vacío	Cable en vacío	Banco sencillo de capacitores	Banco de capacitores en oposición (<i>back to back</i>)		
	Corriente nominal de carga de la línea I_l (A <i>rms</i>)	Corriente nominal de carga del cable I_c (A <i>rms</i>)	Corriente nominal de interrupción I_{sb} (A <i>rms</i>)	Corriente nominal de interrupción I_{bb} (A <i>rms</i>)	Corriente nominal <i>inrush</i> I_{bi} (kA <i>pico</i>)	Frecuencia de la corriente <i>inrush</i> f_{bi} (Hz)
3.6	10	10	400	400	20	4,250
7.2	10	10	400	400	20	4,250
17.5	10	31.5	400	400	20	4,250
24	10	31.5	400	400	20	4,250
36	10	50	400	400	20	4,250
72.5	10	125	400	400	20	4,250
123	31.5	140	400	400	20	4,250
145	50	160	400	400	20	4,250
170	63	160	400	400	20	4,250
245	125	250	400	400	20	4,250
300	200	315	400	400	20	4,250
420	400	400	400	400	20	4,250
550	500	500	400	400	20	4,250

Nota 1: Los valores dados en esta tabla son seleccionados para propósitos de normalización.

Nota 2: Si se realizan pruebas de *switcheo* de capacitores conectados en oposición, las pruebas para *switcheo* de banco sencillo no se requieren.

Nota 3: El pico de la corriente de *inrush* y la frecuencia de esta corriente puede ser más alta o menor que los valores establecidos en esta tabla dependiendo de las condiciones del sistema, por ejemplo, si se usan o no reactores limitadores de corriente.

Tabla 1.4 Corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción establecidos en la especificación CFE V5000-01.

Tensión nominal del interruptor (kV)	Corriente nominal (A)	Corriente de interrupción de cortocircuito (kA)	Corriente de interrupción en cables cargados (cable en vacío) (A)	Corriente de interrupción con línea cargada (línea en vacío) (A)
123	1250	25	140	31,5
	1600	31,5		
145	1600	40	160	50
	2000	31,5		
	1600	40		
	2000	50		
170	1250	31,5	160	63
	1600	40		
245	2000	50	250	125
	1600	31,5		
	2000	40		
300	1250	31,5	315	200
	1600			
	2000			
	3150	50		
	1600			
	2000			
420	1600	31,5	400	400
	2000	40		
	2000	50		
550	2000	40	500	500

NOTA: En caso de requerirse una corriente de interrupción de cortocircuito de 63 kA debe indicarse en las Características Particulares.

Tensión de soporte con onda cortada

Este requerimiento dieléctrico sólo lo especifica ANSI y fue incluido debido al hecho de que la tensión en las terminales de un aparta rayos tiene una característica plana, sin embargo, a cierta distancia de este, la tensión es ligeramente mayor. Esta característica se consideró en las normas de transformadores donde se especificó una onda que se corta a los 3 μ s.

Una razón adicional para establecer este requerimiento fue eliminar, por razones económicas, el uso de aparta rayos en el lado de línea del interruptor y permitir el uso de explosores de varillas. El valor de tensión pico a 3 μ s está dado como 1.15 veces el NBAI correspondiente.

Tabla 1.5 Comparación del NBAI entre los requerimientos de ANSI e IEC.

ANSI					IEC	
Tensión nominal (kV)	Tensión nominal (P.U.)	NBAI (kV)	Onda cortada a 2 μ s (kV)	Onda cortada a 3 μ s (kV)	NBAI (kV)	Tensión nominal (kV)
72.5	4.8	350	452	402	325	72.5
121	4.55	550	710	632	550 450	123
145	4.5	650	838	748	650 550	145
169	4.45	750	968	862	750 650	170
242	3.7	900	1160	1040	1050 950 850	245
362	3.58	1300	1680	1500	1175 1050	362
550	3.26	1800	2320	2070	1550 1425	550

Soporte con impulso de maniobra

Este requerimiento se aplica a interruptores de clase 362 kV o superiores (ANSI) y de 300 kV o superiores (IEC). La razón de que sólo se especifiquen estos requerimientos a estas tensiones, es debido a que a valores más bajos de tensión, el valor pico de la tensión de soporte excede el valor de 3 p.u. Este es el valor que ha sido seleccionado como el máximo impulso de maniobra no controlado que puede encontrarse en un sistema.

En la especificación CFE V5000-01 a esta tensión se le nombra “Tensión de aguante nominal a impulso de maniobra”. En la Tabla 1.6 se presentan los valores que establece la especificación CFE V5000-01 para las tensiones de aguante nominal a la frecuencia del sistema, a impulso de rayo y impulso de maniobra.

Tabla 1.6 Tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas establecidas en la especificación CFE V5000-01(1)(5).

Tensión nominal (kV) valor eficaz	Tensión de aguante nominal a la frecuencia del sistema (kV) valor eficaz (1 min.) seco (s) húmedo (h)		Tensión de aguante nominal a impulso de rayo (kV) valor pico seco (s)		Tensión de aguante nominal a impulso de maniobra (kV) valor pico seco (s) húmedo (h)		
	De fase a tierra y a través del interruptor cerrado	De fase a tierra y a través del interruptor abierto	De fase a tierra y a través del interruptor cerrado	De fase a tierra y a través del interruptor abierto	De fase a tierra	Entre fases para interruptor de tanque muerto	A través de las terminales del interruptor abierto
1	2	3	4	5	6	7	8
123	230 (s/h)		550		NA	NA	NA
145 ⁽²⁾⁽³⁾	275 (s/h)		650		NA	NA	NA
170 ⁽⁴⁾	325 (s/h)		750		NA	NA	NA
245	460 (s/h)		1050		NA	NA	NA
300 ⁽²⁾	380 (s/h)	435 (s/h)	1050	1050 (+170)	850	1275	700 (+245)
420	520 (s/h)	610 (s/h)	1425	1425 (+240)	1050	1575	900 (+345)
550 ⁽²⁾	620 (s/h)	800 (s/h)	1550	1550(+315)	1175	1760	900 (+450)

Notas:

- (1) Los valores de prueba indicados en esta tabla están referidos a las condiciones normalizadas de 101,3 kPa de presión, 20 °C de temperatura y humedad absoluta de 11 g/m³.
- (2) Exclusivamente para los casos de extra alta contaminación y altitudes mayores a 2,500 m.s.n.m.
- (3) Exclusivamente para los casos en que se requiera corrientes de interrupción de 50 kA o mayores.
- (4) Tensión restringida del sistema de 161 kV.
- (5) Los valores especificados en la tabla están basados en un estudio de coordinación de aislamiento realizado por el LAPEM, con los siguientes parámetros principales: Índice de falla del equipo 1/400; Tensión nominal del apartarrayos 210 kV para tensión nominal del sistema de 245 kV; Tensión nominal del apartarrayos de 330 kV para tensión nominal del sistema de 420 kV.

1.16.12 Niveles de contaminación

La distancia de fuga de fase a tierra se calcula tomando en cuenta la distancia de fuga específica y la tensión nominal de fase a fase del interruptor, conforme lo indicado en la norma IEC 60815, debiendo aplicarse la Tabla 1.7, de acuerdo al nivel de contaminación (medio, alto o extra alto) del sitio de instalación del interruptor. Esta distancia, se debe indicar en las Características Particulares.

Tabla 1.7 Distancia específica mínima de fuga y nivel de contaminación

Nivel de contaminación	Distancia específica mínima de fuga (mm/kV _{f-f}) IEC 60815
Medio	20
Alto	25
Extra alto	(*)
Nota: (*) En caso de requerirse equipo para un nivel de contaminación extra alto se debe realizar un estudio, el cual debe ser avalado por el LAPEM. Para tal caso, véase nota (2) de la Tabla 4.6 de tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas.	

1.17 TIPOS DE INTERRUPTORES

1.17.1 INTRODUCCIÓN

El interruptor es un dispositivo de desconexión el cual, de acuerdo con las normas, está definido como un dispositivo capaz de conectar, conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales y también conectar y conducir corrientes por tiempo determinado e interrumpirlas bajo condiciones anormales, tales como corrientes de corto circuito. Conforme se han incrementado las tensiones de operación y las capacidades de corto circuito de los sistemas de potencia, los interruptores de potencia en alta tensión han jugado un papel muy importante en dicho crecimiento. Se han desarrollado diferentes tecnologías, algunas que involucran el uso de medios de interrupción avanzados y continúan siendo estudiadas para lograr equipos más eficientes.

Para efectuar la interrupción de corriente, algunos de los primeros diseños de interruptores, simplemente alargaban el arco a través de un par de contactos en aire; posteriormente se incorporaron estructuras de arco, incluyendo algunas con bobinas de soplo magnético, mientras que otros dispositivos usaron como medio de interrupción líquidos tales como aceite. Algunos de esos primeros diseños han sido significativamente mejorados y algunas variaciones de este tipo de interruptores están todavía en uso, especialmente en aplicaciones de baja tensión, donde actualmente los interruptores de aire son el tipo dominante de interruptores.

Para aplicaciones de interiores en tensiones de 5 a 38 kV, los interruptores en soplo de aire magnético fueron los interruptores de elección en los Estados Unidos de Norteamérica en los años setenta, mientras que en Europa y México los interruptores de pequeño volumen fueron muy populares. Por otra parte, para aplicaciones intemperie, para tensiones de 15 a 230 kV fueron muy usados los interruptores de gran volumen y los de soplo de aire. Con la llegada de las tecnologías de vacío y hexafloruro de azufre, los diseños antiguos de

interruptores han sido rápidamente sustituidos y en la actualidad son considerados como tecnologías obsoletas.

1.18 CLASIFICACIÓN DE INTERRUPTORES

Los interruptores se pueden clasificar de acuerdo al: nivel de tensión, lugar de instalación, características externas de diseño y método y medio usado para la interrupción de la corriente.

1.18.1 Tipos de interruptores por nivel de tensión

El nivel de tensión en el cual se van a usar los interruptores es una clasificación muy amplia que divide a los interruptores en:

- a) Interruptores de baja tensión, son los diseñados para usarse en tensiones de hasta 1000 volts.
- b) Interruptores de alta tensión, son los diseñados para usarse en tensiones superiores a 1000 volts. Cada uno de esos grupos puede subdividirse. Para el caso de los interruptores de alta tensión estos se subdividen en interruptores de 123 kV y mayores e interruptores de 72.5 Kv y menores. Frecuentemente, estos dos grupos son relacionados como interruptores para transmisión e interruptores de distribución respectivamente.

Esta clasificación de los interruptores de alta tensión es la que comúnmente es usada por las normas internacionales ANSI e IEC.

. 1.18.2 Interruptores por lugar de instalación

Los interruptores de alta tensión pueden ser usados en instalaciones tipo interior y tipo exterior o intemperie. Los interruptores tipo interior son aquellos diseñados para usarse sólo en el interior de edificios o en envolventes resistentes a la intemperie. Para media tensión en el rango de 4.76 kV a 34.5 kV estos son del tipo interior y están diseñados para usarse en el interior de tableros o cubículos metal clad. La única diferencia entre los interruptores tipo interior y tipo exterior es la envolvente externa o gabinete. Las partes internas tales como los contactos, las cámaras de interrupción y el mecanismo, en la mayoría de los casos, son los mismos para los dos tipos, siempre y cuando las

características nominales de corriente y tensión sean las mismas y que utilicen la misma tecnología para la interrupción de corriente.

1.18.3 Interruptores por características externas de diseño

Desde el punto de vista de su diseño físico estructural, los interruptores para intemperie pueden ser clasificados como interruptores de tanque muerto e interruptores de tanque vivo. Los interruptores de tanque muerto están definidos por las normas ANSI como un dispositivo de desconexión en el cual la envolvente o tanque está sólidamente aterrizada y aloja las cámaras interruptivas y el medio aislante. El interruptor de tanque vivo está definido como un dispositivo de desconexión, en el cual las cámaras interruptivas se encuentran soportadas en columnas aislantes y éstas quedan aislando la parte energizada del potencial a tierra. Los interruptores de tanque muerto presentan ciertas ventajas sobre los interruptores de tanque vivo, entre las cuales se tienen:

- a) Se pueden instalar transformadores de corriente tipo boquilla, tanto en el lado de línea, como en el lado de la carga del interruptor.
- b) Su construcción ofrece una capacidad de soporte sísmico mayor.
- c) Se embarcan ya ensamblados y ajustados desde la fábrica.
- d) Tienen una mejor estética.

Por otra parte, los interruptores de tanque vivo comparados con los de tanque muerto, ofrecen las siguientes ventajas:

- a) Costo menor, ya que no incluye los transformadores de corriente.
- b) Utilizan menor cantidad de fluido para interrupción.
- c) Requiere de menor espacio para su instalación.

1.18.4 Interruptores por método y tipo de medio de interrupción

En el proceso de desarrollo de las tecnologías para interruptores, los factores principales que han influido en los parámetros de diseño son, el medio aislante y el de interrupción y los métodos para efectuar la extinción del arco eléctrico.

Los medios de interrupción que se utilizaron a principio de siglo fueron el aire y el aceite, siendo notable su funcionalidad y confiabilidad. Posteriormente, al final de la década de los cincuenta, aparecieron dos tecnologías como medios interruptivos, la de vacío y la de gas hexafluoruro de azufre (SF₆). En la actualidad estas dos últimas tecnologías son las líderes en la interrupción del arco eléctrico.

Aunque vacío y SF₆ son actualmente las tecnologías más modernas, en este capítulo se presentan los aspectos tecnológicos relevantes de los interruptores en aceite y en aire debido a que aún existen interruptores con estas tecnologías en servicio; aunado a esto, muchos de los requerimientos especificados en las normas están basados en las características de operación de esos interruptores.

1.19 INTERRUPTORES DE SOPLO MAGNÉTICO

El primer diseño de este tipo de interruptor consistió de unas simples cuchillas operadas en aire bajo condiciones atmosféricas. Este diseño tenía una capacidad muy limitada en términos de tensión y de capacidad interruptiva, lo que obligó a desarrollar diseños mejorados que involucraron la inclusión de diferentes componentes cuya función fue mejorar el enfriamiento del arco. El principal componente fue una caja que contenía un número de placas metálicas o aislantes. En esta caja también se incluyó una bobina de soplo magnético, principalmente para aplicaciones de media tensión. Una cámara de arqueo para este tipo de interruptor es una estructura en forma de caja fabricada con materiales aislantes. Cada cámara de arqueo rodea a un polo del interruptor y en algunos casos sirve de estructura para soportar las placas del arqueo.

Básicamente existen dos tipos de cámaras de arqueo, las cuales se caracterizan principalmente por el material de las placas de arqueo.

En el primer tipo de cámara de arqueo las placas están fabricadas de acero suave o de níquel-cadmio. En este tipo, el arco es guiado hacia dentro de las placas por medio de un par de cuernos de arqueo. Subsecuentemente, el arco es atraído hacia adentro de la cámara de arqueo debido a la fuerza producida por la corriente y la presión de los gases calientes. La Fig. 1.31 muestra la sección transversal de una cámara de este tipo.

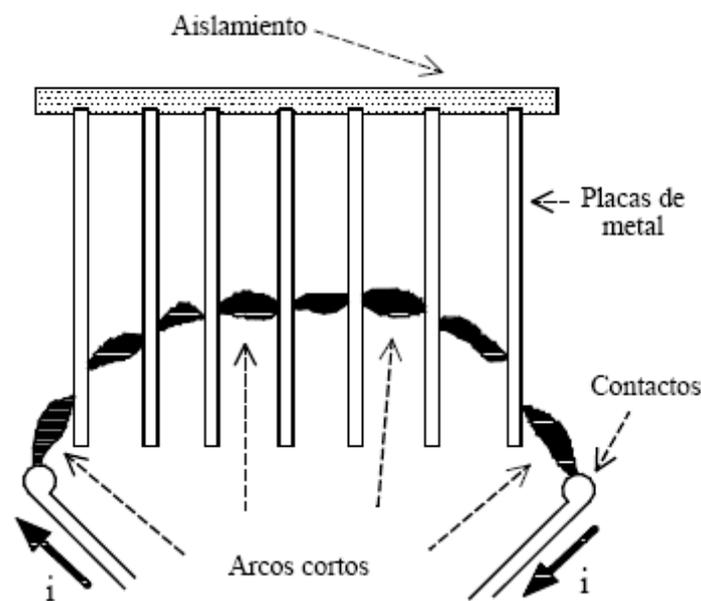


Fig. 1.31 Sección transversal de una cámara de arqueo de soplo magnético.

El segundo tipo de cámara de arqueo fue la de soplo magnético. Esta cámara fue usada en interruptores para aplicaciones en media tensión, mayores a 15 kV para interrumpir corrientes de falla mayores a 50 kA. De igual forma, usó placas de arqueo aislantes fabricadas con materiales cerámicos tales como óxido de zirconio y óxido de aluminio. En este tipo de cámara el enfriamiento del arco y su extinción final se efectúa mediante una combinación de procesos. Primero el arco es alargado y forzado a viajar hacia el interior de la trayectoria que se forma por la geometría y ubicación de las placas aislantes y sus ranuras.

Al mismo tiempo, el arco se adelgaza conforme pasa a través de las ranuras y llena los espacios entre ellas. Finalmente, cuando el arco hace contacto con las paredes de las placas aislantes el arco es enfriado por difusión en las paredes, logrando su extinción.

1.20 INTERRUPTORES DE SOPLO DE AIRE

Esta tecnología fue patentada en 1927 y comercializada en 1940, teniendo un gran éxito en la década de los noventa. En todos los diseños de interruptores de soplo de aire, el proceso de interrupción se inicia por la formación del arco entre dos contactos y simultáneamente, con el inicio del arco, con la apertura de una válvula neumática que produce un soplo de aire a alta presión que alarga la columna del arco, la cual es sometida a los efectos de enfriamiento del flujo de aire. Dependiendo de la dirección del flujo del aire en relación con la columna del arco, existen tres tipos básicos de orientación del soplo, los cuales son: soplo axial, soplo radial y soplo cruzado, como se puede ver en la Fig. 1.32. El soplo axial y el radial se usan generalmente para aplicaciones en alta tensión, mientras que el principio de soplo cruzado es usado para aplicaciones de media tensión y para la interrupción de corrientes grandes.

Los interruptores de soplo de aire, además de que utilizan la propiedad que tiene el aire comprimido para extinguir el arco, también emplea el aire producido por la expansión para el mando de los interruptores. La extinción del arco por aire comprimido puede utilizarse para todas las tensiones y para todas las capacidades de interrupción. El proceso de interrupción por soplo de aire depende del enfriamiento turbulento y, por lo mismo, en ella influye la configuración aerodinámica de las toberas, los pasajes o conductos para el flujo del aire y de masa. El aire comprimido es un aislante excelente y se le fuerza hacia el arco en el instante de separación de los contactos. El aire comprimido arrastra al arco a través de la tobera y ésta ayuda a expulsar el gas caliente y los productos del arqueo, hacia la atmósfera. La extinción se efectúa cuando se presenta la primera corriente cero y la corriente de aire comprimido

aumenta estableciendo una resistencia dieléctrica entre los contactos para soportar la tensión de restablecimiento. El aumento de la resistencia dieléctrica es rápido así como la presión del aire, debido a la capa aislante de aire entre los contactos, lo que hace que el entrehierro final pueda ser pequeño, reduciendo el tamaño del dispositivo. La energía suministrada para la extinción del arco se obtiene del aire a alta presión y es independiente de la corriente que se va a interrumpir. La Fig. 1.33 muestra un interruptor de soplo de aire.

1.21 INTERRUPTORES SIMPLES DE INTERRUPCIÓN EN ACEITE

El primer interruptor en aceite fue diseñado y construido en los Estados Unidos en 1901, fue instalado en un sistema de 40 kV y fue capaz de interrumpir entre 300 y 400 A. El diseño consistía de dos barriles de madera llenos de una mezcla de aceite y agua. Los contactos eran dos navajas verticales que conectaban unos contactos fijos para cerrar el circuito. Desde entonces, este diseño se fue refinando y mejorando pero mantuvo sus características de simplicidad en la construcción y su capacidad para interrumpir corrientes grandes.

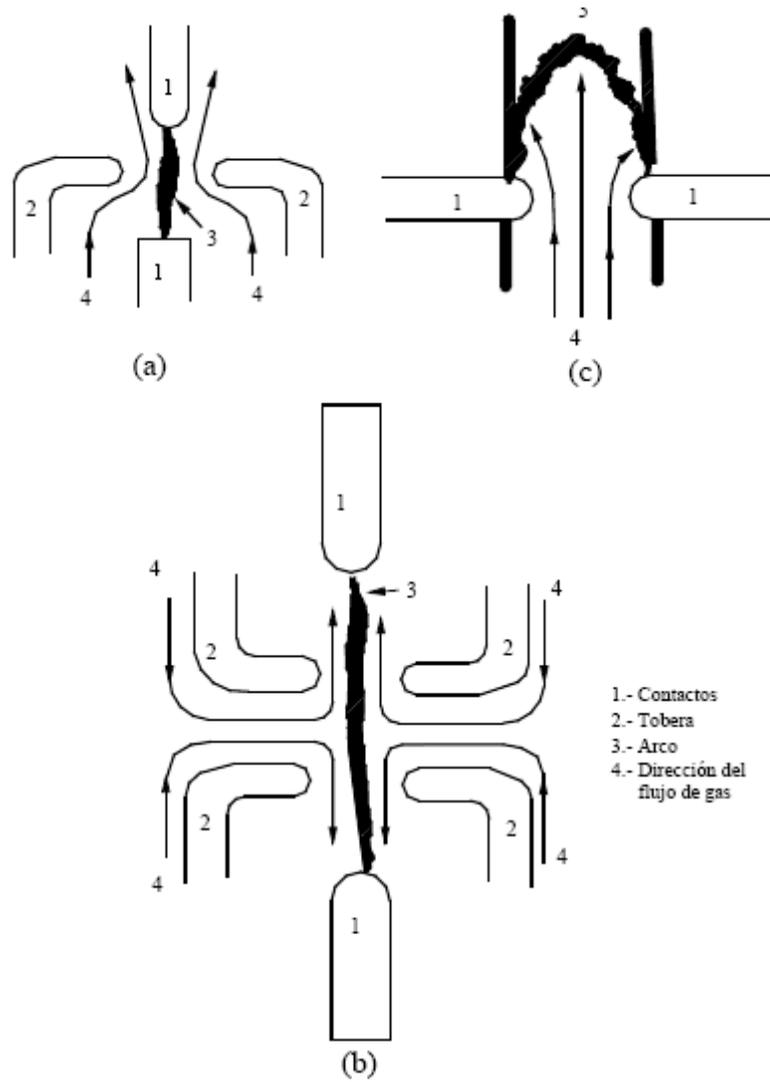


Fig. 1.32 Dirección de soplo de aire (a) dirección axial, (b) dirección radial y (c) dirección transversal o sección de soplo.



Fig. 1.33 Interruptor de soplo de aire. marca Brown & Boveri, mecanismo neumático, 245 kV, 2000 A y 40 kA de capacidad interruptiva.

Los primeros diseños de interruptores en aceite no contaban con dispositivos especiales para contener el arco o para mejorar el proceso de extinción del arco. En los primeros diseños, el arco era simplemente confinado en las paredes de un tanque con aceite, donde el proceso de extinción estaba acompañado por (a) elongación del arco, (b) por el incremento de presión producida por el calentamiento del aceite en la región del arco y (c) por la turbulencia natural que se genera por el aceite caliente. El concepto de este tipo de interruptor en aceite se muestra en la Fig. 1.32. Para lograr una interrupción exitosa en esas condiciones, era necesario generar un arco relativamente largo. Sin embargo, eran difíciles de controlar, y en la mayoría de los casos resultaban periodos de arqueo muy largos. Las combinaciones aleatorias de arcos largos, que se traducen en altas tensiones de arcos acompañados por tiempos largos de arqueo, hacen impredecible la energía de arco que tiene que ser controlada y extinguida por el interruptor. Esto hacía imposible diseñar un dispositivo que pudiera manejar un amplio e indefinido rango de energía. La aplicación de este tipo de interruptores estuvo limitada a sistemas de 15 kV y corrientes de falla hasta 200 A.

El desarrollo de las cámaras de extinción constituyó el avance más significativo en el desarrollo de los interruptores en aceite. El principal cambio al primer diseño fue la inclusión de una olla de explosión, la cual es un contenedor cilíndrico fabricado de material aislante mecánicamente resistente. Esta cámara cilíndrica se monta en tal forma que envuelve la estructura de los contactos. En el fondo de la cámara hay un orificio en el que se inserta la varilla del contacto móvil. El arco se forma a través de los contactos, pero con la diferencia de que ahora está dentro de la cámara interruptiva, por lo que las burbujas de hidrógeno están también dentro de la cámara. Conforme los contactos se mueven y tan pronto como la varilla de contacto móvil se separa del orificio en el fondo de la cámara, se produce una salida similar a una tobera que libera el hidrógeno atrapado dentro de la cámara interruptiva, como se ve en la Fig. 1.33 Diseños posteriores en cámaras interruptivas dieron lugar al desarrollo de otros interruptores que en la actualidad conocemos como interruptores en gran volumen de aceite e interruptores en pequeño volumen de aceite. Estos se describen a continuación.

1.22 INTERRUPTORES EN GRAN VOLUMEN DE ACEITE

La característica principal de este tipo de interruptores es que utiliza el aceite como medio aislante e interruptivo. Este interruptor pertenece al diseño original de interruptores en aceite. Posteriormente, cuando las cámaras interruptivas se agregaron a los interruptores en aceite con pequeñas modificaciones, hechas particularmente en el tanque de aceite, este tipo de diseño de interruptor de gran volumen en aceite fue muy aceptado. En la mayoría de los casos para tensiones de hasta 72.5 kV las tres fases del interruptor están contenidas en un solo tanque de aceite. Sin embargo, un gran número de interruptores en el rango de media tensión tienen tres tanques independientes, principalmente para tensiones mayores a 145 kV. Las tres fases son operadas simultáneamente por un mecanismo de operación. La Fig. 1.34 muestra un interruptor trifásico en gran volumen de aceite con un solo tanque. La Fig. 1.35 muestra un interruptor de 230 kV en gran volumen de aceite con un tanque por

polo. Para cumplir con las necesidades aislantes del equipo, dependiendo de la tensión de aplicación, se deben de considerar distancias entre las partes vivas del dispositivo y el tanque aterrizado que contiene el aceite aislante. Por lo tanto, este tipo de diseño requiere tanques y volúmenes de aceite muy grandes. Por ejemplo para un interruptor de 145 kV se requieren aproximadamente 12,000 litros y para un interruptor de 230 Kv se requieren 50,000 litros.

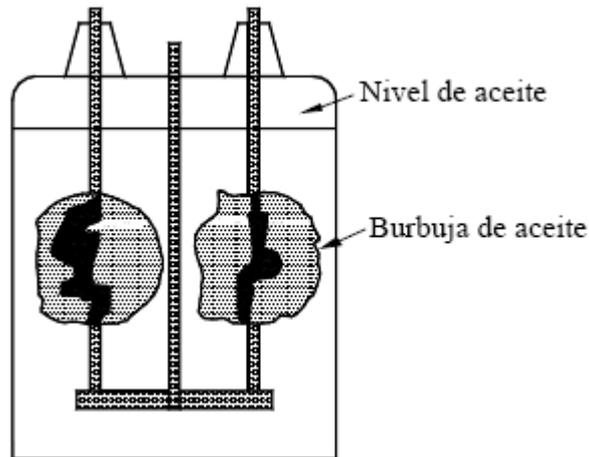


Fig. 1.34 Interruptor simple de interrupción en aceite.

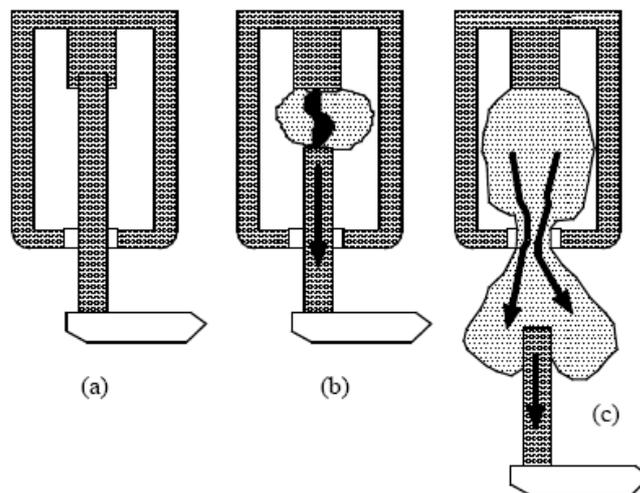


Fig. 1.35 Perfil de la cámara de explosión de un interruptor de aceite. (a) Contactos cerrados, (b) Inicio de apertura y de arco, (c) Escape del gas.



Fig. 1.36 Interruptor trifásico en gran volumen de aceite con un solo tanque clase 34.5 kV.



Fig. 1.37 Interruptor trifásico en gran volumen de aceite con un tanque por polo. Marca Westinghouse, tipo 242GW40, clase 242 kV, 1600 A y 40 kA de capacidad interruptiva y mecanismo neumático.

Debido al gran tamaño de los interruptores en gran volumen de aceite, su cimentación tiene que ser muy grande y fuerte. Esto para soportar los esfuerzos desarrollados por el interruptor durante la interrupción de corrientes de falla, por lo que se requiere que la cimentación sea capaz de soportar una

fuerza igual de hasta 4 veces el peso del interruptor incluyendo el peso del aceite. Para el caso de un interruptor de 245 kV se requiere de una fuerza de aproximadamente 50 toneladas.

1.22.1 Tipos de cámaras de extinción para interruptores en gran volumen de aceite

Con la aparición de los interruptores en gran volumen de aceite se generó también un desarrollo continuo de las cámaras interruptivas, cuya función es el control del arco. En la Fig. 1.38 se muestran los dos tipos básicos. El funcionamiento de éstas consiste en que la corriente del arco eléctrico generado por la falla, desarrolla la presión necesaria para producir el soplo y extinguirlo. La presión generada está en función de la corriente del arco, es decir, un incremento de corriente genera un aumento de la presión. Debido a este aumento de presión se produce un soplo más potente y una mayor resistencia eléctrica del arco, por lo que la tensión transitoria de restablecimiento puede ser soportada por distancias más cortas entre contactos. En consecuencia, al aumentar la corriente, la extinción del arco se efectúa con arcos cada vez más cortos.

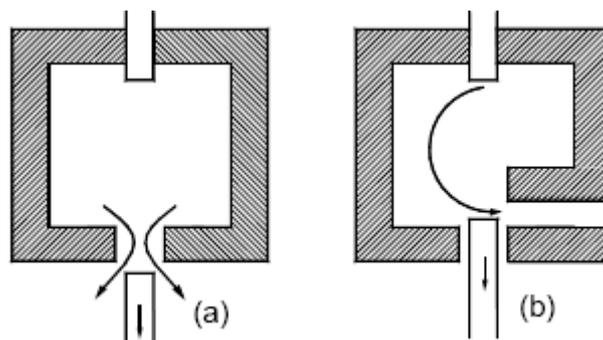


Fig. 1.38 Tipos de cámaras de control de arco usadas en interruptores de gran volumen de aceite (a) Cámara de soplado axial, (b) Cámara de soplado cruzado.

1.23 INTERRUPTORES EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

Debido a la necesidad de reducir espacio por los altos costos del terreno, a la escasez y al precio del aceite, se desarrolló en Europa el interruptor en pequeño volumen de aceite, que utiliza volúmenes de aceite mucho menores que el de gran volumen. Estos interruptores ocupan aproximadamente el 2 % de aceite de un interruptor de gran volumen de aceite para los mismos valores nominales de tensión y capacidad interruptiva. La principal diferencia entre estos, es que el interruptor en pequeño volumen usa el aceite sólo como medio interruptivo y tiene materiales aislantes sólidos para propósitos dieléctricos, mientras que en los de gran volumen el aceite sirve para ambas funciones. Esencialmente el interruptor en pequeño volumen, consta por cada fase de un vástago móvil de contacto que se introduce en el eje del contacto fijo, ambos contactos están contenidos en una cámara interruptiva localizada dentro de aisladores huecos. Esos aisladores son fabricados de fibra de vidrio reforzada para aplicaciones de media tensión y de porcelana para tensiones mayores. En el interruptor en pequeño volumen de aceite, cada fase tiene su propia cámara, la cual está a potencial de la línea. La parte viva y tierra están aisladas mediante soportes aislantes, lo cual clasifica a éste como un interruptor de tanque vivo. La Fig.1.39 muestra un interruptor de pequeño volumen de 115 kV. Debido al pequeño volumen de aceite utilizado en estos interruptores, se presenta una carbonización muy rápida por la interrupción de fallas y, por lo tanto, se requiere de un mantenimiento más frecuente que en los de gran volumen. Si el mantenimiento no es efectuado en el tiempo requerido, puede presentarse degradación interna en las superficies aislantes de la cámara interruptiva, lo cual puede provocar una falla catastrófica. Esta es la principal desventaja y una de las razones del uso limitado de estos interruptores.



Fig. 1.39 Interruptor en pequeño volumen de aceite marca Sprecher & Schuh de 115 Kv con mecanismo de resorte.

Tipos de cámaras de extinción usadas en interruptores de pequeño volumen de aceite.

El tipo de cámara de extinción utilizada por los interruptores en pequeño volumen de aceite es la denominada de extinción por autosoplado. Se denomina así porque el propio arco eléctrico suministra la energía necesaria para su extinción. Esta energía crece con la corriente que se ha de interrumpir y su capacidad de ruptura límite está relacionada con su robustez mecánica. En las cámaras de interrupción el soplado puede ser longitudinal o transversal. En las de soplado longitudinal los gases bajo presión aseguran un barrido longitudinal del arco, como se ve en la Fig. 1.40. Debido a la reducida sección de evacuación de gases, la presión en la cámara es normalmente alta, incluso con pequeñas corrientes.

En la Fig. 1.41 se ilustra cómo, en las cámaras de soplado transversal los gases escapan por las aberturas ubicadas en la periferia de la envoltura. Debido a la mayor sección de los orificios, la presión es más débil que en el caso anterior, lo que permite la extinción rápida de grandes corrientes.

Existe una cámara llamada de soplado mixto que reúne las ventajas del soplado longitudinal con las del transversal. En los interruptores provistos con este tipo de cámaras, y a partir del contacto fijo, se sitúan primero las cámaras de soplado transversal y después las de soplado longitudinal, como se presenta en la Fig. 1.42.

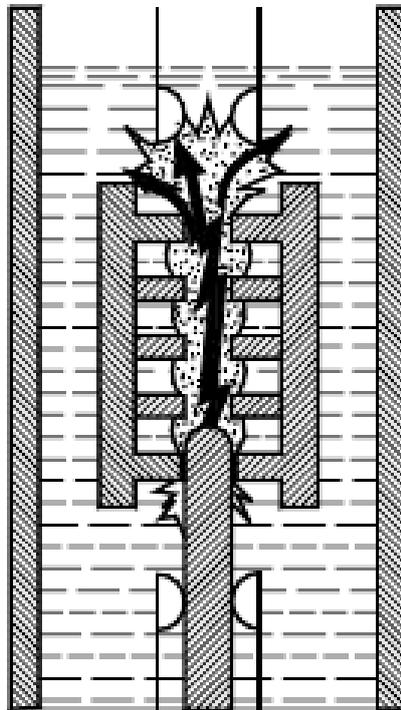


Fig. 1.40 Cámara de ruptura de soplado longitudinal

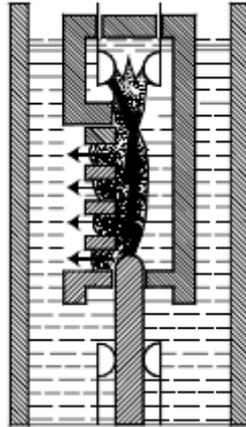


Fig. 1.41 Cámara de ruptura de soplado transversal.

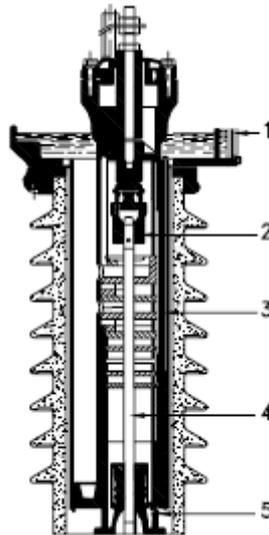


Fig. 1.42 Cámara de extinción de un interruptor marca C.E.M.-Gardy, de pequeño volumen de aceite, de soplado mixto; 1.- Nivel de aceite, 2.- Contacto deslizante superior (fijo), 3.- Cubierta aislante, 4.- Espiga de contacto móvil, 5.- Contacto deslizante inferior (móvil).

1.24 INTERRUPTORES EN SF6

1.24.1 Interruptores de dos presiones en SF6

El primer interruptor en SF6 diseñado para aplicación en alta tensión fue comercializado en 1959 por la compañía Westinghouse. El diseño original de este tipo de interruptores fue una modificación a la tecnología de los interruptores de soplo de aire. Esta modificación consistió en agregar una trayectoria cerrada para los gases de escape. El aire fue sustituido por gas SF6 a alta presión, el cual era liberado por una válvula de soplo a través de una

tobera a un recipiente de baja presión en lugar de ser liberado a la atmósfera. El gas SF₆ era reciclado a través de filtros, comprimido y almacenado en un recipiente de alta presión para ser utilizado en operaciones subsecuentes.

Los mecanismos de operación de los interruptores de dos presiones en SF₆ fueron prácticamente los mismos que se usaron para interruptores en aceite con ligeras modificaciones o adaptaciones. Esto debido a que la industria estaba acostumbrada a la tecnología en aceite, lo que facilitó la aceptación de los interruptores de dos presiones en SF₆. El interruptor de dos presiones en SF₆ se fabricó en versiones de un solo tanque y tres tanques dependiendo de la tensión nominal. Adicionalmente, se incluyeron tanques más pequeños a alta presión, los cuales estaban conectados a válvulas de soplo que operaban en sincronía con los contactos. Las presiones de operación eran del orden de 0.2 MPa para el lado de baja y 1.7 MPa para el lado de alta, respectivamente. Estos interruptores se clasifican del tipo de tanque muerto. El diseño del interruptor prevaleció en el mercado hasta mediados de los años setenta, que fue cuando se introdujeron los interruptores de soplo de una presión, con un diseño más simple y confiable. Una de las ventajas de los interruptores de dos presiones es el uso de mecanismos de operación de baja energía comparado con el mecanismo de los interruptores de soplo de una presión. Sin embargo, desde el punto de vista de energía total, se debe de considerar la energía que se gasta en comprimir el gas para almacenaje y la energía adicional que se requiere para prevenir la licuefacción del SF₆ a bajas temperaturas ambientales. El problema de licuefacción que se presenta a bajas temperaturas fue la desventaja principal de este tipo de interruptores, por lo que se requería el uso de calefacción. Otras de las desventajas son: los grandes volúmenes de SF₆ requeridos, las altas tasas de fugas debido a las altas presiones de operación y la complejidad del diseño debido al uso de válvulas de soplo.

1.25 PRIMERA GENERACIÓN DE INTERRUPTORES EN SF6

1.25.1 Interruptores de sopro de una presión.

A los interruptores de sopro de una presión se les conoce como la primera generación de interruptores de potencia. Se dice con frecuencia que estos interruptores pertenecen a la familia de los interruptores de sopro o a la familia de los interruptores de autosoplado, siendo que en realidad, todos los interruptores de una presión miembros de la familia de los interruptores de autosoplado. Lo anterior se debe a que, en cualquiera de los dos tipos de interruptores, el incremento de presión en la cámara interruptiva es generada sin la ayuda de compresores externos de gas. La diferencia más notable entre esos dos tipos de interruptores es que, en los interruptores de sopro, la energía mecánica proporcionada por el mecanismo de operación también se utiliza para comprimir el gas, mientras que los interruptores de autosoplado, usan la energía calorífica liberada por el arco para incrementar la presión del gas.

Los interruptores de sopro se han diseñado, tanto en tanque vivo, como en tanque muerto como se ilustra en las Fig. 1.43 y 1.44 respectivamente.



Fig. 1.43 Interruptor tipo sopro en SF6, tanque vivo, marca IMEX, tipo 3AS2, 245 kV, 2000 A y 40 kA de capacidad interruptiva con mecanismo hidráulico.



Fig. 1.44 Interruptor tipo soplo en SF₆, tanque muerto, marca Alstom, tipo DT1-145F1 de 145 kV, 2000 A, 40 kA de capacidad interruptiva con mecanismo de resorte.

1.25.2 Interruptores de soplo

La característica principal de los interruptores de soplo es que en la cámara interruptiva tienen ensamblado una combinación de pistón y cilindro como parte de la estructura de los contactos móviles. La secuencia de operación se muestra en la Fig. 1.45. Como puede observarse en la Fig. 1.45 (a) la cámara interruptiva se encuentra en la posición de cerrado, donde puede verse el volumen (V). Durante la apertura, los contactos principales se separan seguidos por los contactos de arqueo, como se ve en la Fig. 1.45 (b). El movimiento de los contactos provoca que el volumen (V) disminuya comprimiendo el gas contenido en él.

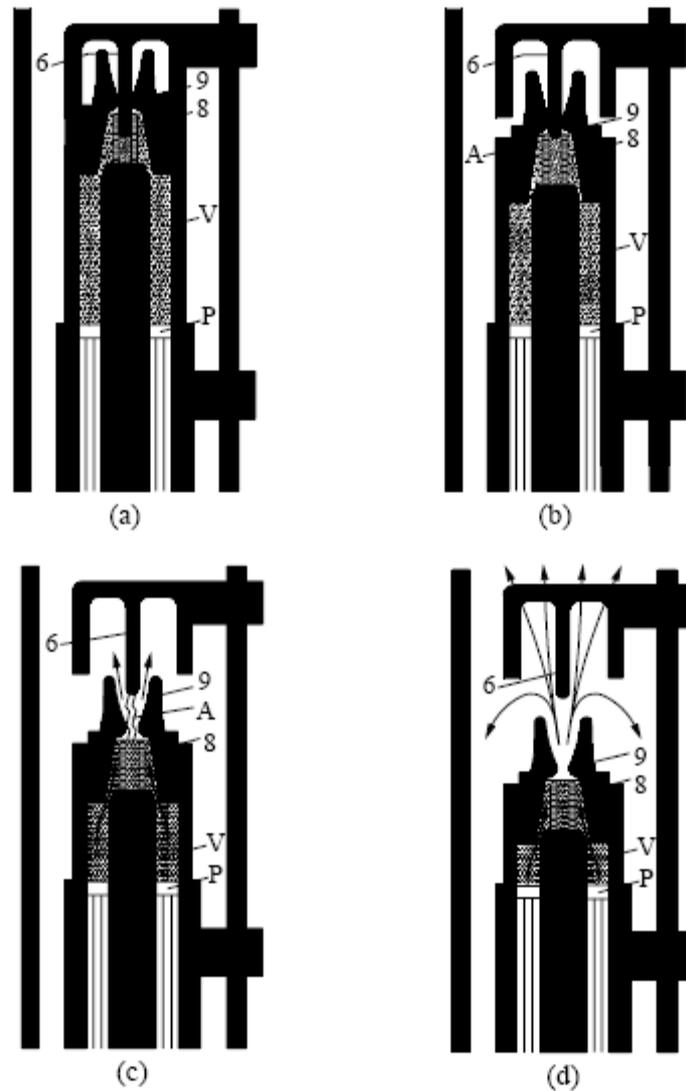


Fig. 1.45 Principio de funcionamiento del interruptor de soplo. (a) Interruptor cerrado, (b) Inicio de la apertura de los contactos principales, (c) Arqueo en la separación de contactos e inicio de flujo de gas, (d) Interrupción completa.

Conforme los contactos continúan separándose, el volumen sigue comprimiéndose y cuando los contactos dejan la garganta de la tobera, se genera un flujo de gas a lo largo del eje del arco. Es importante mencionar que, a corrientes altas, el diámetro del arco puede ser mayor que el diámetro de la tobera, provocando el fenómeno conocido como estrangulación de corriente. Esto causa un bloqueo total de la tobera sin que exista flujo de gas. Como consecuencia de ello, la presión sigue elevándose debido al cambio en el volumen y a la energía que es extraída del arco por el gas atrapado. Es común observar que cuando se interrumpen corrientes grandes, especialmente fallas trifásicas, la velocidad de apertura de este tipo de interruptores es menor

debido a la presión generada térmicamente, la cual actúa sobre el ensamble del cilindro o pistón. Sin embargo, cuando se interrumpen corrientes muy pequeñas el diámetro del arco es pequeño y por lo tanto es incapaz de bloquear el flujo de gas, provocando con esto una presión menor para la extinción. Generalmente, para la extinción de pequeñas corrientes o corrientes de carga, para este tipo de interruptor, se requiere pre-comprimir el gas antes de que los contactos abran. Esto es resuelto aumentando la penetración del contacto de arqueo.

1.25.3 Interruptores de autosoplado

Los interruptores del tipo auto soplado aprovechan la energía térmica liberada por el arco para calentar el gas e incrementar su presión. En principio, la idea de interruptor de autosoplado es muy similar al concepto de olla de explosión usado en los interruptores en aceite. El arco se forma a través de un par de contactos que están localizados dentro de una cámara de arqueo y el gas calentado a alta presión es liberado a lo largo del arco después de que el contacto móvil se separa de la cámara de arqueo. En algunos diseños, para mejorar el proceso interruptivo en el rango de baja corriente, se incluye un soplado adicional. En otros diseños se opta por incluir una bobina magnética que genera una fuerza que hace girar el arco alrededor de los contactos, proporcionando un enfriamiento adicional del arco conforme éste gira a través del gas SF₆ y ayuda a disminuir la tasa de erosión de los contactos de arqueo y, por lo tanto, incrementa la vida útil del interruptor. La Fig. 1.46 muestra una sección transversal de una cámara interruptiva de un interruptor de autosoplado con bobina magnética.

1.26 SEGUNDA GENERACIÓN DE INTERRUPTORES EN SF₆

Los fabricantes de interruptores desarrollaron la segunda generación de interruptores concentrándose básicamente en:

- Incrementar la capacidad interruptiva de las cámaras.
- Mejorar la comprensión de las diferentes técnicas de interrupción.
- Incrementar la vida útil de los contactos de arqueo.

- Reducir la tasa de degradación de las toberas usando diferentes materiales para construirlas.

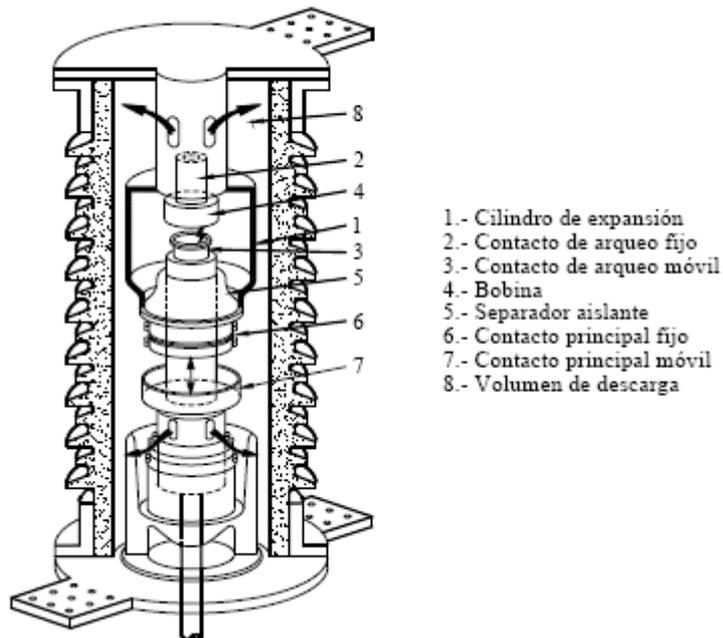


Fig. 1.46 Sección transversal de la cámara interruptiva de un interruptor de auto-soplado.

Según el fabricante, los diseños de interruptores en SF6 son virtualmente libres de mantenimiento. Esto significa que los componentes, tales como contactos de arqueo y toberas de las cámaras interruptivas están diseñados para cumplir con una larga vida de servicio. La mayoría de los contactos de arqueo son fabricados con puntas de aleación de cobre-tungsteno. La tasa de erosión de esas puntas depende del tamaño del grano de tungsteno, de la relación de cobre-tungsteno, del proceso de sinterizado y de las técnicas de producción. En la selección de una aleación óptima de cobre-tungsteno es necesario considerar la tasa de erosión de las puntas y la emisión de vapor de cobre, la cual tiene influencia en la recuperación del entrehierro de los contactos.

La tobera es el componente más importante de un interruptor de soplado. La característica de extinción de un interruptor está gobernada por la geometría de la tobera, tamaño, forma y tipo de material. Las toberas que usan los interruptores de la segunda generación se clasifican en toberas largas y cortas.

No existe ninguna evidencia que a 550 kV el comportamiento dieléctrico de una tobera larga sea superior al de una tobera corta. La mayoría de estos diseños tienen capacidades interruptivas de 50 y 63 kA en tensiones de 420 y 550 kV respectivamente. Está claro que la tasa de ablación depende en gran medida del material utilizado, el cual puede ser teflón puro o teflón relleno. El teflón puro es de color blanco y es el que se usa con más frecuencia debido a su costo razonable. La tasa de ablación de este teflón es relativamente alta, la cual depende del tamaño del grano, de la presión de compactación en el molde, proceso de sinterizado, calidad del maquinado y de la terminación de la superficie. Se ha observado que en este tipo de material la energía radiada del arco penetra profundamente en el material, produciendo moléculas de carbón. Para superar esto, algunos fabricantes usan teflón de color para absorber la energía radiada en la superficie y prevenir dicha penetración. Para asegurar un funcionamiento adecuado con una tasa reducida de ablación y una larga vida útil, la mayoría de los fabricantes usan teflón relleno para aplicaciones de interrupción de altas corrientes en el rango de 63 kA o mayores.

Existen tres tipos de materiales para el relleno de las toberas: nitruro de boro (color crema), molibdeno (color azul) y óxido de aluminio (color blanco). Puesto que la tasa de ablación en las toberas rellenas es baja, el cambio en el diámetro de la garganta de la tobera después de 20 interrupciones a plena capacidad es mínimo. Las características de elevación de presión casi no varían y por lo tanto el funcionamiento de la cámara interruptiva permanece consistente, proporcionando un comportamiento satisfactorio con una vida útil larga. El teflón relleno es ligeramente más caro que el teflón puro, pero la consistencia en el funcionamiento y la vida útil adicional justifican su uso en cámaras para interrumpir altas corrientes. En la Fig. 1.47 se muestran secciones transversales de las cámaras interruptivas usadas en la primera y segunda generación de interruptores.

1.27 TERCERA GENERACIÓN DE INTERRUPTORES EN SF₆

Los interruptores de soplo requieren del mecanismo para proporcionar energía para mover el cilindro de la cámara a velocidades en el rango de 6 a 9 m•s⁻¹. El movimiento del cilindro comprime el gas SF₆ generando un incremento de presión en la tobera, debido a la compresión y al calentamiento del gas por el arco, que extingue los arcos asociados a las diferentes tipos de fallas. Este proceso tiene como resultado la generación de impulsos complejos y poderosos, los cuales aplican grandes fuerzas de reacción en amortiguadores, sellos, juntas, estructuras y bases afectando la confiabilidad y costo de un interruptor. Las experiencias en este rubro a nivel mundial en las últimas dos décadas dictan que la mayoría de las fallas en interruptores son de origen mecánico. Debido a esto, los fabricantes de interruptores han dirigido sus esfuerzos a producir interruptores simples con mecanismos confiables y económicos. Para lograr esto, han atacado el problema fundamental de reducir las fuerzas en el mecanismo durante la apertura. Este trabajo ha conducido al desarrollo de la tercera generación de interruptores, los cuales son básicamente los mismos interruptores que la segunda generación, con las siguientes mejoras al diseño las cuales son más económicas comparadas con las dos generaciones anteriores de interruptores.

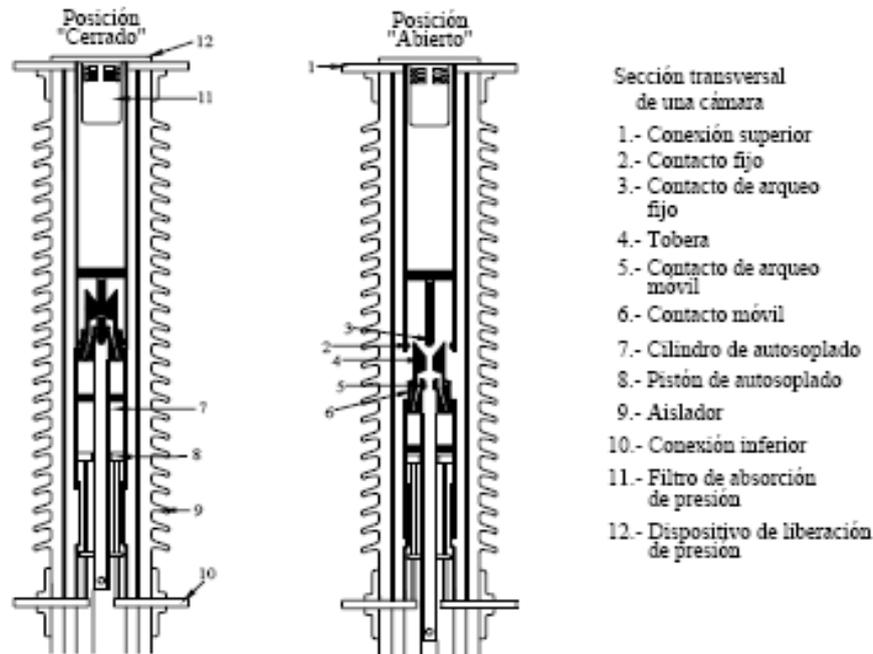
- a) La cámara de expansión que proporciona la presión de extinción necesaria a través del calentamiento del gas con la energía del arco.
- b) La cámara de soplo que proporciona presión de gas suficiente para extinguir las pequeñas corrientes inductivas, capacitivas y corrientes de carga.

Los tamaños óptimos para esas dos cámaras son determinados por estudios computacionales muy completos, donde se consideran variables tales como las características del arco, energías, perfiles de temperatura, flujos de gas, presiones de extinción y presiones totales. Las principales ventajas del diseño de los interruptores de la tercera generación son:

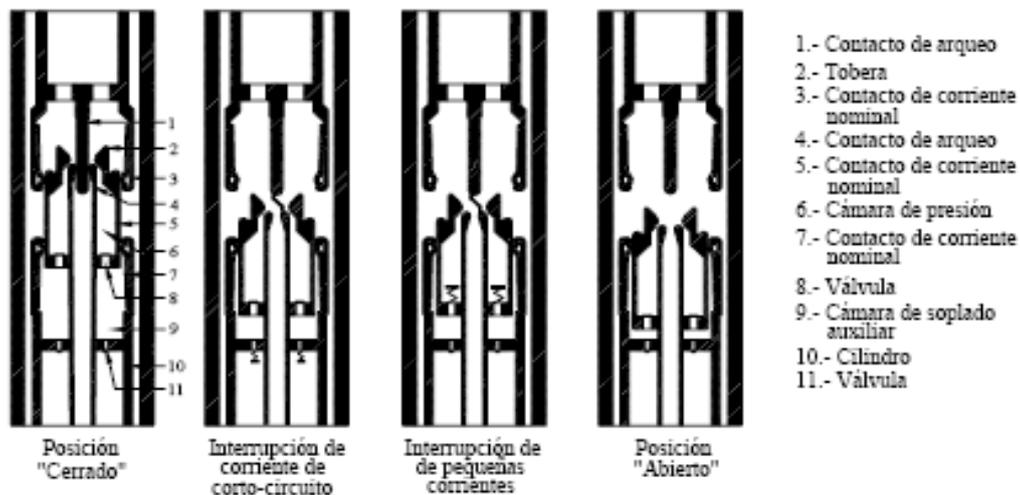
- a) Interrupción más suave, que produce sobretensiones bajas en la interrupción de pequeñas corrientes inductivas y capacitivas.
- b) Requiere mecanismos de baja energía, partes móviles más ligeras, dispositivos de amortiguamiento más simples y cargas menores en bases y otros componentes del equipo.
- c) Vida útil mayor, al menos para realizar 10,000 operaciones.
- d) Mayor confiabilidad y menor costo de los interruptores.

1.28 INTERRUPTORES EN VACÍO

Los interruptores en vacío toman ventaja del vacío debido a sus excepcionales características dieléctricas y a sus capacidades de difusión como medio interruptivo. Los primeros dispositivos de interrupción se comercializaron en la década de los cincuenta por la compañía Jennings y fue hasta 1962 cuando la compañía General Electric introdujo al mercado el primer interruptor en vacío para media tensión. Uno de las principales dificultades técnicas para la introducción al mercado de las cámaras interruptivas en vacío fue el desgasificación de los materiales de los contactos, que es un proceso necesario para prevenir la degradación del vacío, debido a la liberación de gases que normalmente están atrapados en los metales. Otro problema fue la falta de tecnologías adecuadas necesarias para unir o soldar confiable y efectivamente las envolventes cerámicas a los extremos metálicos de la cámara.



1) Cámara de arco con principio de extinción optimizado marca ABB



2) Diagrama esquemático de una operación de desconexión, cámara marca AEG

Fig. 1.48 Sección transversal de cámaras interruptivas usadas en los interruptores de la tercera generación.

En las pasadas tres décadas, estos problemas han sido resueltos incrementando la confiabilidad en el sellado de las cámaras interruptivas para prevenir fugas de vacío. En los años setenta se realizaron intentos para desarrollar interruptores en vacío para aplicaciones a tensiones mayores a 72.5 kV.

Sin embargo, esos diseños no fueron adecuados para competir con los interruptores en SF₆ y el vacío ha quedado relegado a aplicaciones en el rango de 5 a 38 kV. El vacío es usado la mayoría de las veces en aplicaciones de interior a tensiones entre 5 y 15 kV y esta tecnología domina la mayor parte del mercado en esas tensiones. El interruptor de vacío es básicamente una botella o cámara de cerámica sellada de por vida. Las cámaras en vacío se fabrican por dos métodos. La diferencia entre estos son principalmente los procedimientos para unir y para generar el vacío en las cámaras. El más conocido de los métodos es el de estrangulamiento, en el cual las cámaras son evacuadas individualmente en una plataforma de bombeo después de que han sido ensambladas. Una tubería de evacuación se localiza en un extremo de la cámara, en un lado del contacto fijo. Una vez que se alcanza el vacío, el tubo es sellado con soldadura. Con el segundo método las cámaras son unidas y evacuadas en hornos especialmente diseñados. La ventaja de este proceso es que la evacuación se realiza a temperaturas mayores y por lo tanto se logra un mayor grado de pureza en el vacío durante el ensamble.

La cámara interruptiva mostrada en la Fig. 1.49 consiste en una envolvente aislante de cerámica que está sellada en los extremos por placas de acero inoxidable soldadas a la envolvente de cerámica. La presión de operación dentro de la cámara es del rango de 10^{-6} y 10^{-8} torr.

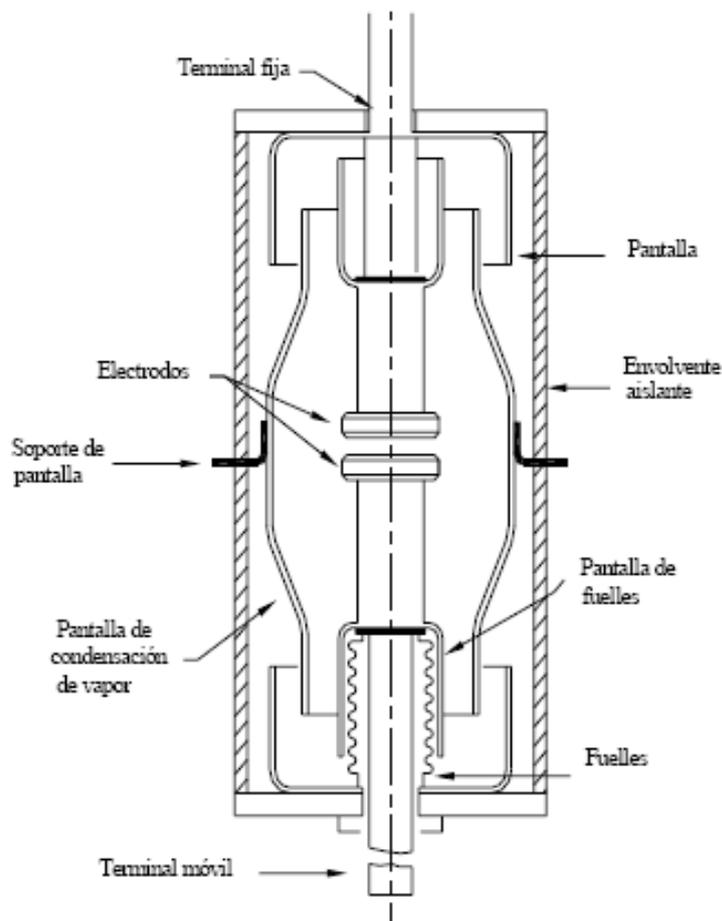


Fig. 1.49 Sección transversal de una cámara de interrupción en vacío.

En el interior de una de las placas se encuentra ensamblado el contacto fijo, mientras que en la otra está ensamblado el contacto móvil mediante fuelles metálicos. Los fuelles pueden ser soldados o sin costura, siendo estos últimos el tipo más usado. En el interior de la cámara se encuentra localizada una pantalla que envuelve los contactos y es usada para la condensación del vapor de metal. El propósito de la pantalla es proporcionar una superficie donde el vapor de metal se condense y así proteger las paredes internas del cilindro aislante y evitar que se vuelva conductor, debido al vapor de metal condensado. Adicionalmente, existe otra pantalla para proteger los fuelles del vapor condensado para evitar daños mecánicos. En algunos diseños existe una tercer pantalla localizada en la unión del contacto fijo y la placa de la cámara, la cual es usada para reducir los esfuerzos dieléctricos en esta región. El desarrollo de las cámaras de vacío es un proceso complicado y costoso. Sin

embargo, una vez que la botella ha sido manufacturada, puede ser montada en un interruptor en cualquier posición.

Los diseños de los contactos de las cámaras en vacío son en forma de disco o copa con una distancia de 8 a 10 mm entre ellos. Se utilizan diferentes aleaciones para la fabricación de los contactos, siendo dos aleaciones las que han dado mejores resultados para la aplicación en interruptores, éstas son: la primera es de Cu-Bi (cobre-bismuto) y la otra es de Cu-Cr (cobre-cromo). En la aleación Cu-Bi el cobre es el material base con un 98% y el bismuto con un 2%. Para la aleación Cu-Cr la composición es de hasta un 60% de Cu y un 40% de Cr. En general los contactos fabricados con la aleación de Cu-Bi tienen una resistencia de soldado de 7 veces menor que los de aleación Cu-Cr pero tienen un nivel mayor para la interrupción prematura de corriente (*current chopping*). El nivel típico para la interrupción prematura para contactos de Cu-Bi es entre 3 a 15 A con un valor medio de 7 A, mientras que para Cu-Cr es sólo de 1 a 4 A con un valor medio de 2.7 A. Una de las deficiencias de los contactos de Cu-Bi es la alta tasa de erosión y la disminución en la capacidad de resistencia dieléctrica que resulta del proceso de interrupción acumulativo. Debido a esto, la geometría y material de los contactos es importante para reducir:

- El rebote de contactos y el soldamiento de contactos.
- Desgaste de contactos e interrupción prematura.

En general se puede decir que los interruptores en vacío:

- Son seguros y confiables.
- Son compactos.
- Tienen tasa baja de desgaste de contactos.
- Requieren poco mantenimiento.

Con lo presentado anteriormente en este punto, resulta evidente que la capacidad interruptiva de los interruptores en vacío, depende principalmente del material y tamaño de los contactos y del tipo de campo magnético producido alrededor de los contactos. La Fig. 1.50 muestra la capacidad interruptiva en función del diámetro de contactos para interruptores en vacío,

demostrando que los contactos grandes tienen una capacidad interruptiva mayor en un campo axial.

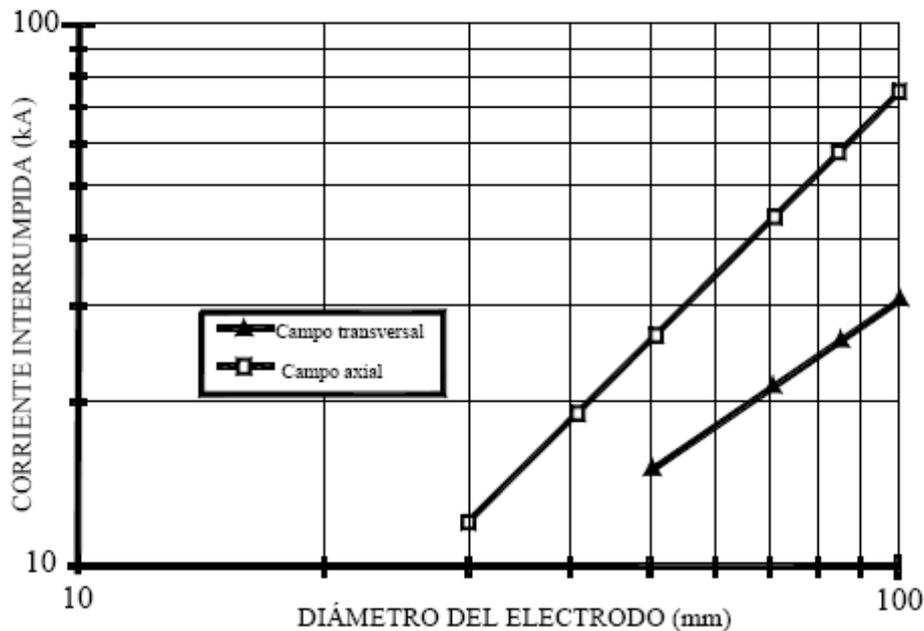


Fig. 1.50 Comparación de la capacidad interruptiva para interruptores en vacío en función del diámetro del electrodo y del tipo de campo magnético.

Algunos fabricantes ya tienen botellas de vacío de hasta 50 kA de capacidad interruptiva y 4000 A de corriente nominal. Estas capacidades son posibles debido a la eficiencia de la tecnología de interruptores en vacío. La rigidez dieléctrica de un entrehierro de 1 cm en un vacío de 10^{-6} mm de mercurio es de 200 kV con un incremento ligero al aumentar el entrehierro entre contactos. El inconveniente que enfrentan los diseñadores de interruptores que usan botellas de vacío es que no pueden cambiar algunos parámetros de diseño para mejorar la capacidad del interruptor. Ellos dependen de un número limitado de fabricantes de botellas de vacío para satisfacer el trabajo requerido. A pesar de la considerable investigación y desarrollo, junto con las mejoras a los diseños durante los últimos veinte años, se reconoce que los interruptores en vacío son propensos a presentar reencendidos e interrupción prematura, debido a sus excelentes propiedades aislantes e interruptivas. La eficiencia de los interruptores de vacío algunas veces trabaja contra ella y causa interrupciones prematuras de pequeñas corrientes inductivas. Bajo estas

circunstancias, se producen sobretensiones excesivas, donde la magnitud depende de la impedancia del circuito a ser interrumpido. Por lo tanto, se debe de tener cuidado cuando se seleccione un interruptor en vacío para interrupción de pequeñas corrientes inductivas y para desconexión de reactores. Se requiere el uso de apartarrayos de óxido metálico en estas aplicaciones para proporcionar una protección adecuada al equipo conectado. Algunos fabricantes producen botellas de vacío de hasta 145 kV, pero son demasiado costosas, por lo que se usan sólo en interruptores para aplicación especial. Por razones de costo, la mayoría de los fabricantes de interruptores en el mundo, limitan el uso de botellas de vacío a interruptores de distribución hasta una tensión máxima de 36 kV.

1.29 DISEÑO DIELECTRICO

El funcionamiento dieléctrico de los interruptores es una parte muy importante, ya que se ven involucrados en éste las cámaras interruptivas y los aisladores. Para optimizar los diseños, es esencial realizar estudios detallados de análisis de esfuerzos para todos los componentes críticos, usando programas sofisticados de computadora, basados en técnicas tales como el análisis por elemento finito. La mayoría de los fabricantes han desarrollado sus propios programas de computadora y sus diseños están basados en experiencias pasadas. Las técnicas para el diseño de interruptores son usadas para optimizar las formas de pantallas de esfuerzos, contactos y aisladores. Estos también optimizan los niveles de esfuerzos en pantallas, entrehierros, aisladores soporte y varillas del mecanismo. Además del adecuado diseño dieléctrico de los componentes, es extremadamente importante seleccionar los materiales aislantes correctos, puesto que la presencia de productos de degradación dentro del interruptor puede dañar a los aisladores. Es esencial que el material aislante soporte los productos de degradación del SF₆, por lo que la mayoría de los fabricantes han seleccionado aisladores de resina con alúmina.

1.30 MECANISMO DE OPERACIÓN

El mecanismo de operación es un componente muy importante en los interruptores. Su función principal es proporcionar los medios para abrir y cerrar los contactos del interruptor. En principio esta función se ve muy sencilla, pero si se considera que cuando los interruptores se ponen en servicio, permanecen en posición de cerrado por largos periodos de tiempo y que cuando se requiere que abran y cierren, deben de ser muy confiables, sin retrasos o lentitud. Una falla en el mecanismo puede tener consecuencias muy serias. Debido a esto, el mecanismo debe ser extremadamente confiable y consistente para cualquier condición de operación.

Existen tres tipos básicos de mecanismos que son de resorte, neumáticos e hidráulicos o una combinación de ellos, pero lo que es común en ellos, es que todos almacenan energía potencial en algún medio elástico, el cual es cargado por medio de una fuente de baja potencia por un periodo de tiempo. Los mecanismos de resorte dominan las aplicaciones en baja potencia debido a su bajo costo y a su confiabilidad, no requieren dispositivos de supervisión, que es resultado de la simplicidad en el diseño. Los interruptores de soplo requieren de mecanismos más poderosos, por lo que los mecanismos hidráulicos y neumáticos predominan para este tipo de interruptor. Esto no significa que algunos fabricantes usen el mecanismo de resortes para esta aplicación. Los mecanismos de los interruptores usados por los diferentes fabricantes se agrupan de la siguiente manera:

Neumático-Cierre y Neumático-Apertura

Hidráulico-Cierre y Hidráulico-Apertura

Resortes-Cierre (cargados por motor) y Resortes -Apertura

Hidráulico-Cierre y Resortes -Apertura

Neumático-Cierre y Resortes –Apertura

El número de secuencias de operación y la consistencia de las características de apertura y cierre determinan el funcionamiento del mecanismo. Aunque las

normas establecen que en las pruebas prototipo los interruptores requieren sólo 2000 operaciones satisfactorias para probar su funcionamiento, la tendencia actual es cumplir con 5000 operaciones para demostrar la compatibilidad de estos mecanismos con los interruptores en SF6, los cuales prácticamente son libres de mantenimiento. La meta de los interruptores de la tercera generación, los cuales están diseñados con mecanismos de baja energía y partes móviles ligeras, es efectuar satisfactoriamente 10,000 operaciones sin causar desgastes excesivos ni rupturas en partes móviles ni fijas del interruptor.

1.30.1 Mecanismo de resortes

El accionamiento de un interruptor basado en resorte contiene los siguientes elementos principales:

- Fuente de energía a través de motor eléctrico en sistema reductor de velocidad formado por corona y tornillo sinfín.
- Acumulador de energía basado en resortes.
- Dos mecanismos, uno de cierre y otro de apertura, que retienen automáticamente la energía proporcionada por los resortes y la liberan a voluntad, por control local manual o bien a distancia, eléctricamente mediante solenoides.
- Elemento amortiguador, generalmente hidráulico, que absorbe la energía sobrante de las maniobras del interruptor, producto de la inercia de los resortes.
- Elemento de protección y control mecánico que impide maniobras falsas, tales como maniobra de cierre durante el periodo de carga de los resortes de mando, límites de carrera de carga de los resortes, inversión de giro de la manivela cuando se desea cargar el resorte manualmente.
- Elementos que automáticamente obligan de nuevo a la carga del resorte (por motor) inmediatamente después del cierre del interruptor, dejando el mando dispuesto en pocos segundos para realizar una maniobra de cierre.
- Elementos de señalización ópticos de la posición del interruptor y los resortes.

La Fig. 1.51 muestra un esquema simplificado de un mecanismo típico de operación de resortes. Este tipo de mecanismos se encuentra en algunos interruptores de media tensión para uso a la intemperie y en prácticamente todos los interruptores de media tensión para uso interior. Los mecanismos operados por resortes se han usado por muchos años en la aplicación de interruptores. La energía de este tipo de mecanismo, es almacenada en resortes de cierre. Esta energía es utilizada para cerrar el interruptor por medio de una señal que libera un trinquete de cierre. Básicamente, consiste de un motor de carga y una rueda dentada de carga, una leva de cierre, resortes de cierre, resortes de apertura y un varillaje. El motor y la rueda dentada cargan automáticamente los resortes de cierre, lo cual genera la secuencia de cierre de contactos. Los resortes cargados son mantenidos en esa posición por un trinquete que evita rotación de la leva de cierre. Para liberar la energía de los resortes se opera una bobina o solenoide de cierre o una palanca de cierre manual. Después de la activación de la bobina de cierre se libera un seguro de cierre secundario, mientras que el seguro primario gira hacia abajo debido a la fuerza ejercida por los resortes de cierre cargados, permitiendo la rotación de la leva de cierre que está conectada a las varillas de operación. Conforme la leva gira, acciona el varillaje que a su vez gira la flecha principal de operación provocando el movimiento de los contactos que están conectados a la flecha por medio de barras aislantes. El movimiento del varillaje carga el trinquete de disparo. Este trinquete mantiene al interruptor en posición cerrado. Además de cerrar los contactos, los resortes de cierre proporcionan energía suficiente para cargar los resortes de apertura. La apertura de los contactos se realiza en forma eléctrica o manual, sin embargo, la apertura manual se utiliza sólo para propósitos de mantenimiento. Cuando se envía una señal de disparo, el seguro de disparo libera el mecanismo de leva. La fuerza producida por el varillaje hace girar el mecanismo de leva liberando los resortes de apertura, los cuales están conectados a la flecha principal de operación, proporcionando la energía necesaria para abrir los contactos del interruptor.

Existen diferentes diseños de mecanismos basados en resortes; por ejemplo, para un interruptor de soplo en SF6 de 31.5 kA de capacidad interruptiva, 36 kV, se requieren resortes de disparo que entreguen una energía de sólo 250 joules. Sin embargo, para un interruptor de 50 kA de capacidad interruptiva y para tensiones mayores a 123 kV, las fuerzas de soplo y las energías se incrementan considerablemente hasta 25 kN y 3 KJ respectivamente, por lo que se requieren mecanismos muy potentes. La Fig. 1.52 muestra un diagrama esquemático de estos mecanismos. Una característica importante de este mecanismo es el uso de un resorte de cierre en espiral. Esto simplifica el sistema de acoplamiento, en el cual la salida del resorte y la carga son en sentido de las manecillas del reloj, de modo que el motor está siempre engranado. Con el interruptor abierto, se cargan los resortes de cierre al liberarse un trinquete cerrando el interruptor y simultáneamente carga los resortes de disparo. El aseguramiento del mecanismo de operación en la posición cerrado, causa cargas simultáneas de los resortes de cierre mediante el motor, permitiendo que el interruptor realice un ciclo de apertura-cierre-apertura. Pudiendo el interruptor ser cerrado bajo falla, éste puede, obviamente abrir inmediatamente.

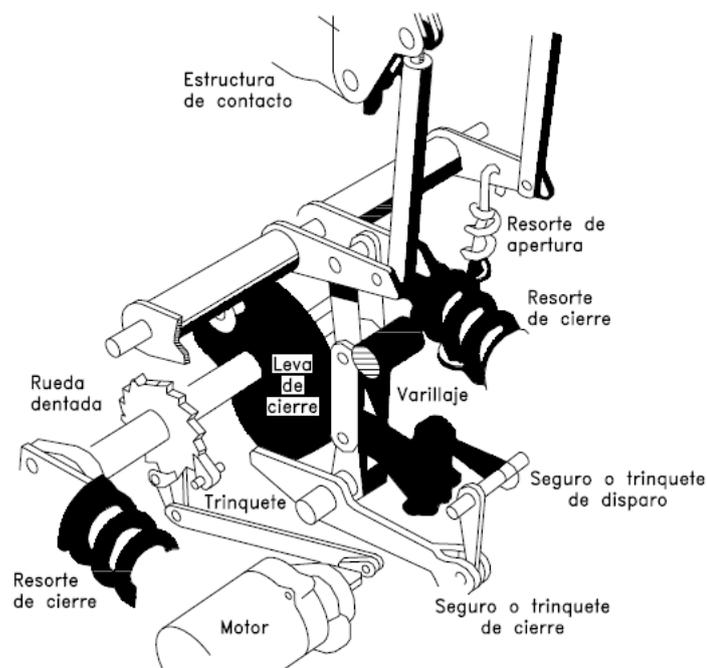


Fig. 1.51 Esquema simplificado de un mecanismo típico de operación de resortes.

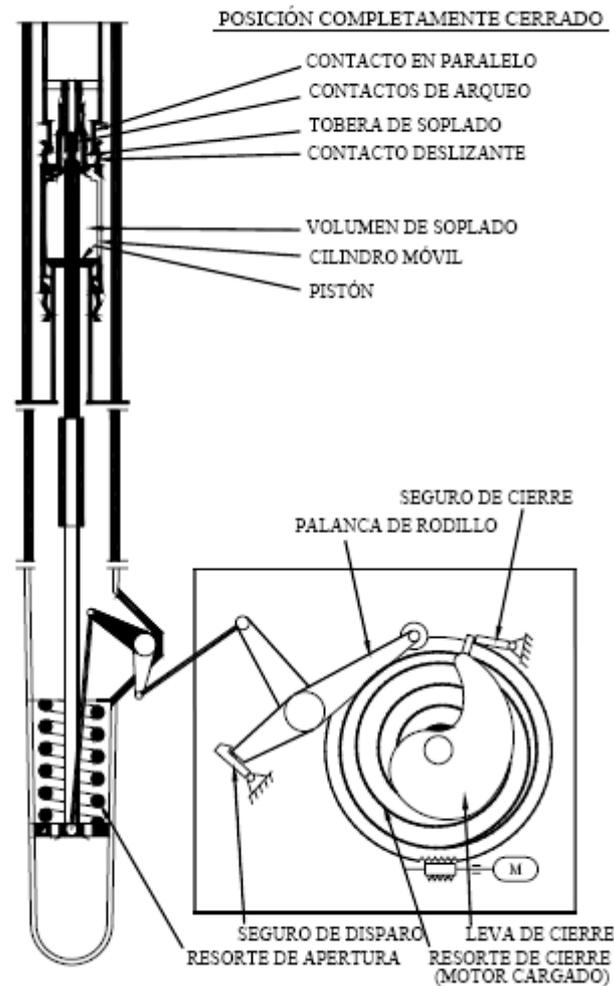


Fig. 1.52 Mecanismo de resorte para un interruptor de soplo de SF6 de una presión (Sprecher & Schuh).

Para interruptores de 123 a 245 kV se usa una cámara interruptiva por fase acoplada a un mecanismo de cierre común, pero cada cámara interruptiva tiene su resorte de disparo. Para recierre monofásico, necesita un mecanismo de cierre en cada fase. Para 420 kV cada fase consiste de dos cámaras interruptivas montadas sobre una columna equipada con un mecanismo de cierre y un resorte de disparo. En la Fig. 1.53 se presenta la foto de un mecanismo de resorte para un interruptor de gran volumen de aceite de 15.5 kV.

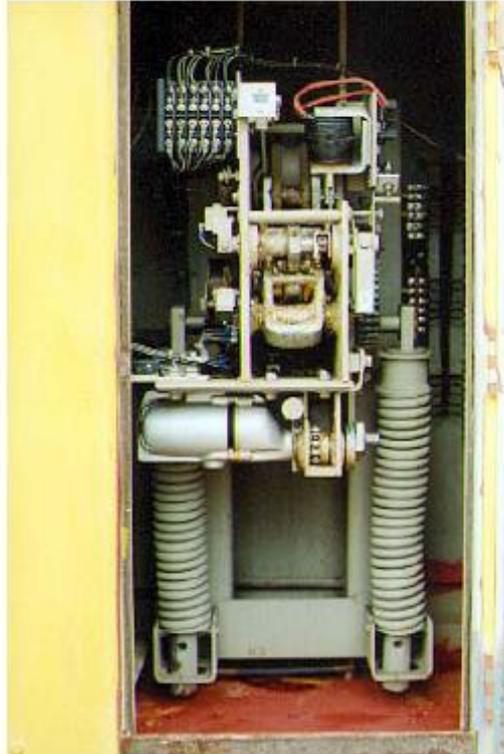


Fig. 1.53 Mecanismo de resorte para un interruptor de gran volumen de aceite, marca General Electric, clase 15.5 kV, 1200 A, 36 kA de capacidad interruptiva.

1.30.2 Mecanismo neumático

Las partes principales de un sistema de accionamiento neumático son las siguientes:

- Fuente de energía formada por un grupo de motor-compresor.
- Tanque para almacenamiento de aire comprimido.
- Conjunto principal de accionamiento:

Válvulas de accionamiento, válvulas de conexión, válvulas de desconexión, émbolo de accionamiento, etcétera.

- Solenoides de conexión y desconexión.
- Elementos de control y protección.
- Elementos para señalización de posición del interruptor.

Los mecanismos neumáticos son los usados comúnmente en interruptores de soplo de aire, debido a que usan aire comprimido como medio aislante e interruptivo. Esto no significa que este tipo de mecanismos se usen sólo en este tipo de interruptores, ya que también se usan para operar interruptores en aceite y en SF6. Esos mecanismos generalmente abren y cierran neumáticamente y en algunos casos hay solamente una conexión neumática entre mecanismos y contactos en lugar de conexiones sólidas. La Fig. 1.54 muestra un ejemplo típico de un mecanismo neumático, el cual usa un pistón para mover el varillaje de cierre y para cargar un juego de resortes de apertura. Estos mecanismos tienen un tanque para almacenar aire a alta presión que es utilizado para realizar al menos 5 operaciones sin necesidad de recargarlo entre operaciones.

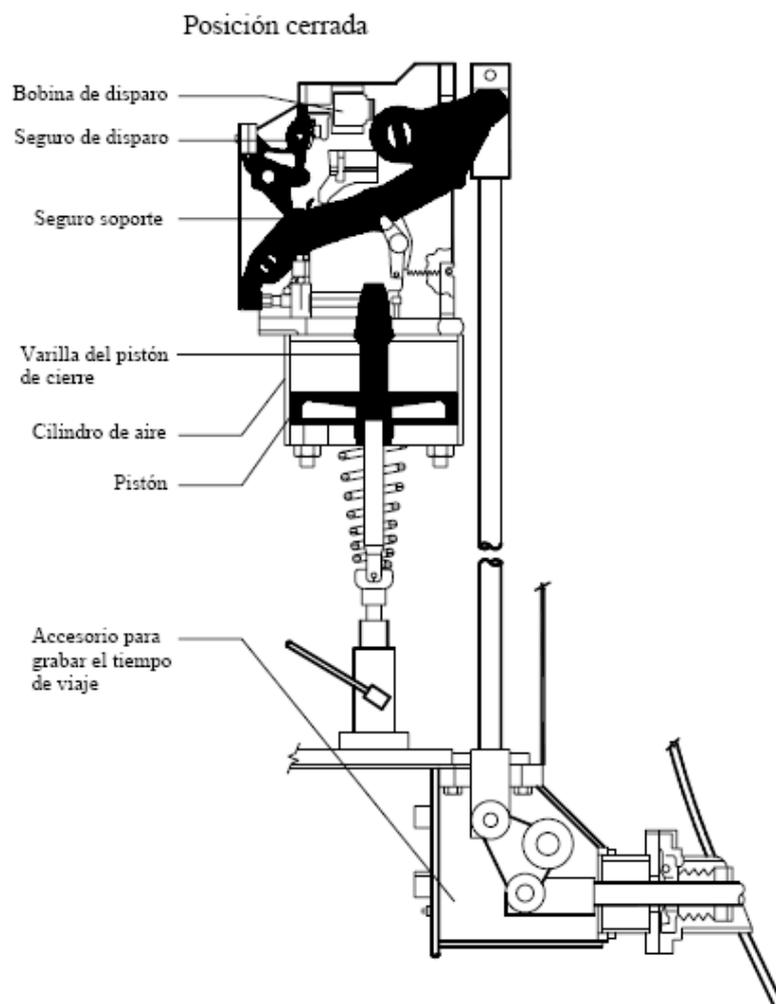


Fig. 1.54 Ilustración de un mecanismo neumático.

Para el cierre de contactos se aplica aire a alta presión en el pistón a través de una válvula de tres vías. El pistón se mueve hacia arriba transmitiendo la fuerza de cierre a través del varillaje del mecanismo, como se presenta en la Fig. 1.55, el cual está conectado a los contactos a través de una varilla aislante. Aparte de lograr el cierre de los contactos, el mecanismo carga un juego de resortes de apertura y una vez que los contactos están cerrados, un trinquete de disparo es enclavado para mantener el interruptor en la posición de cerrado.

La apertura del interruptor se realiza a través de la energización de un solenoide de disparo que libera el trinquete de disparo provocando la descarga de los resortes de apertura que hacen que los contactos se abran. Una de las variaciones de los mecanismos neumáticos es usar la fuerza del aire comprimido para realizar, tanto la operación de cierre, como la de apertura. En la Fig. 1.56 se presenta la foto de un mecanismo neumático para un interruptor de SF6 de 125 kV.

A continuación se describen las maniobras de conexión y desconexión de un accionamiento neumático utilizado en un interruptor comercial, dichas maniobras se ilustran en la Fig. 1.57.

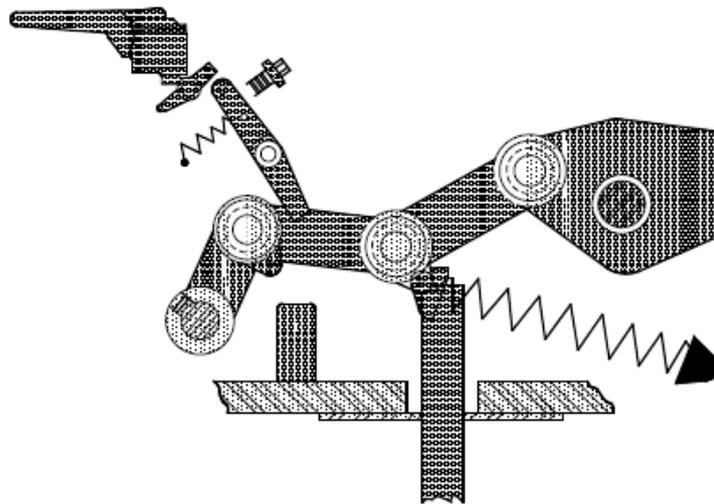


Fig. 1.55 Arreglo de varillaje para satisfacer los requerimientos de libre disparo.



Fig. 1.56 Mecanismo neumático para un interruptor de SF6, clase 125 kV.

Maniobra de conexión

La orden de conexión se transmite eléctricamente a la bobina de conexión de la válvula de accionamiento (19). En dicha válvula, el impulso eléctrico se transforma en una orden neumática, la cual se transmite por medio de la unión por tubo corto directamente hasta el accionamiento (16). De esta forma el émbolo (20) del accionamiento se desplaza desde la posición de desconexión hacia la posición de conexión y el interruptor queda cerrado.

Durante el recorrido del émbolo y en el lado opuesto del mismo, el espacio existente queda vacío de aire, por medio de la válvula de desconexión (21). Simultáneamente, el dispositivo de contactos auxiliares se acciona de forma directa y mecánica por el émbolo de accionamiento (20) y se sitúa señalizando la posición mediante la varilla en la posición de conectado. A través del movimiento de los contactos de dicho dispositivo de contactos auxiliares, se interrumpen los circuitos eléctricos del accionamiento de conexión. De igual manera, la válvula de accionamiento de conexión se cierra y de esta forma apoya y refuerza la maniobra mediante acoplamiento neumático. Inmediatamente después del cierre de la válvula de accionamiento de conexión, el aire de accionamiento restante que permanece en el cilindro de

accionamiento se evacua mediante la válvula de descarga que existe en la válvula de accionamiento de desconexión.

Maniobra de desconexión

La orden de desconexión se da de forma eléctrica a la bobina de desconexión de la válvula de accionamiento (22). En dicha válvula, el impulso eléctrico se transforma en una orden neumática que se transmite a la válvula de amplificación (23). Dicha válvula de amplificación se abre y descarga la presión en el espacio de accionamiento de la válvula de desconexión (21), de tal forma que el émbolo de la válvula de desconexión se desplaza hacia abajo y simultáneamente cierra la salida de evacuación. A través de la válvula de desconexión (21) abierta, el aire comprimido que se encuentra en el calderín llega de forma simultánea al accionamiento (16) de las columnas, así como al accionamiento de la válvula de evacuación (24) y, mediante el acoplamiento de retorno a la válvula de amplificación (24). El émbolo (20) del accionamiento se mueve desde la posición de conexión hacia la posición de desconexión y el interruptor queda desconectado. Durante el recorrido del pistón y en el lado opuesto del mismo, el espacio existente queda vacío de aire por medio de la válvula de evacuación (24) de sección amplia. Simultáneamente, el dispositivo de contactos auxiliares cambia su posición por medio de la varilla que se utiliza para señalización de posición, la cual es accionada de forma directa y mecánica. Al modificarse la posición de los contactos del dispositivo de contactos auxiliares se interrumpe eléctricamente el circuito del accionamiento de desconexión, provocando el cierre de la válvula de accionamiento de desconexión. Mediante el acoplamiento de retorno se comanda la válvula de amplificación (23) de forma rápida. La válvula de descarga de la válvula de desconexión (21) evacúa el aire del espacio situado por encima del pistón de accionamiento, asimismo actúa el mando para la válvula de evacuación (24).

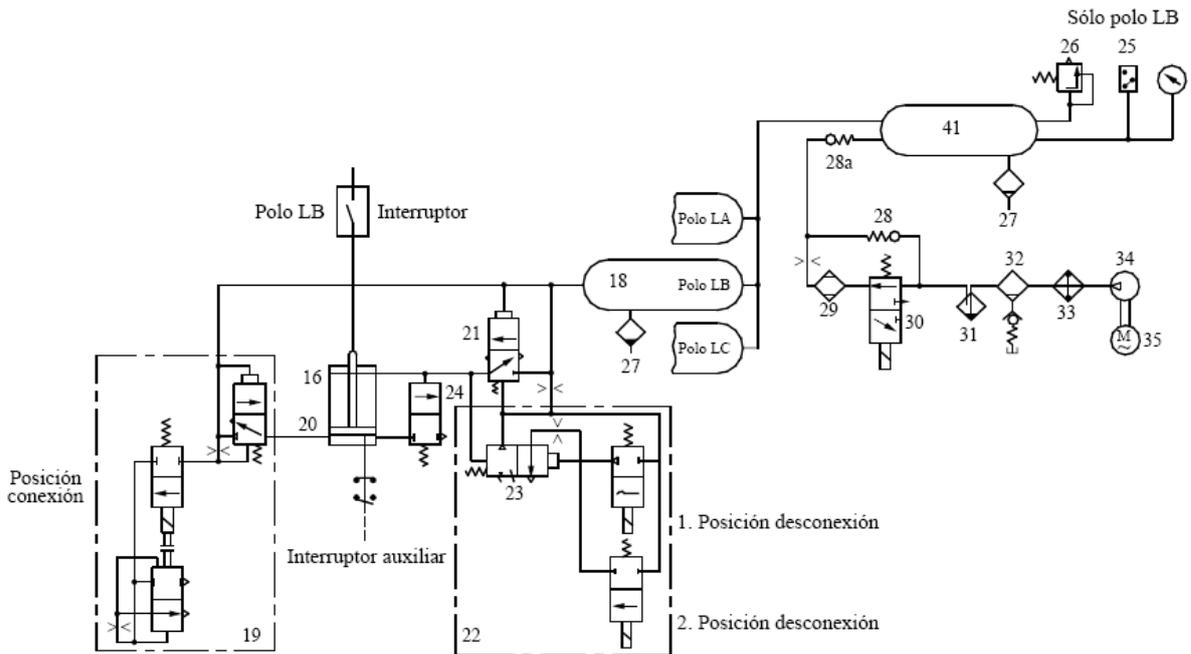


Fig. 1.57 Esquema de un interruptor desconectado y sin presión.

1.30.3 Mecanismo hidráulico

Los cilindros hidráulicos se han usado por muchos años en mecanismos para interruptores. Estos operan a presiones mucho mayores de fluido que los cilindros neumáticos y por lo tanto el diámetro del cilindro, el paso del fluido y la mayoría de las partes son más pequeñas. El aspecto de las fugas es más importante que en los mecanismos neumáticos, debido a que el fluido tiene que ser conservado y reciclado. Es por eso que las tolerancias en muchas de las partes son más críticas. El fluido utilizado en los mecanismos hidráulicos es nitrógeno. El mecanismo del tipo hidráulico es sólo una variación del mecanismo neumático. En el mecanismo del tipo hidráulico la energía es almacenada en un acumulador de nitrógeno y el fluido hidráulico se vuelve un eslabón operado por fluido interconectado entre el acumulador y el sistema de varillaje, el cual es muy similar al usado con los mecanismos neumáticos. Un sistema de accionamiento hidráulico consta de los siguientes elementos (ver Fig. 1.59):

- Cilindro de doble efecto diferencial (2), en el cual el lado de menor superficie está en permanente comunicación con el acumulador de energía (1).
- Fuente de energía compuesta por grupo moto-bomba hidráulica (4).
- Acumulador de energía (1).
- Válvula principal de conmutación (3) para control de la posición del interruptor.
- Conjunto de solenoides de cierre y disparo Y1, Y2/Y1.
- Recipiente en aceite (5).
- Sistema de control y protección (6) del accionamiento hidráulico, así como para la integridad misma del interruptor.
- Señalizadores ópticos de posición.

Funcionamiento

Del acumulador hidráulico (1) parte una tubería de aceite sometida permanentemente a presión, que conduce al cilindro de accionamiento (2). En el lado de desconexión del émbolo (2) existe siempre presión y en el lado conexión también se establece una presión conmutando la válvula principal (3); la fuerza ejercida para la conexión resulta de la diferencia entre las superficies sometidas a presión. La superficie del lado desconexión es menor que la del lado conexión, siendo la diferencia entre ambas igual a la sección del vástago del émbolo. Por tal razón, el interruptor está siempre dispuesto para abrir. Poco antes de alcanzar cada posición final se amortigua, por vía hidráulica, el movimiento de maniobra. Estos sistemas se proveen mediante válvulas esféricas auxiliares, de mando y principal, para asegurarse que durante el movimiento de maniobra ocurra cualquier interrupción o discontinuidad de las operaciones de conexión y desconexión.

Maniobra de conexión

Al energizarse el solenoide Y1, se abre la válvula auxiliar (4), actuando sobre la válvula de retención (10) y abriendo la válvula auxiliar de mando (5). Esta última queda auto retenida hidráulicamente por medio del canal (6) y conmuta la válvula principal (3), y así se cierra la comunicación del lado conexión del émbolo de accionamiento con el recipiente de aceite y, al mismo tiempo, abre

la cámara de presión (7) correspondiente a dicho lado conexión y por lo tanto, el accionamiento conecta al interruptor.

Maniobra de desconexión

Al energizarse el solenoide Y2 o Y3, se retira la autoretención de la válvula auxiliar de mando (8). La cámara de presión (9) en la válvula principal abre la comunicación del cilindro del accionamiento con el recipiente de aceite. Por la caída de presión que se produce en el lado conexión del émbolo, el accionamiento desconecta al interruptor.

Existe una variación en este tipo de mecanismo, donde el acumulador de nitrógeno es sustituido por un ensamble de resorte de disco el cual actúa como un acumulador mecánico. La Fig. 1.59 muestra un mecanismo típico de este tipo. Con esta modificación, el mecanismo es más confiable ya que elimina las fugas de gas del acumulador y los efectos de la temperatura ambiente sobre la energía acumulada. La operación del mecanismo mostrado en la Fig. 1.60 se describe a continuación:

Una cantidad de aceite hidráulico es filtrado y almacenado a baja presión en un tanque (12), donde es comprimido por una bomba de aceite (11). El aceite a alta presión se almacena después en otro tanque (5). El pistón (3) que está dentro del tanque a alta presión (5) está conectado a un resorte (1). Los resortes están soportados por unos pernos de enlace (2). Una varilla de control (15) verifica la carga de los resortes y activa los contactos de un interruptor (16) que controla el motor de la bomba (10) conforme se requiera para mantener la presión adecuada. Con el interruptor en la posición de cerrado el pistón de operación (7), que está conectado al varillaje convencional del interruptor (8), tiene alta presión aplicada en ambas caras. Para abrir el interruptor la bobina de apertura (17 a) es energizada causando que la válvula conecte la parte inferior del pistón de operación a baja presión (6) ocasionando que el pistón se mueva a la posición de abierto. El cierre del interruptor se inicia mediante la energización del solenoide de cierre (17 b) y admitiendo alta presión en la parte interior del pistón de operación. La pieza (4) es el cilindro de almacenamiento,

(9) es el seguro mecánico, (13) es la válvula de drenado y (14) es una válvula de liberación de presión.

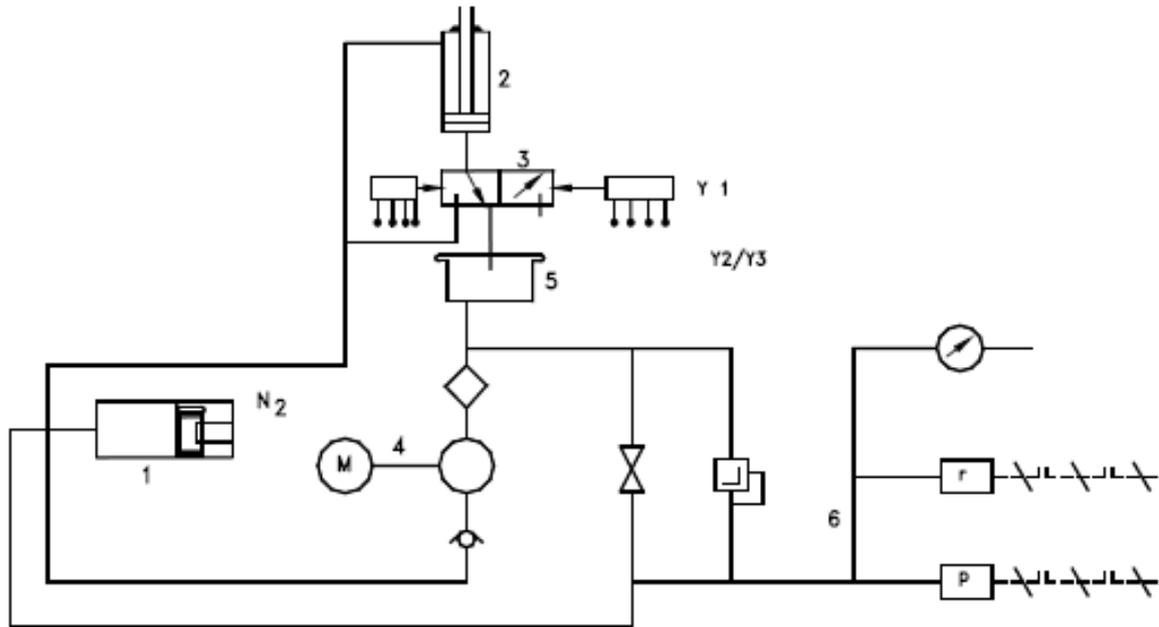


Fig. 1.59 Circuito básico de accionamiento hidráulico.

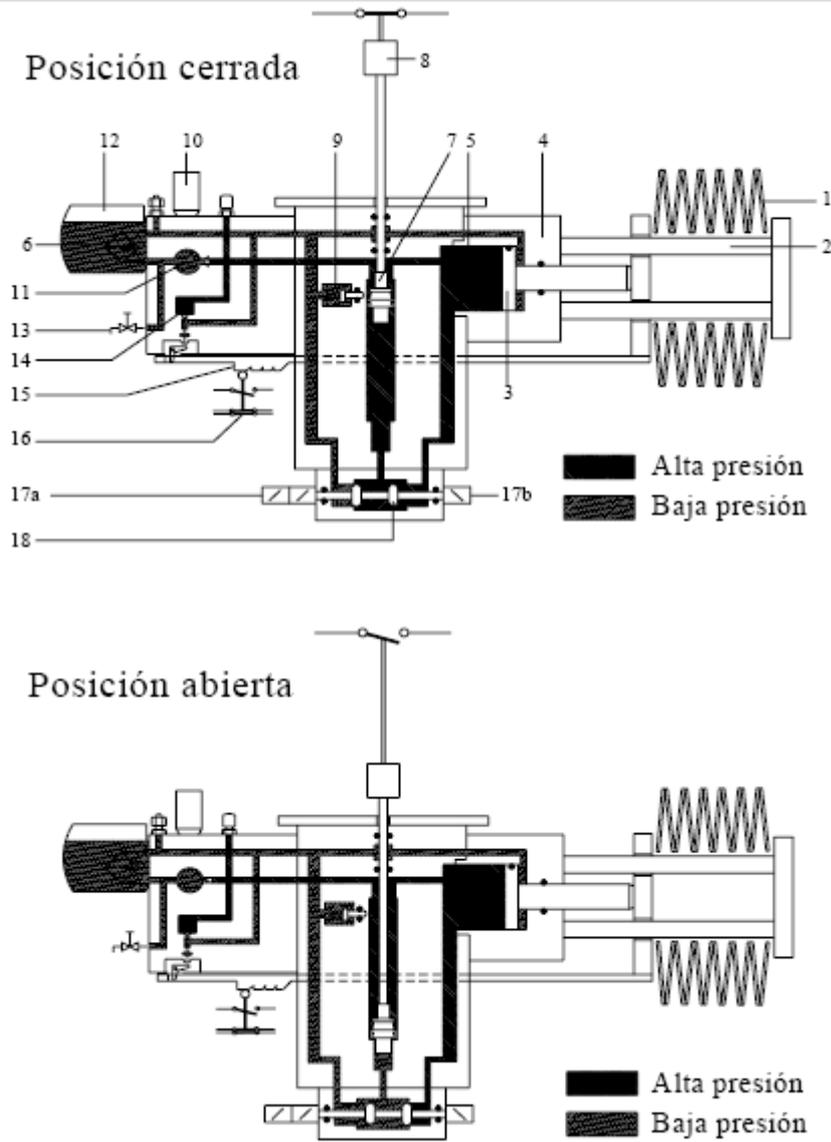


Fig. 1.60 Diagrama funcional operativo de un mecanismo hidráulico.

CAPÍTULO 2

MANTENIMIENTO Y CONDICIONES DE OPERACIÓN.

2.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo del mantenimiento, es asegurar la máxima confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad del interruptor para que cumpla con sus funciones operativas nominales, previniendo o corrigiendo, cuando sea necesario, condiciones que pongan en riesgo la operación del mismo y de la instalación al que está asociado, así como a los equipos e instalaciones vecinas. Este mantenimiento será efectivo cuando el equipo cumpla con los requisitos de calidad desde su selección, especificación y construcción, complementándose con una adecuada puesta en servicio. Para aplicar con eficacia y calidad el mantenimiento es importante contar con personal debidamente capacitado. El personal debe conocer en detalle la operación del interruptor y tener la habilidad para efectuar inspecciones, pruebas y reparaciones menores y mayores del equipo.

2.2 PLANEACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Para desarrollar un programa de mantenimiento, principalmente se consideran las recomendaciones de los fabricantes, el historial de los equipos, el tipo de mantenimiento requerido, el personal y consideraciones administrativas, económicas y técnicas. El diseño de cualquier programa de mantenimiento deberá estar acorde a las necesidades de confiabilidad y a las metas administrativas de la planta o subestación. El mantenimiento es similar a una póliza de seguro; no tiene retribución económica directa y es parte del costo del producto final. De cualquier manera, se debe reconocer que el mantenimiento tiene sus retribuciones inherentes, como reducción de costos de reparación, reducción de tiempos muertos e incremento de la seguridad del personal y del activo. El mantenimiento también presenta beneficios indirectos como incremento en la moral del personal y en la productividad, así como en la mejora continua de los equipos al evidenciar fallas de diseño. Un programa de mantenimiento debe incluir:

- Ventajas.
- Costos de pérdidas de producción debidos a falla.

- Costos.
- Equipo de prueba, herramienta y personal.
- Tiempos requeridos.
- Rutinas de inspección, prueba y mantenimiento.
- Generar un sistema de archivo de registros computarizado o manual.

Es esencial que todo programa de mantenimiento contenga cinco elementos para incrementar sus posibilidades de éxito. Estos son:

- Responsabilidades.
- Órdenes de trabajo.
- Inspección.
- Calendarización.
- Registro de datos.

Responsabilidades:

Las responsabilidades en la organización del mantenimiento deben estar claramente definidas en organigramas, con descripción de trabajos para cada unidad encargada de la ejecución del mantenimiento. Además, cada departamento, área o subárea deberá conocer las responsabilidades de las unidades de mantenimiento.

Órdenes de trabajo: Las órdenes de trabajo son requisiciones de servicio que necesitan alguna acción para ejecutarse. Las órdenes se establecen para todos los servicios de inspección y trabajos de rutina sobre el interruptor. Estas incluyen información de la fecha de ejecución de los trabajos, lugar y descripción de los mismos. Estas órdenes pueden generarse en forma automática o manual.

Inspección: La inspección es la clave del éxito de todo programa de mantenimiento. Por lo que, se requiere destinar el tiempo adecuado para verificar la condición de equipo nuevo o instalado. El propósito de la inspección es proveer alertas tempranas de la condición del equipo. Cuando la inspección se realiza en ciclos definidos por personal calificado, se puede detectar, a

priori, el deterioro del equipo, permitiendo tomar acciones de reparación o reemplazo antes de que ocurra la falla.

Calendarización: Para realizar un programa de mantenimiento se requiere calendarizar las actividades. El objetivo de la programación de las actividades es minimizar los tiempos muertos de los equipos sujetos a mantenimiento. El calendario para inspección, mantenimiento de rutina y otros trabajos puede variar para cada equipo y depende de los factores siguientes: edad del equipo, frecuencia de servicio, horas en operación, condiciones ambientales y requerimientos de seguridad. La programación de las actividades debe ajustarse a medida que se registra y analiza la información de los equipos, para alcanzar un balance entre el costo del mantenimiento y el costo de la sustitución del equipo.

Registro de datos: El éxito de un programa de mantenimiento depende del apoyo que proporcione la parte administrativa y del interés del personal de mantenimiento. Es imperativo que la información de mantenimiento y pruebas de cada uno de los equipos este completa y accesible durante toda su vida útil. Cuando la vida útil de un equipo termina, esta información es muy valiosa, por lo que todos los formatos y reportes deben estar organizados y accesibles, para ser utilizados como referencia en fallas o eventos similares de otros equipos. Esta información también puede ser utilizada para analizar el deterioro del equipo en función del tiempo. En caso de que no se conserven los registros de datos, producto del mantenimiento, se perderá información muy valiosa.

2.2.1 Objetivos del mantenimiento

En la confiabilidad y conservación de los equipos y sistemas. A continuación se definen algunos conceptos relacionados con el mantenimiento:

Confiabilidad: Es la probabilidad de que un equipo o sistema opere satisfactoriamente por un periodo de tiempo determinado bajo condiciones normales de operación.

Disponibilidad: Es la probabilidad de que un equipo o sistema opere satisfactoriamente, bajo condiciones normales de operación, en el momento que se le requiera.

Mantenab2.5ilidad: Es la probabilidad de que, cuando se realizan trabajos de mantenimiento a un equipo o sistema, éste sea puesto en condiciones de operación dentro del tiempo muerto especificado.

Tiempo de operación: Es el tiempo que el sistema o equipo opera adecuadamente.

Tiempo muerto: Es el tiempo en el que un equipo o sistema no está en condiciones de operación. Éste se divide en: tiempo activo de reparación, tiempo de logística y tiempo de administración.

Tiempo activo de reparación: Es el tiempo que duran los trabajos de mantenimiento o reparación. Incluye desde la preparación del servicio hasta la revisión final.

Tiempo de logística: Es el tiempo durante el cual el mantenimiento o reparación es postergado por la espera de refacciones.

Tiempo de administración: Es el tiempo requerido para elaborar la orden de trabajo y su autorización.

2.2.2 Tipos de mantenimiento

Se manejan los tres tipos de mantenimiento siguientes:

- a) Mantenimiento preventivo.
- b) Mantenimiento correctivo.
- c) Mantenimiento predictivo.

Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, efectuando inspecciones programadas y revisiones periódicas, complementándose con una serie de pruebas, lo que en conjunto formará el historial del equipo, mismo que analizado y controlado, servirá para detectar problemas que se pueden corregir antes de que evolucionen en fallas. Para configurar un esquema de mantenimiento preventivo, se deberán tomar en cuenta los pasos siguientes:

Determinar los factores que forman las bases del programa de mantenimiento, como son la necesidad de producción continua, presupuesto para mantenimiento planeado y para reemplazo de equipo, etcétera.

- Sondear y consolidar los datos de equipos fallados y el costo de la pérdida de producción. Hacer un análisis del costo para generar información convincente acerca de los beneficios del mantenimiento planeado. Establecer prioridades de mantenimiento. Establecer las mejores técnicas de mantenimiento.
- Calendarizar e implantar el programa, monitorear su costo/beneficio y analizar las funciones del programa para mejorar el sistema.

Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento permite operar los interruptores hasta que la falla ocurra, para efectuar su reparación o sustitución. Requiere poca planeación y control, sin embargo, sus desventajas lo hacen inaceptable ya que se realiza sobre criterios de emergencia, con un ineficiente empleo de los recursos humanos y materiales y excesivas interrupciones en el suministro de energía eléctrica. Debido a lo anterior, este tipo de mantenimiento debe ser el menos aplicado.

Mantenimiento predictivo

Este mantenimiento, también conocido como sintomático, incluye las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores. Usa el análisis y el control de las inspecciones, pruebas periódicas y el historial de mantenimiento del interruptor.

Además, utiliza técnicas de revisión con pruebas más avanzadas, para determinar con mayor precisión las condiciones del interruptor. Esto permite efectuar la planeación de los trabajos estrictamente necesarios y de manera oportuna, para mantener el equipo en condiciones óptimas de operación. La idea básica del mantenimiento predictivo se representa en las Figs. 2.1 y 2.2. La Fig. 2.1, conocida como curva de la bañera, presenta las siguientes tres etapas:

Fallas prematuras

Se presentan al inicio de la vida útil de los equipos y la probabilidad de ocurrencia de falla tiende a bajar rápidamente, las causas más comunes de estas fallas son los errores de instalación y el diseño inadecuado para soportar el régimen de trabajo.

• Fallas normales

En este periodo el índice de fallas es constante y pequeño y las causas son muy diversas (fallas aleatorias, donde los esfuerzos causados por el sistema superan los límites de diseño del equipo).

Fallas por envejecimiento

Se presentan por envejecimiento o fatiga de los equipos. Al entrar en esta etapa la probabilidad de falla en los equipos se incrementa. Otra ventaja del mantenimiento predictivo, es su tendencia a reducir el mantenimiento realizado durante el período de vida útil aplicándolo al final de este periodo, disminuyendo así sus costos. En la Fig. 2.2 se observa que, con un mantenimiento óptimo, alcanzado mediante la utilización de técnicas adecuadas, se logra la mejor relación costo - productividad.

2.2.3 Criterios para aplicación de mantenimiento en interruptores

Las consideraciones principales que se deben tomar en cuenta para determinar el tipo de mantenimiento a realizar en un interruptor y su periodicidad son:

Criterios de mantenimiento.

- Recomendaciones del fabricante.
- Historial del equipo.
- Programas de mantenimiento.
- Personal de mantenimiento.

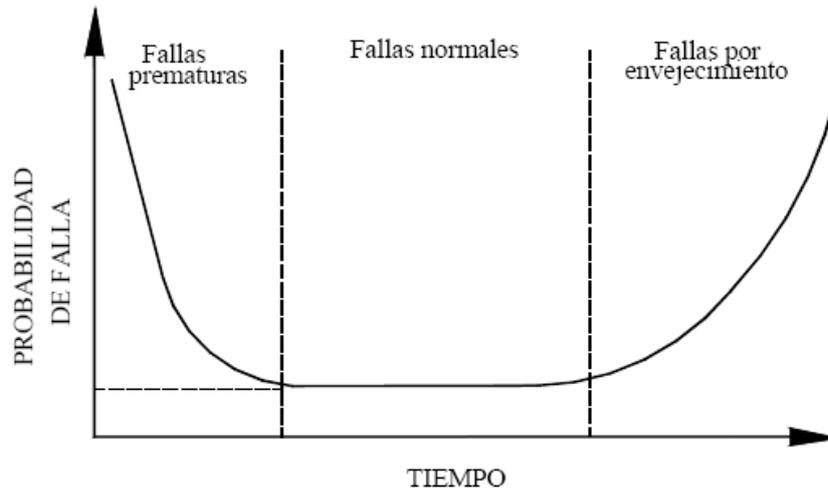


Fig. 2.1 Gráfica de probabilidad de falla contra tiempo de vida para equipo eléctrico.



Fig. 2.2 Gráfica de costo-productividad para equipo eléctrico en función del mantenimiento aplicado.

Criterios de mantenimiento

Uno de los problemas principales del mantenimiento, es establecer y aplicar criterios efectivos para efectuar el mantenimiento en forma oportuna y económica. Es conveniente que el personal responsable del mantenimiento analice las condiciones en que se encuentran los interruptores y, en función de éstas, determine qué, cómo y cuándo deberá realizar los trabajos de mantenimiento. También se requiere considerar que el mantenimiento a las diferentes partes de un interruptor no necesariamente se debe aplicar con la misma periodicidad, ya que esto puede causar exceso de mantenimiento en algunas partes y falta del mismo en otras.

Los tres elementos principales de un interruptor son:

- Medio de extinción.
- Mecanismo de operación.
- Partes sujetas a la tensión de operación.

Estos se ven afectados por diferentes factores, por lo que se requiere determinar la periodicidad del mantenimiento de cada uno de ellos. Sin embargo, no se debe considerar que los componentes del interruptor son totalmente independientes. Esto origina diferentes actividades de mantenimiento que se aplican a diferentes partes y con periodicidades diferentes.

No existen fórmulas ni reglas que indiquen con precisión la periodicidad para la aplicación del mantenimiento a un interruptor. Para establecer la periodicidad se requiere considerar y analizar diferentes criterios, que indicarán lo más conveniente. En este criterio las consideraciones principales para definir el tipo de mantenimiento a aplicar y su periodicidad son:

Importancia del equipo

A este criterio también se le llama crítico contra no crítico. Este criterio analiza las consecuencias de falla del interruptor en la operación del sistema. El interruptor que provoque consecuencias serias en la operación del sistema, en

la seguridad, en interrupciones, en pérdidas de carga, etc., se considera crítico o importante. Cuando la falla del interruptor no tenga consecuencias serias sobre el sistema, éste se considera como no crítico o de importancia menor. Con este análisis se establece que no es adecuado aplicar una periodicidad única para el mantenimiento a interruptores. La periodicidad se debe determinar por la importancia que el interruptor tiene en el sistema o para el usuario; es decir, si el interruptor pertenece a una unidad generadora de gran capacidad, tendrá una importancia diferente, que si corresponde a una línea radial con menor carga, o bien, si pertenece a un enlace de sistema.

Para determinar la importancia de los equipos, no existen reglas. Para este fin se emplea el criterio y el conocimiento del sistema, que tiene el responsable del mantenimiento.

Valores límite

Consiste en establecer los valores límite de prueba y de operación, que indican el momento en el que el equipo se acerca a una condición límite de operación y que su condición es peligrosa, lo que hace necesario la aplicación de mantenimiento. Los valores límite que más comúnmente se consideran son:

a) Número de operaciones

Este criterio está enfocado principalmente a conservar las condiciones de la cámara de interrupción y sus contactos, medio de extinción y mecanismo de operación. Este criterio se basa en aplicar mantenimiento cada determinado número de fallas. Para conocer este número se consideran las recomendaciones del fabricante, pero se debe tener cuidado, ya que el fabricante generalmente no considera las condiciones de falla. Las condiciones y tipos de falla pueden determinar qué partes del interruptor requieren mantenimiento y con qué periodicidad.

b) Kiloamperes acumulados

Este criterio está enfocado principalmente a conservar las condiciones de la cámara de interrupción y sus contactos. Consiste en llevar un registro de los kA

acumulados, que el interruptor ha interrumpido bajo condiciones de falla durante un tiempo determinado. La limitación de este criterio es que los elementos involucrados para el análisis no están bajo control, pues dependen de las condiciones del sistema, frecuencias de fallas, valor de cortocircuito, tipo de falla, tipo de protección, autorecierre rápido, etcétera. Se han hecho numerosos esfuerzos para garantizar que los intervalos entre mantenimientos, bajo este criterio, sean tan largos como sea posible, y desde luego sin reducir la capacidad de operación del interruptor y minimizar el número de salidas por mantenimiento.

Desde hace varios años, diversos fabricantes han pretendido establecer una filosofía de este tipo, siendo una de las conocidas aquella que establece que una interrupción bajo condición de falla, igual a la capacidad interruptiva nominal, equivale aproximadamente a 100 operaciones del interruptor sin carga.

c) Condiciones ambientales

Las condiciones ambientales son uno de los factores que se consideran al establecer la periodicidad del mantenimiento. Es decir, dos equipos idénticos que operan en condiciones ambientales distintas pueden requerir periodos diferentes de mantenimiento. Cuando se emplea este criterio de mantenimiento se protege principalmente el medio aislante, el mecanismo de operación y el gabinete de control. Por la diversidad de las condiciones climatológicas de México no es posible la aplicación del mismo tipo de mantenimiento con la misma periodicidad para equipos similares. Esto debido a que existen lugares con climas extremos, que afectan de manera distinta al interruptor. En forma particular se deben considerar los equipos instalados en las zonas costeras y zonas industriales con niveles altos de contaminación (como refinerías, fábricas de cemento, etcétera). Para los interruptores instalados en estas zonas se recomienda: incrementar la frecuencia en la limpieza externa del equipo, mantener en buen estado los sellos de gabinetes y verificar el funcionamiento de calefactores. Siguiendo estas recomendaciones se logra disminuir el índice

de fallas en los aislamientos externos, en los mecanismos y en los gabinetes de control.

d) Antigüedad del equipo

Este criterio ayuda a establecer en qué etapa de vida se encuentra el interruptor y da una idea del tipo de fallas más probable a ocurrir, como se ilustra en la Fig. 2.1. Asimismo, se basa principalmente en el historial, índices de fallas de equipos similares, tipo de aplicación del interruptor y en los tipos de mantenimiento efectuados. Con esta información es posible determinar el momento en que un interruptor entra a la etapa de envejecimiento. Para aplicar este criterio se requiere que el responsable de mantenimiento tenga experiencia y recursos técnicos para diagnosticar en qué etapa de la curva de la bañera se encuentran sus equipos.

Recomendaciones del fabricante

Cuando no se tiene experiencia en el mantenimiento de interruptores se consideran las recomendaciones de1 fabricante. Por lo general, estas recomendaciones están limitadas a las partes principales del interruptor, por lo que el personal encargado del mantenimiento también debe poner atención a las partes no mencionadas por el fabricante. Estas recomendaciones también son conservadoras y muy variables, ya que cada fabricante emite sus propias recomendaciones, basándose en sus diseños, sus índices de falla, la calidad de sus equipos, etcétera.

Para poner en práctica las recomendaciones del fabricante se debe considerar que los equipos se diseñan para cubrir una gran gama de aplicaciones, como generadores, líneas de transmisión, transformadores, reactores, capacitores, etc., aplicados en diversas condiciones ambientales y valores de falla. En conclusión, cuando se carece de experiencia en el mantenimiento de interruptores, se deben utilizar las recomendaciones del fabricante y mediante la experiencia adquirida mejorar los criterios de mantenimiento.

Historial del equipo

Se requiere contar con un historial del equipo correctamente clasificado, con revisiones y técnicas de pruebas bien definidas. Esto con el fin de normalizar el criterio para los análisis de los resultados obtenidos, que permitan la comparación con resultados anteriores y así determinar correctamente las condiciones del equipo. Es recomendable que el historial contenga información del montaje y puesta en servicio, del mantenimiento aplicado y del comportamiento del interruptor durante su servicio.

Programas de mantenimiento

Con el establecimiento de los requisitos de mantenimiento y el conocimiento de las condiciones del equipo, se elaboran los programas de mantenimiento preventivo. Un sistema adecuado de pruebas e inspecciones predictivas o sintomáticas son el mejor auxiliar en la elaboración del programa de mantenimiento preventivo.

Personal de mantenimiento

La experiencia del personal responsable del mantenimiento es una herramienta muy valiosa como criterio para ejecutar el mantenimiento de interruptores. Este criterio se apoya en el análisis del historial del equipo. En algunos casos este criterio define el tipo de mantenimiento más adecuado a aplicar en un caso particular. En algunos otros casos sólo complementa los resultados y el análisis de las pruebas.

Este criterio no cuenta con normas o reglas para su aplicación, ya que se obtiene con los trabajos realizados a los interruptores, analizando sus problemas y fallas y con el intercambio constante de experiencias entre personal de mantenimiento, tanto de la CFE como de otras compañías nacionales o extranjeras. El intercambio de experiencias es una fuente de información muy valiosa. Además, el personal técnico operativo de mantenimiento debe ser competente y contar con capacitación. Esta situación es muy delicada, ya que requiere preparar técnicamente al personal para realizar las pruebas y elaborar el reporte respectivo. Es también importante

crear conciencia de la importancia de realizar correcta y eficientemente el trabajo para lograr resultados satisfactorios en el mantenimiento. El personal que realice los trabajos de mantenimiento, de la CFE o contratista, debe cumplir con los siguientes requisitos:

1. Disponibilidad de habilidades.
2. Cantidad adecuada de personal.
3. Capacitación.
4. Condiciones operacionales.
5. Condiciones de seguridad.
6. Equipo y procedimientos a prueba de error.

2.3 EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

Generalmente los trabajos de mantenimiento a interruptores se realizan en sitio; por lo mismo, es importante planear detalladamente los trabajos y realizar todos los preparativos necesarios para su ejecución. El objetivo es contar con todos los recursos materiales y humanos necesarios y de esta manera, evitar demoras por imprevistos. Se recomienda que al concluir los trabajos de mantenimiento y antes de poner en operación al interruptor, se realicen pruebas dieléctricas y operativas para conocer su estado actual.

2.4 VALORIZACIÓN DE CRÉDITOS DE TRABAJO

La CFE cuenta con el “Procedimiento de valorización de créditos de trabajo de subestaciones” (código CTT-GSL-21, ver Anexo 3). El objetivo de este documento es:

Desarrollar un sistema que permita evaluar adecuadamente las cargas de trabajo en las diferentes Áreas de Transmisión y Transformación, mediante el análisis de las actividades que forman parte del mantenimiento de las subestaciones, otorgando valores en créditos a dichas actividades en función de su complejidad, tiempo y personal necesario empleado para su desarrollo, asignándose una periodicidad para su ejecución, con el fin de obtener la mayor confiabilidad operativa de los equipos dentro del alcance de este procedimiento.

El procedimiento consta de una evaluación de créditos de trabajo por tipo de mantenimiento, equipo, actividad, periodicidad y tiempo de ejecución de los mismos, que sirven como base para el cálculo de los créditos anuales para ponderar la bahía unitaria que se eligió, siendo la bahía de 230-115 kV la más representativa a nivel nacional. Asimismo, incluye las guías de mantenimiento por cada tipo de mantenimiento y equipo existente. Para la programación anual, es necesario efectuar un análisis completo de la fuerza de trabajo disponible por instalación, con el fin de conocer el valor del recurso humano con que se cuenta y con base en los requerimientos de los equipos eléctricos. Se tomaron 1187 horas, como base de horas hombre reales disponibles por trabajador al año.

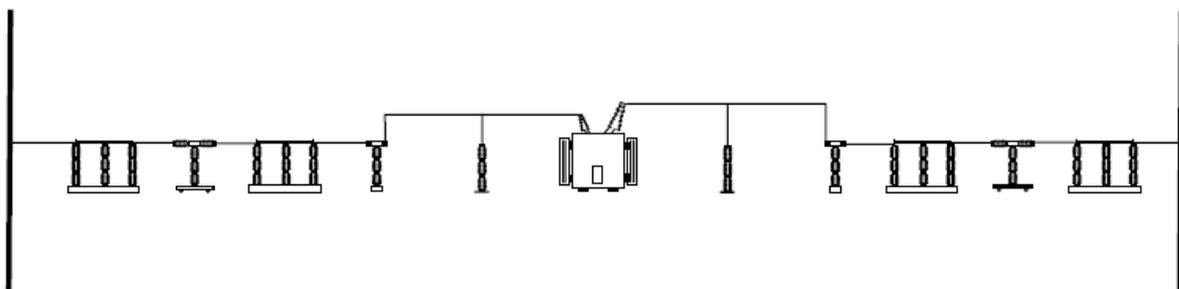
En este procedimiento se define esta bahía, como la unidad base que se utiliza como referencia para homologar cualquier otra bahía, en función del equipo que la integra, así como su tensión de operación. Su finalidad es contar con un parámetro que sirva para evaluar en forma breve las cargas de los diferentes centros de trabajo.

Para determinar la bahía unitaria se tomó como referencia, por ser la más representativa en las instalaciones a cargo de la Coordinadora de Transmisión y Transformación, la bahía que consta de un banco de autotransformadores monofásicos de 230/115 kV, con sus interruptores de potencia, juego de apartarrayos, juego de transformadores de corriente en alta y baja tensión, así como dos juegos de cuchillas en alta y dos juegos en baja tensión. Ver Fig. 2.3. Para determinar el valor de la bahía unitaria, se consideraron los créditos anuales de las actividades más frecuentes y relevantes. En el Anexo 3 de este manual "Valorización de créditos de trabajo" se presentan los créditos de trabajo por actividad para interruptores de potencia. Estas tablas forman parte del anexo A del "Procedimiento de Valorización de Créditos de Trabajo de Subestaciones". De igual forma los diferentes arreglos de bahías que se tienen en el ámbito de la Coordinadora de Transmisión y Transformación, son calculadas tomando como referencia la bahía unitaria y los créditos de trabajo anuales por equipo, dando como resultado las BAHÍAS TIPO que servirán

como base para el análisis de la fuerza de trabajo necesaria para mantener las instalaciones. En el Anexo 3 de este manual se presentan los valores de las bahías tipo más comunes que incluyen interruptores de potencia. Estas tablas forman parte del Anexo “C” del “Procedimiento de Valorización de Créditos de Trabajo de Subestaciones”. En el Anexo 3 de este manual también se presentan las Guías de Mantenimiento para interruptores de potencia. Estas tablas forman parte del Anexo “B” del “Procedimiento de Valorización de Créditos de Trabajo de Subestaciones”. Estas guías contienen las actividades de trabajo en sus diferentes tipos de mantenimiento, e incluyen:

- Procedimientos y reglas.
- Accesorios y equipos de seguridad.
- Equipos, materiales y herramientas.

Estos servirán como herramienta de apoyo para la realización de las actividades del personal de mantenimiento. Estas guías son un compendio de trabajos y experiencias obtenidas por personal de CFE, recopilados durante el transcurso de los años, con lineamientos y procedimientos de campo.



BAHIA UNITARIA

CUCHILLA	INTERRUPTOR	CUCHILLA	T. CORRIENTE	APARTARRAYO	TRANSFORMADOR	APARTARRAYO	T. CORRIENTE	CUCHILLA	INTERRUPTOR	CUCHILLA
6.75	23.1	6.75	3.66	5.47	124.05	8.01	4.75	10.25	40.55	10.25
				TOTAL	244					

Fig. 2.3 Bahía unitaria de la CCT.

Para cada subestación, se determinarán las actividades del mantenimiento que requiere cada equipo para conservarlo en condiciones óptimas de operación,

programando las actividades de acuerdo con la periodicidad mencionada en la Valorización de Créditos de Trabajo por Actividad. El desarrollo del mantenimiento, se ejecuta y se controla mediante un formato establecido con número de código CTT-GSL-21-01, que contiene los siguientes tipos de créditos:

- Créditos Programados (CP).
- Créditos Realizados Programados (CRP).
- Créditos Realizados Extraordinarios (CRE).
- Créditos Realizados Totales (CRT).

Los programas de mantenimiento son elaborados, ejecutados y controlados por los responsables directos de cada instalación, y sus avances de cumplimiento son reportados mensualmente por cada Subárea a las Jefaturas de Área y éstas a su vez, a la Coordinación de Transmisión y Transformación, con base en los lineamientos del acuerdo **CTT-ATT'S -01/2002**, firmado con todas las áreas. El control de créditos, se lleva a cabo a través del procedimiento "Evaluación de Créditos de Trabajo", **PGCTT- 06**, el cual analiza las actividades programadas, avances y desviaciones de las mismas, retroalimentando a las áreas respectivas sus observaciones.

Los créditos de trabajo correspondientes a equipos de instalaciones de Generación y los requeridos para apoyos a otras entidades de CFE, así como a las diferentes especialidades de las mismas Áreas de Transmisión y Transformación, deberán programarse y controlarse en el mismo formato CTT-GSL- 21-01 en forma separada. Las actividades no consideradas en este procedimiento, deberán valuarse frente a equipo, indicando sus créditos reales correspondientes y su memoria de cálculo. Las actividades realizadas por terceros, no se considerarán en los programas de mantenimiento, salvo en los casos que se utilice fuerza de trabajo de CFE para la ejecución y/o supervisión de las mismas. El control de los programas de mantenimiento de Subestaciones por sistema de créditos, quedará documentado en los siguientes formatos:

- CTT-GSL-21-01

- CTT-GSL-21-02
- CTT-GSL-21-03
- CTT-GSL-21-04

Estos formatos se presentan en el Anexo 3 de este manual. Dicha información será resguardada en un expediente denominado Créditos de Trabajo de Mantenimiento de Subestaciones.

2.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Interrupción de corrientes capacitivas

Además de la interrupción de corrientes de carga y de falla, el interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes capacitivas. La interrupción de corrientes capacitivas puede ser una tarea severa para los interruptores. Este tipo de corrientes pueden ser provocadas por: la carga de una línea o cable en vacío, la corriente de carga estática de un banco de capacitores, teniendo en la mayoría de los casos un valor máximo de unos cientos de amperes. La corriente capacitiva normalmente se interrumpe muy cerca del cruce por cero de la misma, inmediatamente después de que se separan los contactos del interruptor. Después de la interrupción a la frecuencia nominal de la tensión alterna, aparece la TTR a través de los contactos del interruptor, que puede alcanzar magnitudes de 2 a 3 veces la tensión pico nominal de línea a tierra uno y medio ciclos después. Un rompimiento del dieléctrico entre los contactos durante este intervalo puede producir sobretensiones transitorias. El circuito controlado por el interruptor puede ser representado como se ve en la Fig. 2.13. El diagrama anterior es el equivalente a cables o líneas aéreas con valores de capacitancias C_1 y C_0 . Los principales esfuerzos que se presentan en el interruptor son al cierre y a la apertura. Al cierre, el transitorio de las corrientes de carga es causado por el traslape de las corrientes que vienen de la red y de las corrientes de descarga de las capacitancias lado fuente.

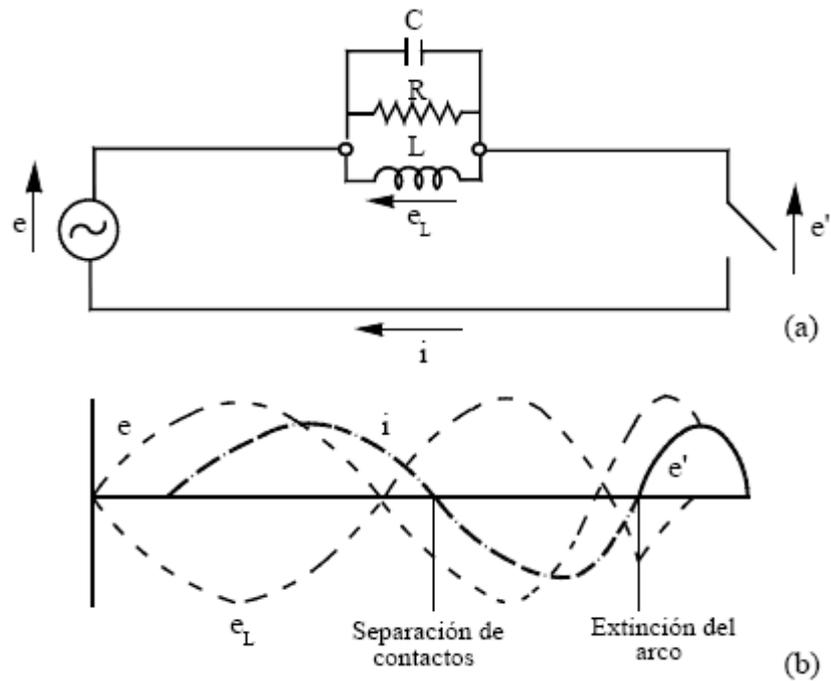


Fig. 2.12 TTR en un circuito RL.

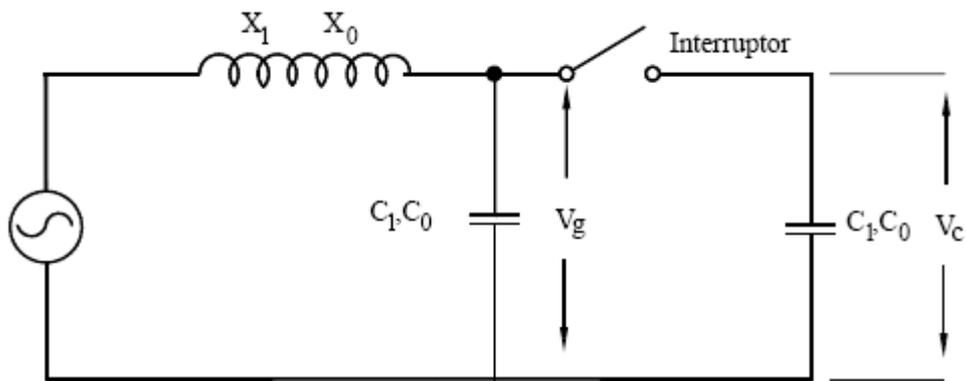


Fig. 2.13 Circuito capacitivo.

A la apertura, la TTR entre contactos es causada por la diferencia entre las tensiones de la fuente y la capacitancia desconectada. Las corrientes transitorias de *Inrush* pueden llegar a tener magnitudes y frecuencias extremadamente altas y, en algunos casos, el valor de la potencia al cierre puede ser excedida. Debido a la alta oscilación de la frecuencia y a una larga duración del pre-arco, el primer pico de corriente puede ocurrir antes de que los

contactos hayan cerrado. Los esfuerzos dinámicos debidos al pre-arco pueden ser considerables.

La TTR durante la apertura puede alcanzar valores de pico muy altos, expresados por:

$$TTR \approx 3C\left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right)V$$

Siendo V la tensión trifásica del banco de capacitores antes de la interrupción. El valor pico es obtenido medio ciclo después de la frecuencia de operación y puede exceder la rigidez dieléctrica entre los contactos, dando origen a un reencendido. Estos reencendidos son muy peligrosos porque pueden originar una serie de interrupciones y reencendidos con algunos incrementos de tensión sobre el sistema en el lado carga hasta provocar la falla del aislamiento.

Corrientes *Inrush*

La energización de un banco de capacitores por cierre de un interruptor, produce además de la TTR, una corriente de *Inrush*. La magnitud y la frecuencia de esta corriente están en función de la tensión del sistema, de la capacitancia del circuito, de los valores y localización de las inductancias en el circuito, de las cargas sobre los capacitores al tiempo del cierre del circuito y del amortiguamiento del transitorio en la interrupción. La desconexión de un banco de capacitores generalmente no tiene problemas, ya que la corriente *Inrush* generada es menor que la corriente de cortocircuito en este punto. Cuando dos o más bancos de capacitores son desconectados uno tras otro, la magnitud y frecuencia de la corriente *Inrush* pueden causar problemas en el interruptor o en el sistema.

El cálculo de las corrientes de *Inrush* se realiza sobre la base de que el banco de capacitores tiene una carga inicial y que el circuito se cierra a un tiempo, en el que produce la máxima corriente de *Inrush*. La corriente de *Inrush* puede ser calculada conociendo las impedancias de la red, por ejemplo:

a) Conexión de un banco de capacitores monofásico

Cuando se conecta un banco de capacitores, como se ilustra en la Fig. 2.14, el valor de la corriente *Inrush* y su frecuencia están dados por las expresiones siguientes:

$$i = \frac{V}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \operatorname{sen}\left(\frac{t}{\sqrt{L_0 C}}\right)$$

$$i_{\text{pico}} = \sqrt{\frac{2}{3}} \sqrt{\frac{C}{L_0}} V$$

Para $L_0 \gg L$, la frecuencia es:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 C}}$$

Donde:

V = Tensión entre fases del sistema

L0 = Inductancia de la línea del sistema

C = Capacitancia del banco

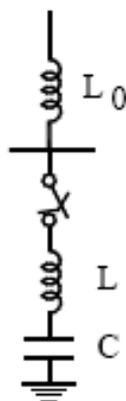


Fig. 2.14 Banco de capacitores monofásicos.

b) Conexión de un banco con otro ya conectado en paralelo (*Back to Back*)

Cuando se energiza un banco de capacitores con otro ya conectado en paralelo, se presentan magnitudes y frecuencias grandes de corriente *Inrush*. La magnitud de la corriente está limitada sólo por la impedancia del banco de capacitores y por la inductancia de los bancos que están siendo energizados. Un diagrama típico representando la energización de un banco de capacitores con otro en paralelo se muestra en la Fig. 2.15. El valor pico de la corriente *Inrush* y su frecuencia están dados por las siguientes expresiones:

$$i_{pico} = \sqrt{\frac{2}{3}} \sqrt{\frac{C_T}{(L_1 + L_2 + L_b)}} V,$$

$$i_{pico} = \sqrt{\frac{2}{3}} \sqrt{\frac{C_1 C_2}{(C_1 + C_2)}} \sqrt{\frac{1}{L_1 + L_2 + L_b}} V$$

y

$$f = \frac{1}{2\pi \sqrt{C_T (L_1 + L_2 + L_b)}}$$

Donde:

$C_T = C_1 + C_2$

$V =$ Tensión entre fases del sistema

L_1 y $L_2 =$ Inductancia entre los bancos de capacitores, incluyendo la inductancia de los bancos

$L_b =$ Inductancia del bus entre bancos

c) Conexión con N bancos conectados en paralelo (*Back to Back*)

La Fig. 2.16 muestra el circuito de N bancos conectados en paralelo. Para calcular la magnitud pico de la corriente *Inrush* y la frecuencia, se requiere sustituir L' y C' por L_2 y C_2 en las ecuaciones del inciso anterior, (b). Los

cálculos son correctos si $L1C1 = L2C2$ y es una aproximación para otros casos.

Donde:

$$L' = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + \frac{1}{L_3} + \dots + \frac{1}{L_n}}$$

y

$$C' = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n$$

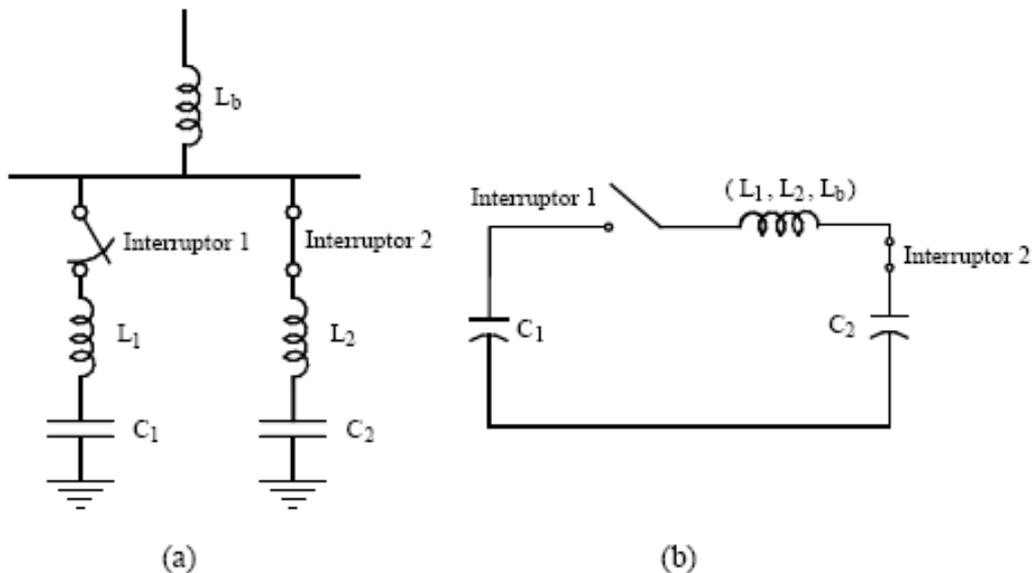


Fig. 2.15 (a) Bancos de capacitores en paralelo y (b) circuito simplificado equivalente de dos bancos de capacitores en paralelo.

Donde:

L_b = Inductancia del bus entre bancos

L_1 = Inductancia serie con el capacitor interrumpido

C_1 = Capacitancia inicial del banco

L_1, L_2, \dots, L_n = Inductancia en serie de los bancos de capacitores lado fuente

C_1, C_2, \dots, C_n = Capacitancia de los bancos lado fuente (corresponde a los valores iniciales)

V = Tensión del sistema

En la Tabla 2.1 se presentan algunos valores típicos de inductancia entre bancos de capacitores.

Guías generales de aplicación

El primer factor que necesita tomarse en cuenta cuando se considera la aplicación de un interruptor para la interrupción de corrientes capacitivas, es el tipo de interruptor a usar. Si, por cualquier circunstancia, el candidato es un interruptor en aceite, entonces se deben de tomar consideraciones muy serias para evitar la posibilidad de exceder la máxima frecuencia de la corriente *Inrush*. Los interruptores en aceite son extremadamente sensibles a la corriente *Inrush* y si fallan abajo de los límites máximos pueden provocar fallas catastróficas.

Con interruptores modernos la frecuencia de la corriente *Inrush* es menos preocupante para el interruptor en si, sin embargo en la mayoría de los casos constituye un factor limitante ya que puede afectar a otros equipos como los transformadores de corriente.

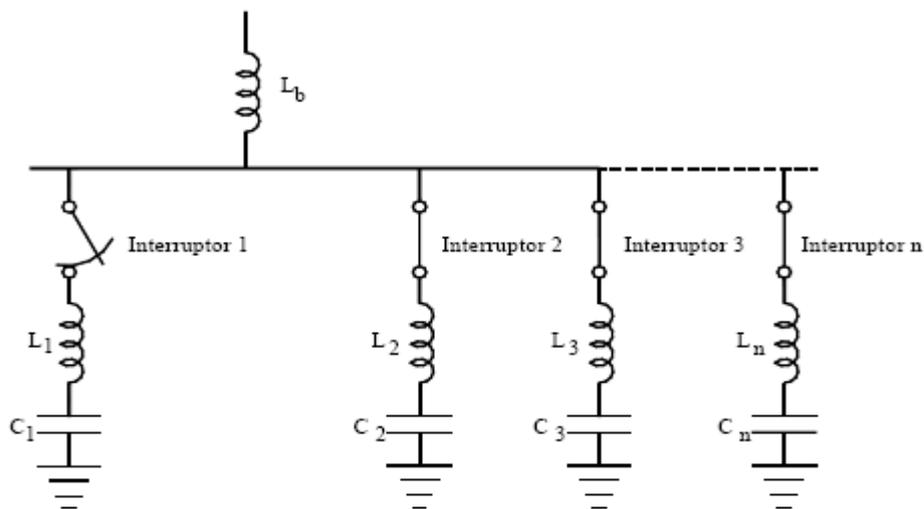


Fig. 2.16 Circuito de conexión de "n" bancos de capacitores en paralelo.

Tabla 2.1 Valores típicos de inductancias entre bancos de capacitores.

Tensión nominal máxima (kV)	Inductancia por fase del bus ($\mu\text{H}/\text{pie}$)	Inductancia típica entre bancos (μH)
15.5 – 25.8	0.214	10 – 20
38	0.238	15 – 30
48.3	0.256	20 – 40
72.5	0.256	25 – 50
121	0.261	35 – 70
145	0.261	40 – 80
169	0.268	60 – 120
242	0.285	85 – 170

Limitación de la corriente y frecuencia *Inrush*

Cuando se determina la necesidad de limitar la magnitud y la frecuencia de la corriente *Inrush*, se recomienda usar:

- Resistencias o inductancias de cierre, que son conectadas momentáneamente durante el periodo de energización del banco de capacitores y después son cortocircuitados.
- Reactores permanentemente conectados al circuito. Este procedimiento reduce la eficiencia de los capacitores e incrementa las pérdidas del sistema.
- Energización sincronizada donde el cierre de los contactos del interruptor está sincronizado para que éste se efectúe muy próximo al cruce por cero de la tensión, reduciendo efectivamente la corriente *Inrush*.

2.5.1 Aplicación de interruptores cerca de un banco de capacitores

Se debe de tener un cuidado especial para asegurar que los interruptores de línea no se utilicen en la interrupción de bancos de capacitores debido a que,

para cierto tipo de fallas, la aportación hecha a la falla por la corriente *Outrush* proveniente del banco de capacitores, en la mayoría de los casos es mayor que la encontrada en la energización de bancos en paralelo. La solución a este problema es la inclusión de resistencias de preinserción y de apertura en los interruptores o la instalación de reactores limitadores de corriente en serie con los bancos de capacitores o con el interruptor. La Fig. 2.17 muestra la configuración de un circuito que produce grandes corrientes *Outrush*.

Tensión de restablecimiento en la primera fase

La forma de onda de la tensión de restablecimiento sobre los polos del interruptor está determinada por los siguientes parámetros:

- Tensión sobre el interruptor antes de la interrupción.
- La potencia de cortocircuito de la red.
- Estado que guarda el sistema de neutro.
- C1/C0 relación de las capacitancias de carga.
- Capacitancia lado fuente del interruptor.
- Frecuencia de la red.
- Discordancia de fases en el interruptor.
- Reencendidos entre los contactos.
- Presencia de resistencias de pre-inserción en paralelo.

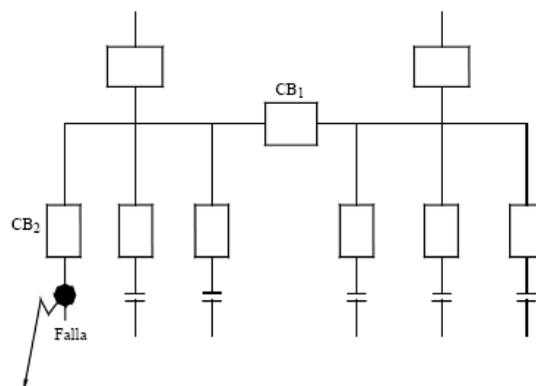


Fig. 2.17 Diagrama típico donde la contribución de la falla del banco de capacitores puede producir corrientes que exceden la capacidad del interruptor CB2.

Inicialmente consideraremos la tensión de restablecimiento sobre una fase de un interruptor no equipado con resistencias de pre-inserción, suponiendo que las otras fases no son operadas. En la Fig. 2.18 no se considera la capacitancia del lado fuente del interruptor.

Teniendo la tensión V sobre el interruptor, previa a la interrupción, se determina la tensión entre los contactos del interruptor con la suposición de que no se presentan reencendidos. La forma de onda de esta tensión se presenta en la Fig. 2.18.

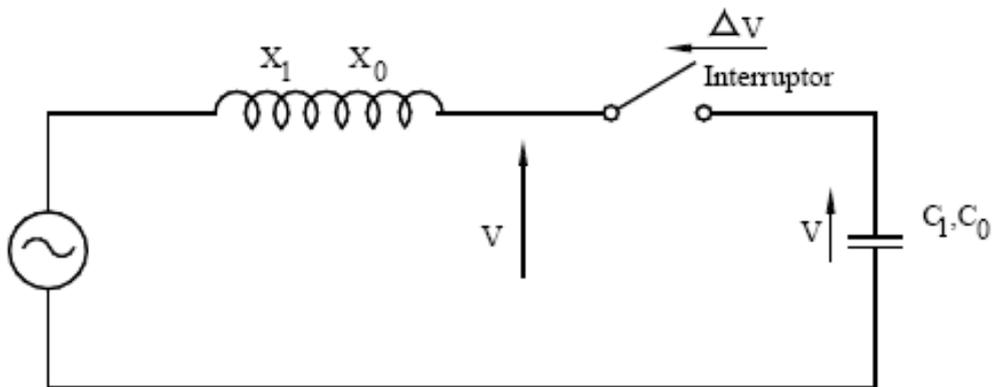


Fig. 2.18 Interruptor sin resistencias de preinserción.

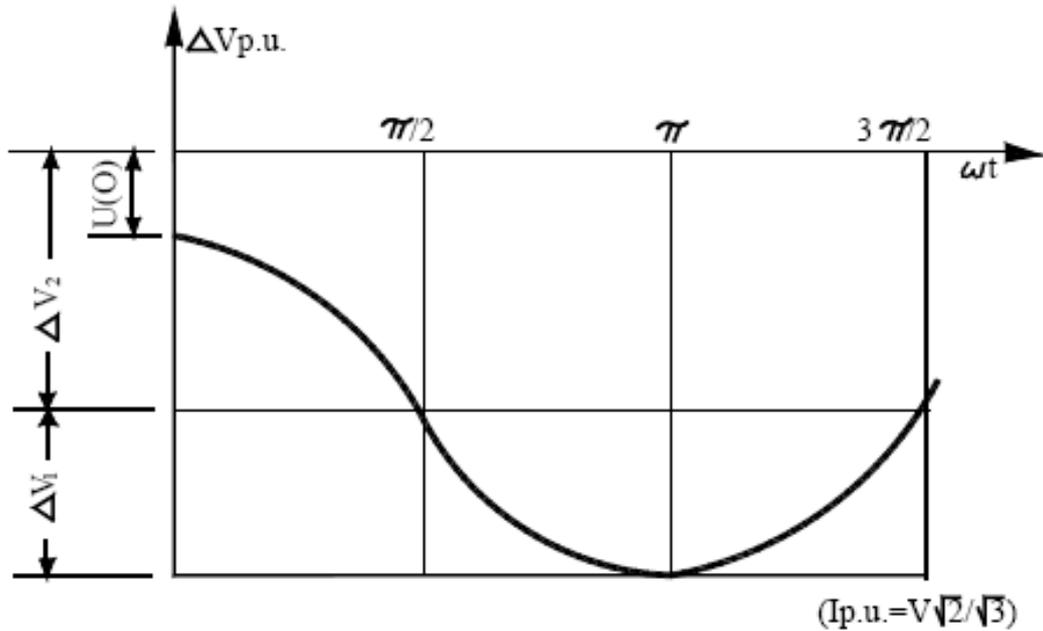


Fig. 2.19 TTR en un interruptor sin considerar reencendidos.

La tensión aún tiene la forma oscilante superpuesta sobre la componente de corriente directa.

$$\Delta V = \Delta V_1 \cos \omega t - \Delta V_2$$

En el caso más general, ΔV_1 y ΔV_2 tienen los valores siguientes:

$$\Delta V_1 = \frac{3(1 - \omega X_1 C_1) \left(\frac{C_1}{C_0} - \omega X_0 C_1 \right)}{1 + 2 \frac{C_1}{C_0} - \omega X_1 C_1 \left(1 + 2 \frac{X_0}{X_1} \right)}$$

$$\Delta V_2 = \frac{2 \frac{C_1}{C_2} - \frac{C_1}{C_0} \omega X_1 C_1 - 2 \omega X_0 C_1}{1 + 2 \frac{C_1}{C_0} - \omega X_1 C_1 \left(1 + 2 \frac{X_0}{X_1} \right)}$$

En realidad existe una oscilación inicial que es amortiguada a la frecuencia del circuito en el lado fuente, según se muestra en la Fig. 2.20.

La amplitud es:

$$\Delta V = \Delta V_1 - \Delta V_2$$

Esta oscilación inicial puede provocar una reignición entre los contactos si la interrupción ocurre inmediatamente después de la separación de estos, cuando el aislamiento entre los contactos es muy pequeño. Si el interruptor es capaz de soportar el primer pico de la oscilación de la tensión, es posible que se presente un reencendido en el instante $t_m = \pi/\omega$.

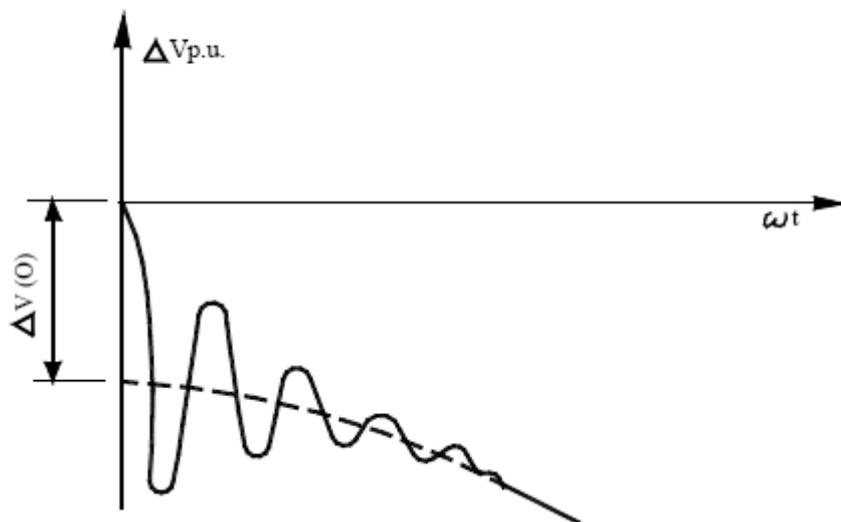


Fig. 2.20 Onda de tensión transitoria de restablecimiento.

La norma IEC-62271-100-2001 define a la *reignición* como aquellos reencendidos que ocurren dentro de un cuarto de ciclo después de haber ocurrido la interrupción, y al reencendido como la ruptura del dieléctrico entre los contactos, que ocurre después del intervalo de un cuarto de ciclo. La diferencia entre uno y otro es importante porque el reencendido origina sobretensiones en el circuito lado carga y el evento de re-ignición no.

Interrupción en las fases subsecuentes

Los esfuerzos máximos entre contactos de una fase son generalmente reducidos por la interrupción de la corriente en las otras fases. La tensión de restablecimiento sobre la primer fase toma los siguientes valores:

Para $C1/C0 = 1$ $V(tm) = - 2.0$ p.u.

Para $C1/C0 = 2$ $V(tm) = - 2.225$ p.u.

Para $C0 = 0$ $V(tm) = - 3.0$ p.u.

Sin embargo, se debe de tomar en cuenta la posibilidad de discrepancias en el disparo del interruptor, es decir, si la separación de contactos en la segunda y tercera fase ocurre con un retardo de tiempo que exceda 120° comparado con el primer polo, la interrupción no será confiable si tiene lugar en aquel.

2.5.2 Interrupción de corrientes en circuitos con una relación X/R alta

Los valores de cortocircuito establecidos en las normas están basados en una relación X/R de 17 a 60 Hz y de 14 a 50 Hz. Estos valores promedio son representativos de la mayoría de las aplicaciones. Sin embargo, existen todavía un gran número de aplicaciones donde la relación X/R del sistema es mayor a los valores establecidos por las normas. A este respecto surgen las siguientes dudas o preguntas: ¿cuál es el interruptor adecuado para esta aplicación? y ¿cuáles son las características nominales del interruptor a utilizar?.

Lo primero que se necesita recordar es que las características nominales del interruptor están determinadas por los valores de corriente simétrica y que estos valores no deben de ser rebasados. También, se sabe que la corriente asimétrica es una función dependiente del tiempo, o de la razón X/R del sistema y por lo tanto, de la constante de apertura de los contactos de un interruptor. La corriente eficaz (*rms*) en el punto de separación de los contactos, se incrementa en función del incremento de la asimetría, que es el resultado del incremento de la constante de tiempo del circuito.

Para aplicaciones de interruptores en alta tensión, en prácticamente todos los casos, es posible ignorar los efectos de la componente transitoria de corriente alterna y considerar solamente la componente de corriente directa. Obviamente, esto genera un pequeño error en los cálculos, principalmente en interruptores tipo distribución. Los errores esperados en la mayoría de las veces serán conservadores y los resultados van a permitir especificar un interruptor con capacidades mayores para asegurar un buen margen de seguridad. Debemos considerar que el error está dentro de los límites de operación aceptables, mientras no se efectúe un análisis matemático riguroso del circuito completo. De acuerdo a la experiencia, se puede considerar que este enfoque es conservador y válido.

En la Fig. 2.21 se presenta una gráfica de la razón entre la corriente asimétrica y la corriente simétrica para diferentes valores de X/R . La razón entre las dos corrientes se llama el factor "S" y es usado como un factor multiplicador para establecer los valores de la relación entre la corriente simétrica y la corriente asimétrica y viceversa.

El primer paso en el proceso de aplicación es determinar la magnitud de la corriente de cortocircuito y calcular la razón X/R del circuito. Si la razón X/R del circuito es igual o menor a 17, entonces la selección del interruptor se basa en la capacidad de interrupción de corriente simétrica, que es igual o mayor que la corriente de cortocircuito calculada. Si la razón X/R es mayor a 17, entonces se requiere determinar el tiempo de separación de contactos, que de acuerdo con su definición, es igual al tiempo de apertura más medio ciclo del retraso de la apertura. Una vez que se conoce este valor de tiempo, se determinan los valores de los factores "S" de la Fig. 2.21 para el valor calculado de X/R y para el valor normalizado de 17.

Posteriormente, se multiplica la corriente de cortocircuito calculada por el factor "S" que corresponde a la razón X/R del circuito para obtener el valor eficaz de la corriente asimétrica y se divide este valor por el factor "S" que corresponde a

la razón X/R de 17. El resultado obtenido es la corriente nominal mínima de interrupción que se requiere para esta aplicación en particular.

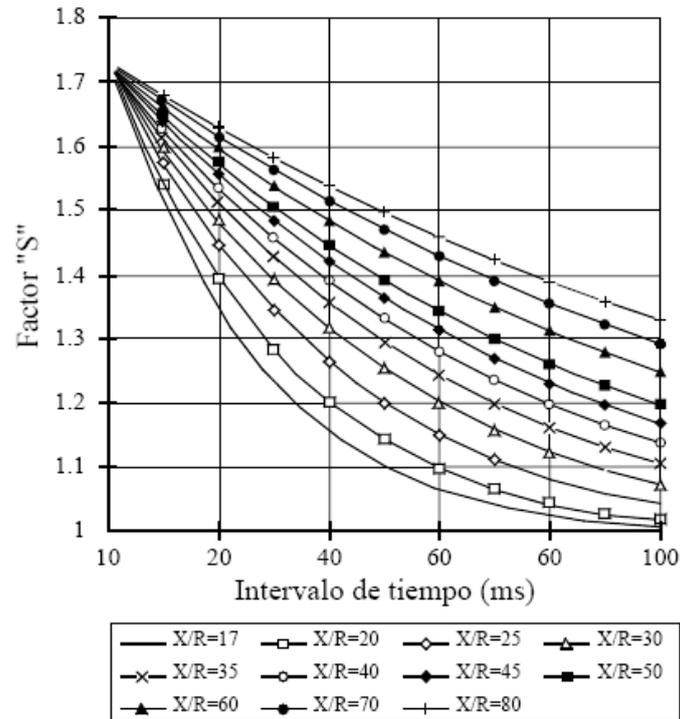


Fig. 2.21 Factor "S" para valores de corriente asimétrica con decremento de CD.

Por ejemplo, si se requiere determinar la capacidad interruptiva nominal de un interruptor para instalarse en un circuito de 121 kV, con una corriente de cortocircuito de 14 kA con X/R de 50. Se selecciona un interruptor de 5 ciclos con un tiempo de apertura de contactos de 50 ms. En la gráfica de la Fig. 2.21 se observa que los factores "S" para una X/R de 50 es de 1.39 y para una X/R de 17 es de 1.1. La corriente eficaz a una razón X/R=50 es: $IT = 14,000 \times 1.39 = 19,460$ amperes La corriente eficaz a una razón X/R=17 es: $IR = 19,460 / 1.1 = 17,690$ amperes Los resultados indican que se debe seleccionar un interruptor con una capacidad interruptiva de 20 kA o mayor.

Para este mismo ejemplo, si consideramos que tenemos disponible un interruptor de 20 Ka y 3 ciclos y deseamos aplicarlo a un sistema con una X/R de 80, la capacidad interruptiva máxima de este interruptor para esta aplicación

se determina multiplicando la capacidad simétrica nominal por el factor “S” correspondiente a la X/R de 80.

Para este interruptor, el tiempo de apertura de contactos es de 35 ms, por lo que los dos factores “S” para X/R de 17 y 80 son 1.2 y 1.56 respectivamente. La relación entre estos dos factores es $1.2/1.56 = 0.77$. El producto de este factor por la corriente nominal simétrica es:

$$20 \times 0.77 = 15.4 \text{ kA}$$

Este valor representa la nueva corriente simétrica nominal para la aplicación en un sistema con una X/R de 80. Si ahora consideramos que este interruptor va a ser instalado en las cercanías de un generador, se requiere tomar en cuenta los efectos de la componente transitoria de C.A., los cuales se proporcionan en la Figura 2.22. Para este caso en particular, el factor “S” para la componente transitoria de CA para una X/R de 80, en la misma Fig. 2.22, es aproximadamente 1.42 y el factor “S” para la componente de C.D. para una X/R de 17 es 1.2. La razón entre estos dos factores “S” es $1.2/1.42 = 0.84$. Por lo tanto la capacidad interruptiva máxima es

$$20 \times 0.84 = 16.8 \text{ kA.}$$

2.5.3 Interrupción de corrientes inductivas

En un sistema de alta tensión, se utilizan reactores para la compensación de reactivos en el sistema. Estos se conectan al devanado en delta de los terciarios de los autotransformadores, mediante interruptores de alta tensión. Los bancos de reactores se operan, en algunas ocasiones, hasta dos o tres veces al día, por lo que los interruptores para esta aplicación deben de operar en forma satisfactoria un gran número de operaciones.

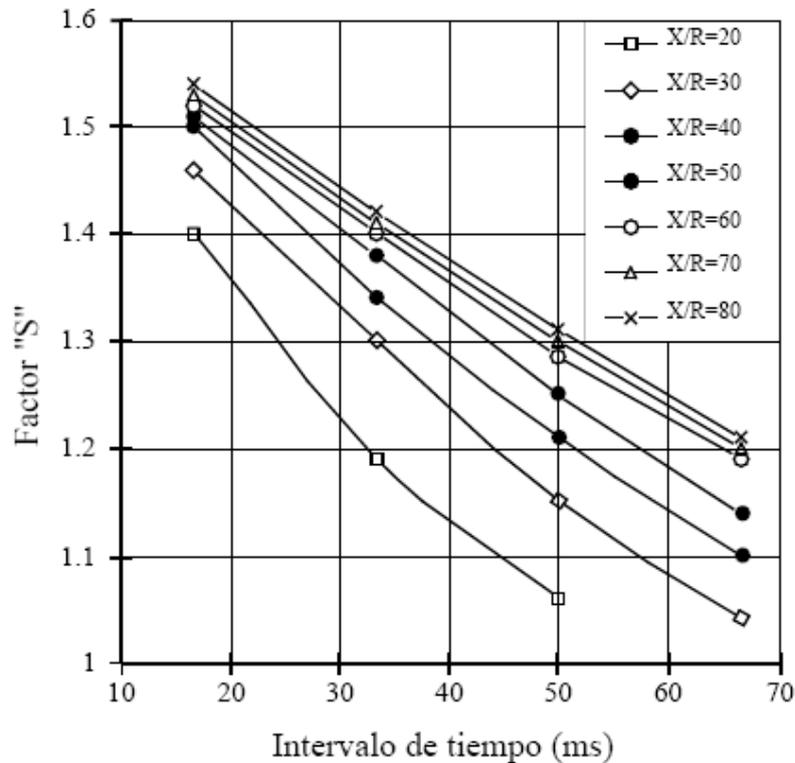


Fig. 2.22 Factor "S" asimétrico incluyendo el decremento de C.A.

En general, la energización y des-energización de reactores está asociada con la interrupción de "corrientes inductivas" de magnitudes pequeñas que pueden causar el fenómeno conocido como interrupción prematura (*chopping*) y reencendidos múltiples durante el proceso de interrupción, que consecuentemente generan sobretensiones transitorias de gran magnitud con frecuencias grandes. Por lo tanto, es probable que en situaciones donde los reactores están conectados, las sobretensiones resultantes pueden exceder los límites de diseño de los interruptores.

El término "corrientes inductivas" incluye todas las corrientes que no exceden los rangos de corriente que los interruptores absorben por carga inductiva. Los casos más conocidos donde se presenta la interrupción de pequeñas corrientes inductivas, aparte de la energización de bancos de reactores *shunt*, son:

- Corrientes magnetizantes de transformadores sin carga.
- Corrientes de carga de motores de inducción.

- Corrientes de carga de transformadores que alimentan a reactores *shunt*.

Cuando un interruptor abre un circuito con corriente magnetizante de un transformador sin carga o con corriente (absorbida) de un motor de inducción en vacío, puede ocasionar sobretensiones extremadamente altas en el lado carga del interruptor. Estas sobretensiones pueden generar descargas que, si ocurren sobre los aislamientos, pueden debilitarlos o provocar falla permanente. La falla permanente se puede manifestar en maniobras de cierre subsecuentes.

La Fig. 2.23 muestra el circuito equivalente de un transformador monofásico o un reactor. Debido a que la carga es inductiva tenemos que:

$$\frac{1}{\omega 60 C} \gg \omega 60 L$$

y

$$R \ll \omega 60 L$$

La corriente $I_C(t)$ a 60 Hz es muy pequeña comparada con $I_L(t)$, lo que significa que la corriente que circula por el interruptor en estado estable, es prácticamente la $I_L(t)$. El comportamiento de las tensiones y las corrientes senoidales se ilustran en la Fig. 2.24.

En la Fig. 2.24 se observa, también que la $I_C(t)$ está prácticamente en oposición de fases con la $I_L(t)$. Si el interruptor interrumpe la corriente en su cero natural (60 Hz), en ese instante el capacitor C se carga a la tensión máxima y a través de L y C no existe circulación de corriente. Inmediatamente después, el capacitor C se descarga sobre la inductancia L oscilando a la frecuencia de acuerdo a la siguiente expresión:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

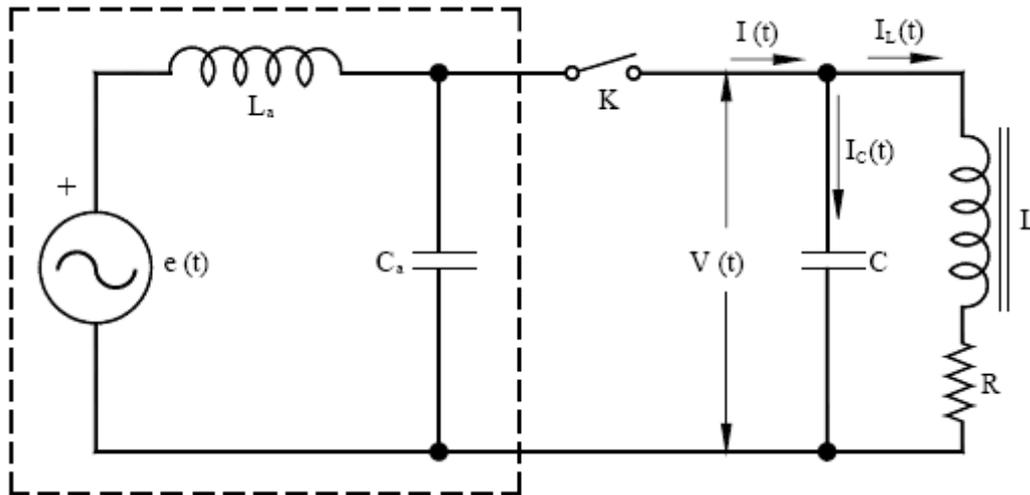


Fig. 2.23 Transformador o reactor monofásico.

El rango de magnitudes de f para el caso de transformadores, está entre 200 a 5000 Hz. Para transformadores de alta relación estos valores de frecuencia se manifiestan bajos. La frecuencia también varía para transformadores de la misma relación de tensión. En realidad f no es constante, ya que L no es constante debido a la saturación del núcleo, como se aprecia en la Fig. 2.25. Para esta aplicación, los interruptores en SF6 están más limitados en cuanto a la capacidad para soportar incrementos fuertes de crecimiento de la TTR que los interruptores en vacío, con características nominales similares. Por lo tanto, para aplicaciones donde sea posible utilizar interruptores en vacío, la selección de éste es la mejor opción. Sin embargo, para aplicaciones superiores a 38 kV, la elección más factible son los interruptores en SF6. Una solución para disminuir la tasa de crecimiento de la TTR es la inclusión de capacitores. Esto evita que el interruptor se sobre esfuerce, especialmente durante el periodo de recuperación térmica, que ocurre durante los primeros 2 μ s después de la interrupción de corriente. Estos capacitores se conectan en paralelo a los contactos del interruptor o bien de línea a tierra en las terminales del interruptor.

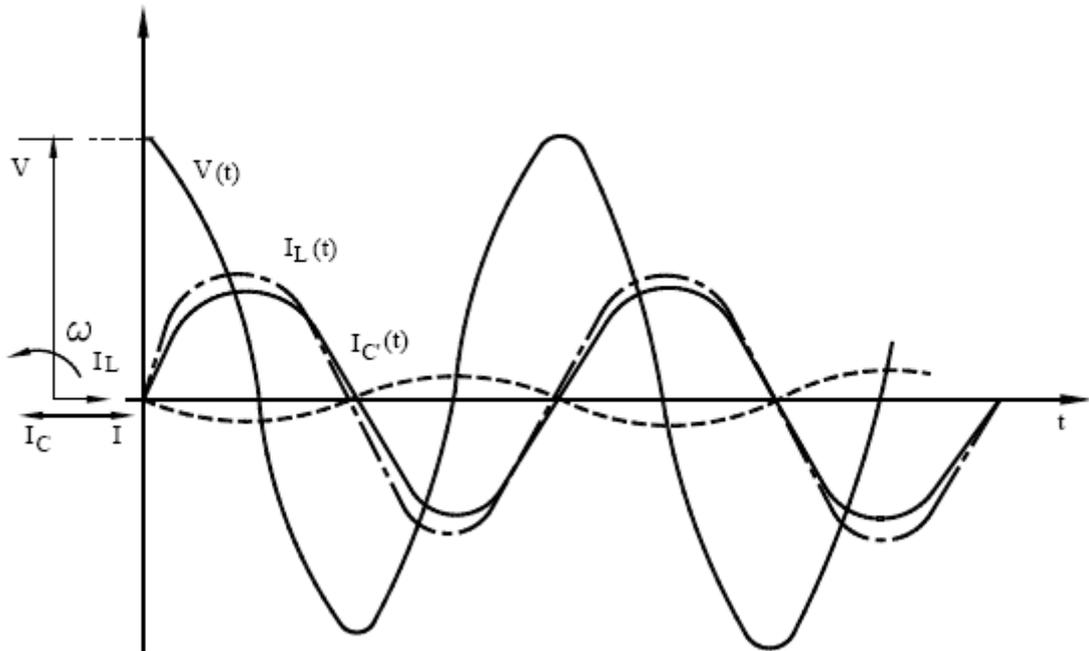


Fig. 2.24 Voltajes y corrientes senoidales producidas durante la desconexión del circuito de la Fig. 2.23.

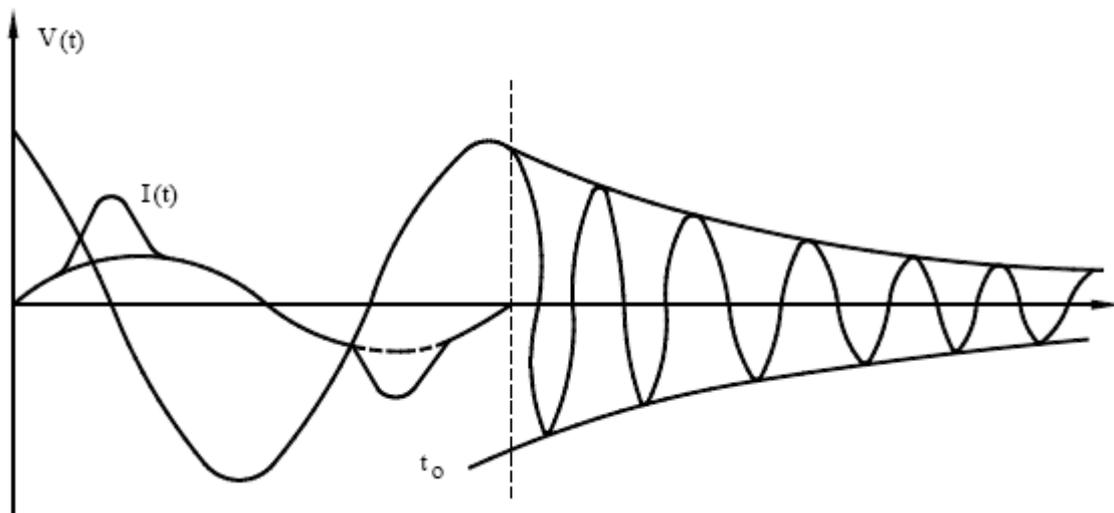


Fig. 2.25 Deformación de la corriente debido a la saturación.

El tamaño del capacitor se calcula considerando que la TTR es generada por un circuito equivalente en serie LC, con retraso inicial de tiempo de (t_d) . Se considera que este tiempo es mayor a $2 \mu s$. El valor del retraso de tiempo está dado por:

$$T_d = Z \times C_m$$

Donde:

Td = Retraso inicial de tiempo, en microsegundos.

Z = Impedancia.

Cm = Valor de la capacitancia incluida, en microfaradios.

Otra solución para reducir las sobretensiones y modificar las características de la TTR es el uso de interruptores con resistencias de apertura o el uso de aparta-rayos de óxido metálico instalados directamente en el interruptor. Las resistencias de apertura se conectan en paralelo a los contactos principales del interruptor. El valor de las resistencias de cierre debe de ser aproximadamente igual a la reactancia óhmica del reactor.

Cuando el interruptor se va a usar para operar reactores en paralelo que están conectados al bus, su capacidad interruptiva de corriente de falla se determina en relación a los requerimientos del sistema. Si el interruptor se va a usar para reactores que están conectados a líneas de transmisión, puede que no se requiera la capacidad interruptiva. Sin embargo, se requieren las capacidades de corriente sostenida de corta duración y la momentánea, que deberán ser iguales a las del interruptor que proporciona la protección primaria contra falla del circuito. Otro enfoque que se está usando con mayor frecuencia para esta aplicación es la apertura sincronizada del circuito. Este enfoque se presenta en un inciso posterior.

2.5.4 Ferroresonancia

Como se discutió anteriormente, el uso de capacitores ayuda a mejorar la capacidad de soporte de la TTR y, por lo tanto, la capacidad interruptiva del interruptor. Los capacitores se instalan a través de los contactos en fases que tienen cámaras múltiples con el propósito de compensar la distribución de

tensión a través de las cámaras individuales. En general, para estos propósitos entre mayor sea la capacitancia, mayor será el beneficio. Sin embargo, la desventaja de usar capacitancias grandes, aparte del costo y complejidad agregada, existe la probabilidad de crear un fenómeno conocido como ferresonancia. Este se presenta entre el capacitor y los transformadores de potencial que estén conectados a las líneas desenergizadas. Este fenómeno se presenta cuando existe un transformador conectado al bus. En este caso existe una conexión en serie de los capacitores con el transformador, como se muestra en la Fig. 2.26. El circuito equivalente, es básicamente un divisor de tensión ($X_m/X_c - X_m$). Cuando la reactancia capacitiva (X_c) se iguala a la reactancia inductiva (X_m) del transformador, la tensión en el bus se hace teóricamente infinita, pero en realidad la tensión está limitada por la impedancia no lineal del transformador y su magnitud depende de la intersección de la tensión capacitiva con la tensión de saturación del transformador. Si el punto de intersección está debajo de la rodilla de la curva de saturación, la sobretensión puede ser muy severa y dañar al transformador. Una solución para este problema es agregar un resistor de bajo valor óhmico conectado a través del secundario del transformador.

2.5.5 Apertura y cierre sincronizado

La apertura y cierre de los contactos en un interruptor se efectúa normalmente en forma totalmente aleatoria, por lo que en el sistema pueden aparecer transitorios de tensión y de corriente ya tratados en incisos anteriores. Una forma de controlar el comportamiento de estos transitorios es mediante la inclusión, en las terminales del interruptor, de componentes como, resistencias, capacitores, reactores, apartarrayos o una combinación de estos. Sin embargo, estos transitorios se pueden controlar, sin la necesidad de incluir componentes externos, mediante la operación del interruptor en forma sincronizada con las oscilaciones de corriente o de tensión, dependiendo de la operación, ya sea de cierre o de apertura. Esto significa que para la operación de apertura de contactos, el interruptor debe de abrir exactamente al cruce por cero de la

corriente de cortocircuito, y para el cierre, este deberá ocurrir al cruce por cero de la tensión.

Las aplicaciones en las que la operación sincronizada de interruptores tiene un beneficio importante, son aquellas que involucran energización y desenergización de transformadores sin carga, bancos de capacitores y reactores. También la energización de líneas de transmisión y la apertura de interruptores para interrumpir corrientes de cortocircuito se pueden beneficiar con la operación sincronizada. El beneficio inmediato derivado de la operación sincronizada de interruptores para las diferentes aplicaciones, es una reducción del tamaño y la erosión de los contactos de arco.

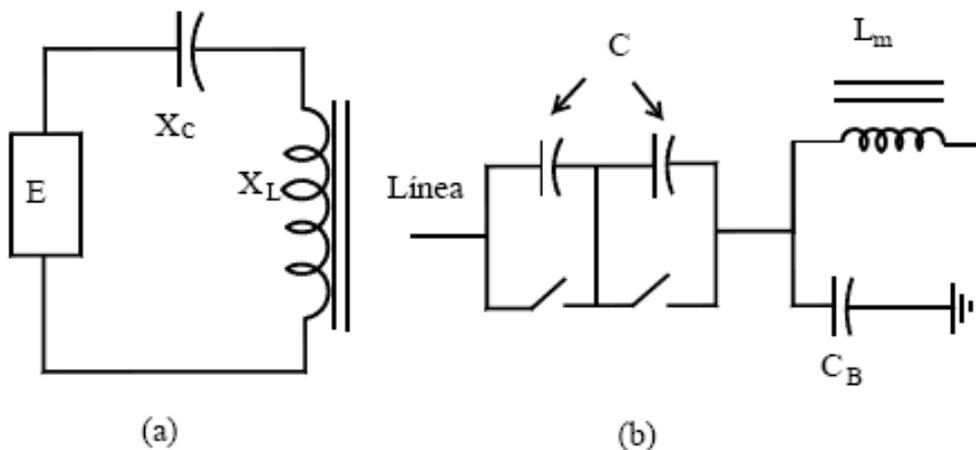


Fig. 2.26 Relación entre los componentes de un circuito para el fenómeno de ferroresonancia: (a) circuito equivalente y (b) diagrama unifilar.

Las Figs. 2.27 y 2.28 muestran una comparación de las tensiones transitorias para una operación de cierre no-sincronizada y una operación de cierre sincronizada. Como puede verse en estas figuras, la componente de alta frecuencia de la tensión es prácticamente eliminada cuando los contactos cierran al cruce por cero de la tensión. Las Figs. 2.29 y 2.30 muestran una comparación relativa de la energía del arco que soporta el interruptor durante la extinción de una apertura no sincronizada de 12 ms de tiempo de arco y de una apertura sincronizada de 3 ms de tiempo de arco.

2.5.6 Relevador de sincronismo

Los interruptores que operan cargas reactivas (bancos de reactores, bancos de capacitores, transformadores y líneas de transmisión), en ocasiones provocan un gran transitorio de tensión y de corriente. Estos transitorios provocan grandes esfuerzos en todos los equipos de la subestación y de la red eléctrica, ocasionando envejecimiento acelerado o, en el peor de los casos, fallas. Para prevenir este tipo de problemas, se han desarrollado controladores que habilitan al interruptor para operar en forma sincronizada con la tensión de fase del sistema. Para ilustrar este proceso, en la Fig. 2.31 se presenta la interrupción de una carga reactiva sin apertura sincronizada y en la Fig. 2.32 se muestra la interrupción sincronizada de la misma carga reactiva.

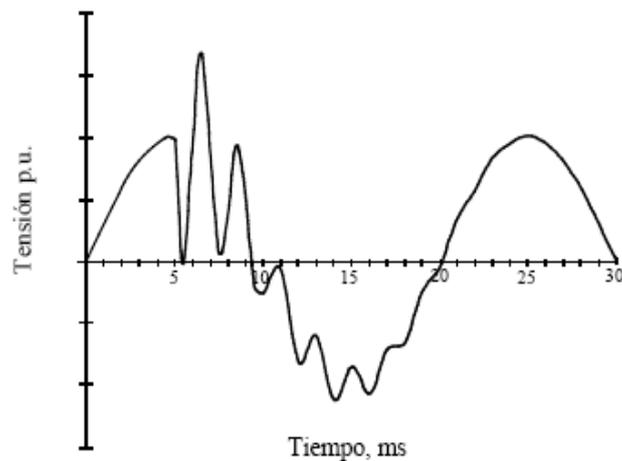


Fig. 2.27 Onda de tensión correspondiente a una operación de cierre no sincronizada de un interruptor operando un banco de capacitores.

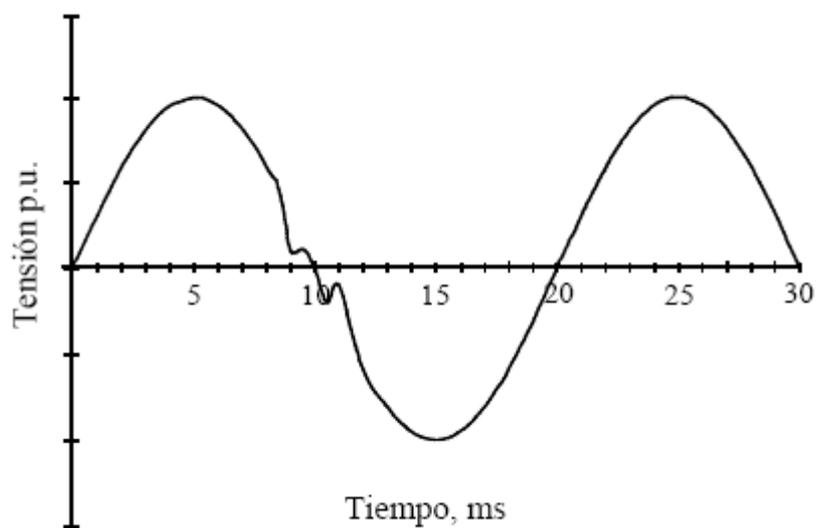


Fig. 2.28 Onda de tensión correspondiente a una operación de cierre sincronizada de un interruptor operando un banco de capacitores.

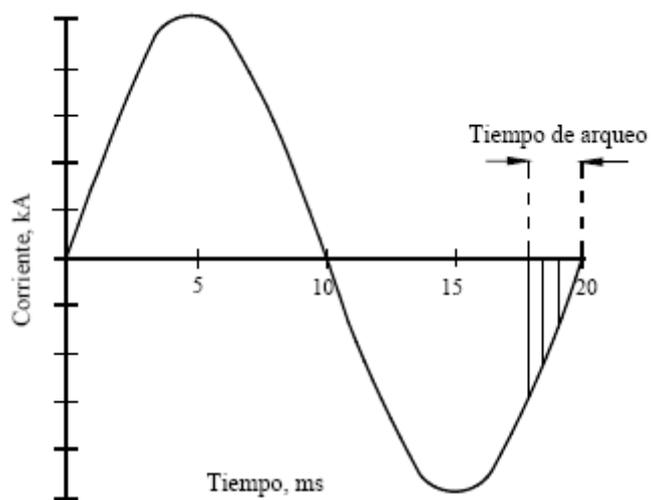


Fig. 2.29 Tiempo de arco para una interrupción no sincronizada.

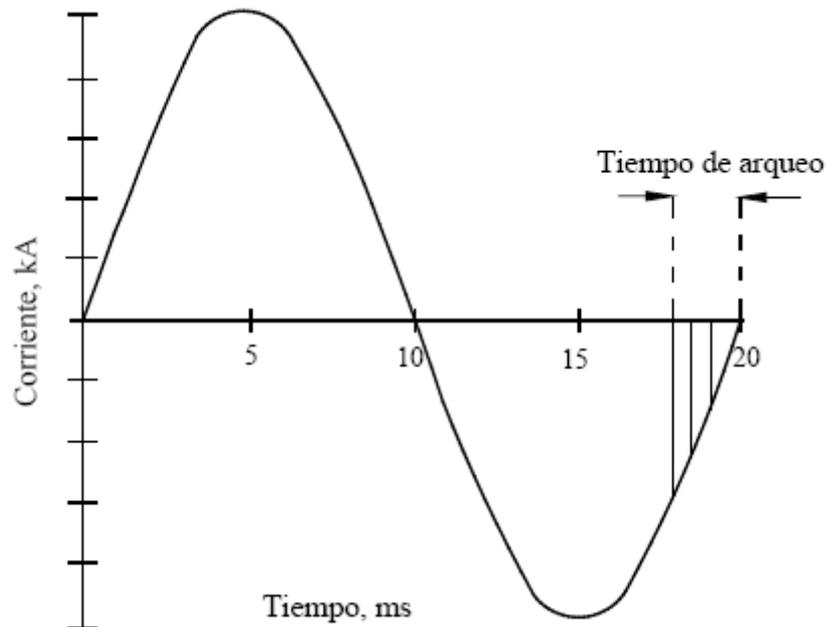


Fig. 2.30 Tiempo de arco para una interrupción sincronizada.

Cuando se conecta un banco de capacitores al sistema eléctrico, se puede presentar un transitorio muy severo, similar a un cortocircuito momentáneo. Esta condición se presenta a la tensión máxima del sistema, como se puede ver en la Fig. 2.33. Dependiendo de la configuración de la red eléctrica, el transitorio de tensión puede ser la causa de falla en algún punto de la misma. También, debido a una operación no sincronizada de los interruptores en el lado de alta tensión, los equipos instalados en el lado de baja tensión (220 V) pueden sufrir daños, ya que el transitorio es reflejado tal y como se muestra en la Fig. 2.34. Por otra parte, en la operación de bancos de capacitores conectados en paralelo o en oposición (*back-to-back*), la corriente *Inrush* generada puede ser lo suficientemente grande para dañar al banco de capacitores y al interruptor.

La sincronización del interruptor para energizar una carga capacitiva en el instante del cruce por cero de la tensión, reduce en gran medida los transitorios generados. La sincronización del cierre de un banco de capacitores trifásico con neutro aterrizado, utilizando un relevador de sincronismo comercial, se muestra en la Fig. 2.35. En este sistema para eliminar los transitorios, cada polo del interruptor cierra cuando, en su respectiva fase, la magnitud de la

tensión es cero. Esto significa un defasamiento de 60° en la operación entre los polos o fases subsecuentes.

Principio de funcionamiento

El principio básico de funcionamiento de los relevadores de sincronismo es el ajuste del tiempo para el envío de la señal de apertura a cada polo del interruptor. Para describir este proceso, la Fig. 2.36 muestra las etapas principales de ajuste. El proceso se inicia con la recepción del comando de operación (1), el relevador de sincronismo selecciona un tiempo de referencia (2) que se ajusta con un cierto criterio de precisión, e inicia la espera del instante adecuado (6) para mandar la señal de apertura al interruptor. El tiempo de espera (5) es calculado por el relevador, basándose en el tiempo objetivo de operación (3) y un tiempo esperado de operación (4). En el proceso de operación adaptivo, se detecta y compara el instante actual de operación (7) con el instante objetivo (3). Si éste es distinto, porque el tiempo real de operación (8) es diferente al tiempo esperado (4), el relevador ajusta su tiempo de espera (10) para la siguiente operación en la mitad del error (9). De esta manera, el tiempo esperado de operación (12) se basa en una adaptación continua del historial de operaciones para actualizar el comando de salida (11) y minimizar las desviaciones del instante óptimo de operación (13).

2.5.7 Interrupción de oposición de fases

Un requerimiento importante que debe cumplir un interruptor, cuando es considerado para interconexión entre estaciones generadoras o subsistemas, es la habilidad de abrir satisfactoriamente en condiciones de asincronía. En este caso, la TTR a través del interruptor abierto, es mucho mayor que en condiciones de cortocircuito y, en consecuencia, sus esfuerzos son mucho más Severos.

La magnitud de la TTR depende del ángulo de fase entre las tensiones internas de las fuentes en el instante de apertura y de la forma de aterrizamiento del neutro del sistema de potencia.

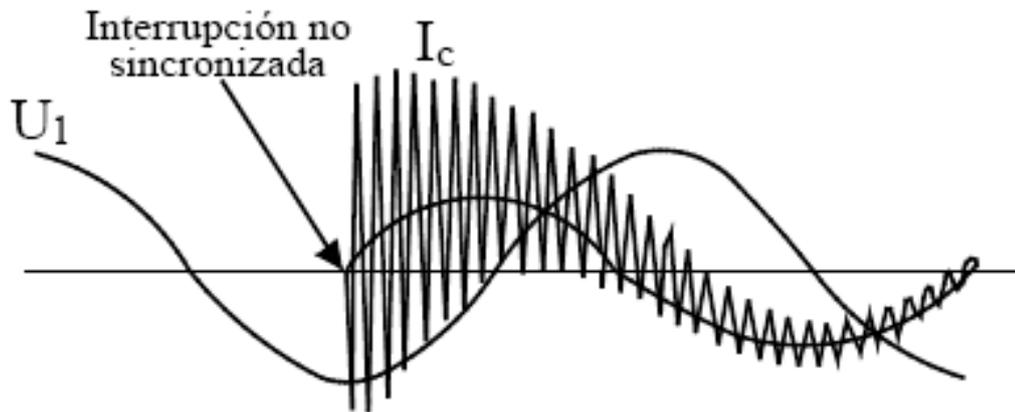


Fig. 2.31 Interrupción no sincronizada de una carga reactiva.

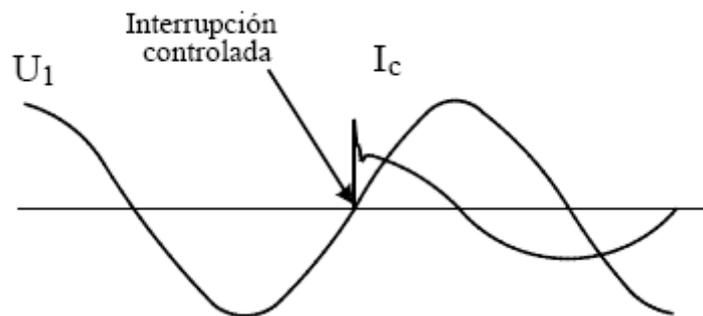


Fig. 2.32 Interrupción sincronizada de una carga reactiva

Con las protecciones modernas de alta velocidad, el disparo se efectúa mientras el desplazamiento del ángulo entre las dos fuentes es pequeño. Sin embargo, con formas lentas de protección, por ejemplo en algunos tipos de protección de respaldo, el ángulo al cual se efectúa el disparo puede ser grande.

Por lo tanto, si no se efectúa ninguna previsión especial con relación a la apertura con el desplazamiento de fase, se debe suponer que el interruptor

puede abrir a cualquier ángulo de fase. La peor condición en un sistema sólidamente aterrizado ocurre cuando el ángulo de apertura entre las dos fuentes es de 180° fuera de fase, como se aprecia en la Fig. 2.37 (a). En esta condición, la TTR tiene un valor máximo de alrededor del doble de la tensión de fase a neutro. El efecto *Ferranti* puede incrementar este valor, si el interruptor está localizado cerca del punto medio de un sistema de transmisión largo.

La Fig.2.33 (b) muestra las condiciones de un sistema con neutro aislado con una tensión máxima de restablecimiento de alrededor de tres veces la tensión de fase a neutro. En la Fig. 2.33 (c) se muestra un sistema aterrizado a través de una bobina de *Petersen*. En este sistema ocurren dos fallas a tierra, una en la fase A y otra en la fase B. El diagrama vectorial muestra que bajo estas circunstancias la tensión a través del interruptor en la fase C puede alcanzar hasta 3.4 veces la tensión de fase a neutro

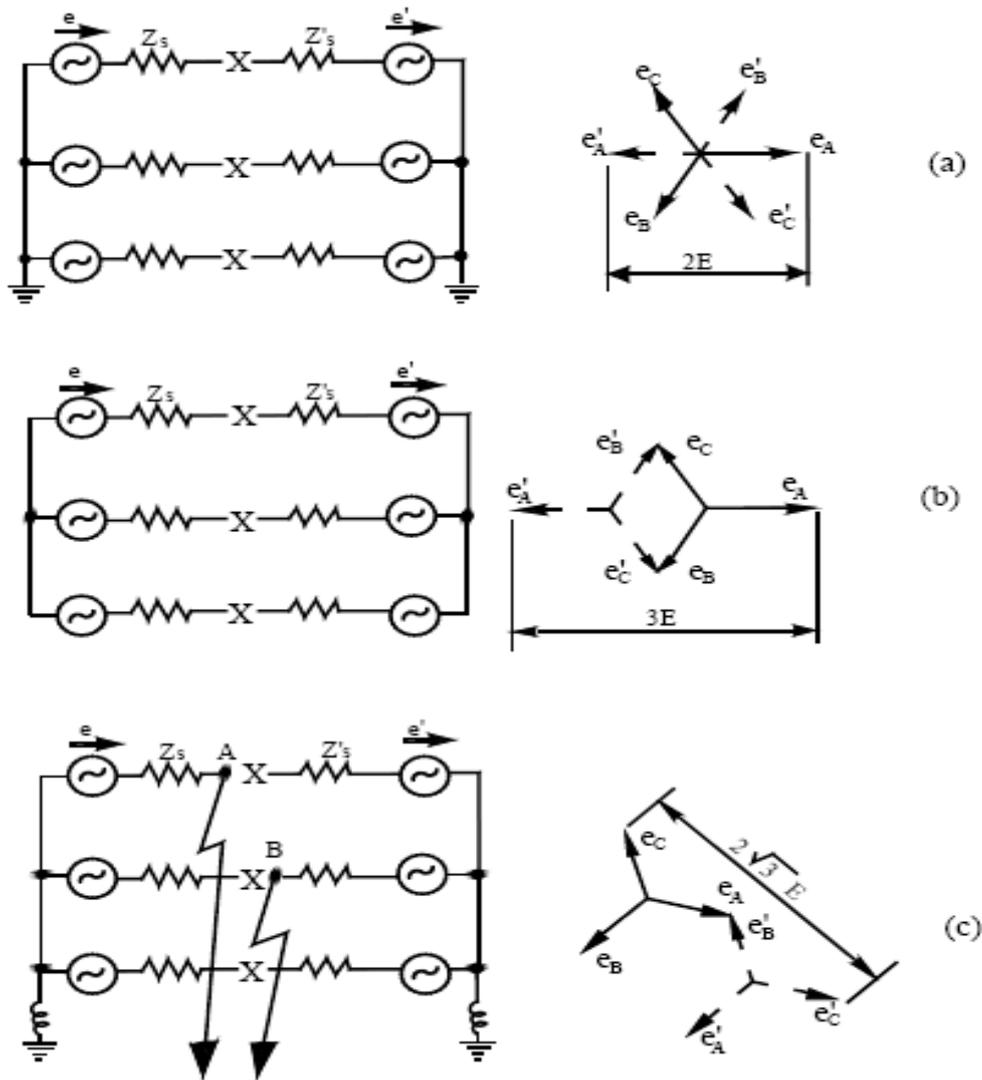


Fig. 2.33 Tensiones a través de un interruptor bajo condiciones de asincronia

El máximo valor de corriente al que debe operar el interruptor bajo condiciones de asincronía es:

Donde e y e' son las tensiones de fase a neutro de las dos fuentes y Z es la impedancia total de las fuentes y la línea de interconexión. Este valor de corriente es, en general, considerablemente menor que la corriente máxima de falla de cortocircuito. La Fig. 2.38 muestra la relación entre la corriente asíncrona y la razón de las impedancias de la fuente Z_s y Z'_s en cada lado del interruptor.

2.5.8 Falla evolutiva

Este tipo de falla es particularmente frecuente en las redes altamente interconectadas, refiriéndose a la Fig. 2.34 se debe considerar los dos interruptores CB1 y CB2 al inicio y al final de una línea que interconecta dos subestaciones, la primera de ellas es relativamente más potente.

En el caso de una falla en línea, como se representa en la Fig. 2.34, el interruptor CB1 abrirá primero la falla, teniendo en cuenta que la corriente I_1 seguramente será la más grande, ya que la falla está más cerca de la subestación A.

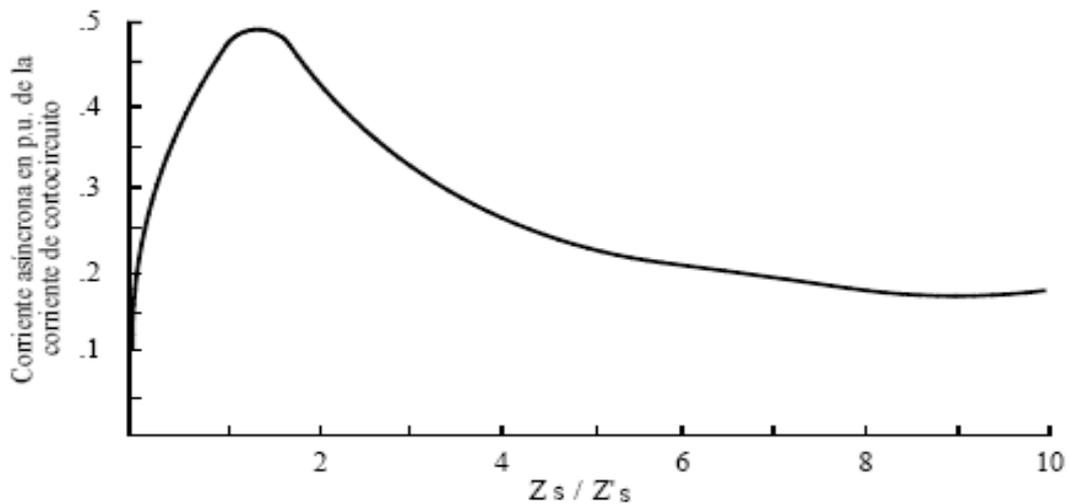


Fig. 2.34 Relación entre la corriente de sincronización y la razón de las impedancias de las fuentes durante condiciones de asincronía

CAPÍTULO 3 DIAGNÓSTICO DE FALLAS Y MONITOREO

3.1 INVESTIGACIÓN DE FALLAS

La investigación y el diagnóstico de fallas es la principal herramienta para evitar que fallas similares se repitan y asegurar la continuidad del servicio de interruptores de potencia. La importancia del diagnóstico radica en el hecho de que, durante su proceso, es posible obtener información y experiencias muy valiosas que sirvan *a priori* para la prevención de siniestros. Por este motivo, la investigación y el diagnóstico de fallas debe ser un proceso claro, ordenado y cuidadoso.

Con la finalidad de asegurar la calidad de este proceso, a continuación se presentan algunos lineamientos útiles para la investigación y diagnóstico de fallas en interruptores de potencia. La aplicación ordenada de estos lineamientos para el análisis y diagnóstico de fallas es muy valiosa, debido a que está fundamentada en el método científico e incluye detalles de observación muy finos.

3.2 PROCEDIMIENTO PARA INVESTIGACIÓN DE FALLAS EN INTERRUPTORES

La investigación de una falla debe iniciar con una clasificación de la misma, para saber si fue catastrófica, operacional o menor. Esto con el fin de decidir las acciones que se deberán tomar.

Falla catastrófica

Es la falla en la que se produce un daño físico al circuito principal o al sistema aislante.

Las fallas catastróficas requieren:

- a) Precauciones extremas para minimizar riesgos al personal y a otros equipos.
- b) Recopilación de datos, elementos físicos y fotografías.

c) Limpieza, reparación o reemplazo del interruptor fallado, con el fin de restablecer la continuidad del servicio.

Falla operacional

Es una falla que ocurre por un mal funcionamiento. Por ejemplo, cuando en el interruptor se produce un cambio de posición sin haber recibido orden de operar; cuando no se produce el cambio de posición, habiendo recibido orden de operar; cuando el interruptor se bloquea en una posición, debido a la inexistencia de un parámetro crítico, o bien, cuando se activa una alarma para avisar de la inminente falta de una función básica.

En una falla de operación se necesita:

- a) Determinar si es seguro acercarse al interruptor.
- b) Buscar la fuente de riesgo para diagnosticar la causa raíz de la falla.
- c) Reparación del interruptor para restaurar el servicio.
- d) Verificación de alarmas y los circuitos de protección.

Falla menor

Una falla menor requiere:

- a) Verificación de elementos de riesgo y partes dañadas para diagnosticar la fuente de la falla.
- b) Reparar o programar la reparación para prevenir una futura condición de funcionamiento deficiente.

3.2.1 Acciones inmediatas

- a) Si hay algún herido y/o si hay fuego, pedir ayuda inmediata.
- b) Proporcionar los primeros auxilios de acuerdo con la situación.
- c) Evacuar el área adyacente al interruptor que implique riesgo.

- d) Identificar el interruptor fallado, si se encontraba en servicio o fuera de servicio.
- e) Aislar eléctricamente el interruptor de la fuente de alta tensión; tensión de control de C.D., bloquear los sistemas neumáticos y mecánicos, liberar el resorte, etc. Esto dependiendo de las condiciones que guarde el equipo fallado. Adicionalmente, tomar una licencia sobre dicho equipo.
- f) No intentar operar eléctricamente el equipo dañado. Antes de desconectar o quitar la alimentación auxiliar, verificar el estado de todos los relevadores y las banderas de señalización.
- g) Extinguir el fuego con precaución, en caso de existir. Evitar usar agua, ya que al arrojar agua fría a la porcelana caliente puede causar fractura de la misma. Evitar la propagación del incendio.
- h) Tener cuidado con los residuos de gas SF₆, y con productos tales como aceites, asbestos, y otros materiales tóxicos que pudieran estar presentes.
- i) Acordonar el área. Esperar unos minutos.

No aproximarse inmediatamente a un equipo dañado, porque pueden existir altas presiones, vapores tóxicos, tensiones eléctricas, resortes cargados, altas temperaturas o esfuerzos mecánicos a punto de liberarse.

- j) Revisar visualmente el equipo desde un lugar seguro, para evaluar la situación.
- k) Establecer procedimientos seguros de trabajo para aislar el equipo, conectarlo a tierra, etc.; así como considerar la protección ambiental en cuanto a control de fugas, derrames de líquidos, etcétera.

3.2.2 Investigación

- a) Evaluar físicamente los daños del interruptor y equipo adyacente afectado.
- b) Tomar fotografías de buena calidad a todas las partes involucradas antes de moverlas o desensamblarlas. Las fotografías que muestran una vista general

desde todos los ángulos, así como las que muestran detalles de acercamiento, ayudan a documentar la evidencia visual.

Si se requiere desensamblar el equipo, se deberán tomar fotografías en cada paso, con un letrero indicativo que aparezca en la foto. Si es posible registrar en vídeo y grabar todas las observaciones.

c) Notificar la falla al fabricante del equipo, sobre todo si está en garantía, para que éste envíe un técnico que colabore en la investigación de la falla y su solución.

d) Si es posible, antes de desconectar la alimentación del control, registrar la posición y conexión de todos los relevadores de sus banderas, así como de los registros de lecturas.

e) Entrevistar a los testigos y, de ser posible, registrar las entrevistas.

f) Obtener todos los oscilogramas, secuencia de eventos, así como los registros de todos los dispositivos que se usan para tal fin.

g) Tomar muestras de aceite, gas, aire, polvo, etc., en la periferia del interruptor fallado.

h) Hacer una reconstrucción de la secuencia de la falla y posteriormente confrontarla con las evidencias.

i) Todas las partes y evidencias deben ser conservadas hasta terminar la investigación. Evite limpiar y quitar cosas con rapidez.

j) Identificar eventos y sucesos previos, simultáneos y posteriores a la falla.

k) Recolectar y revisar la información de ingeniería del fabricante, como dibujos, reportes de prueba e instructivos técnicos.

l) Analizar cada circuito y sistema detalladamente. Por ejemplo, para el circuito de disparo, incluir las fuentes de energía, varillaje, contactos principales, contactos de arqueo, toberas, etc., y subsistemas de fluidos (gas, aire y líquido).

m) Revisar los registros y/o bitácoras de mantenimiento, para descartar que la falla sea resultado de algún trabajo de mantenimiento reciente. Con frecuencia algunas fallas son el resultado de daños causados durante el proceso de mantenimiento.

n) Abrir el acceso al interruptor, revisar su interior y desensamblar hasta donde sea necesario. Evitar desensamblar partes sin la presencia de personal experto enviado por el fabricante.

o) Inspeccionar externamente el interruptor; buscar si hay perforaciones, evidencias de arqueo, partes quemadas, rastros de explosión, metal erosionado, metal fundido, evidencias de presión excesiva (deformaciones de tanques o recipientes), presencia de polvos, fugas de gases o líquidos, etcétera.

p) Determinar la posición de todos los mecanismos de operación, incluyendo contactos auxiliares, partes móviles, soportes, eslabones de sujeción, ductos, válvulas de presión y controles del interruptor. Desconectar los contactores de fuentes de suministro de energía eléctrica antes de liberar el mecanismo de energía almacenada.

q) Si se produjo explosión durante la falla, determinar las distancias que viajaron las partes lanzadas, qué partes, el tamaño de ellas, su tipo, etc. Hacer un plano de localización de las partes arrojadas y desprendidas. Revisar las partes con evidencias de arqueo, etc. Antes de iniciar los trabajos de limpieza, tomar fotografías, película, hacer dibujos, etc., según sea conveniente.

3.2.3 Diagrama de flujo de la Investigación. En muchos casos es aconsejable efectuar pruebas de verificación. La Fig. 3.1 es una guía para ayudar en la investigación de una falla. Hay dos puntos de partida para este diagrama de flujo:

1) Falla del interruptor.

2) Pruebas de rutina que muestran desviaciones del historial del interruptor.

Estas pruebas de rutina están indicadas en la Tabla 3.1.

Las líneas en el diagrama de flujo, conducen a desechar el equipo o regresarlo a servicio. Antes de regresarlo a servicio, es recomendable realizar algunas pruebas con el fin de verificar su capacidad de operar correctamente. Con base en las observaciones externas (ver Tabla 3.2) o en la presencia de daños obvios, puede efectuarse las pruebas sugeridas en la Tabla 3.1. A partir de los resultados de estas pruebas, se puede establecer una hipótesis de la falla. Se sugiere confirmar la hipótesis mediante una inspección interna y el desmantelamiento de partes, según sea conveniente.

3.2.4 Plan de acción recomendado

Investigación de la falla

- a) Revisar si el interruptor había estado en la misma posición estática durante mucho tiempo o si había sufrido algún cambio cuando ocurrió o se inició la falla.
- b) Si la falla se produjo durante una posición fija:

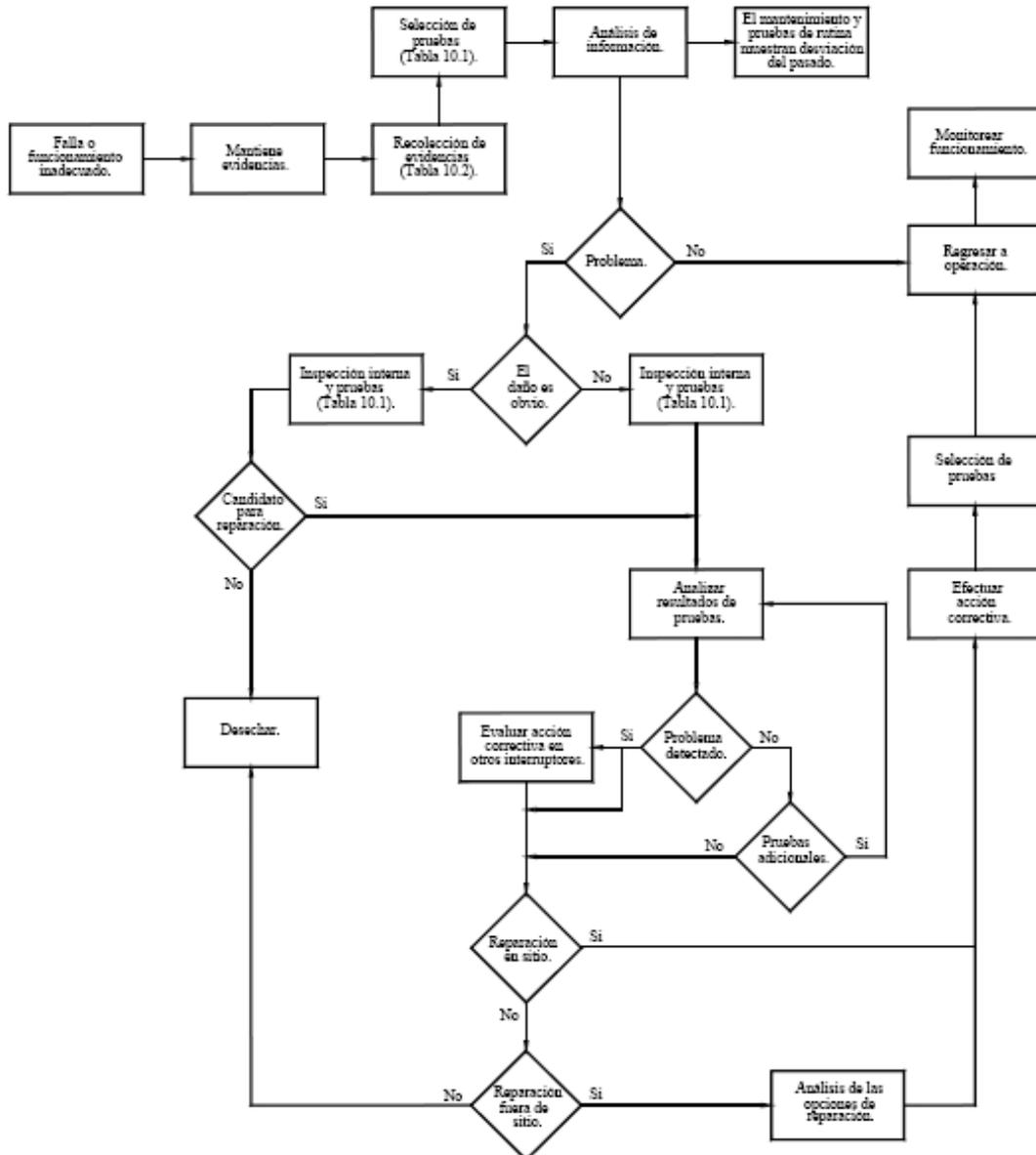


Fig. 3.1 Diagrama de flujo sugerido para la investigación de fallas.

- Determinar dónde ocurrió la falla.
- Revisar si el sistema de fluido aislante (gas o líquido) estaba completamente cargado.
- Verificar si las trayectorias que provocan posibles fallas a tierra, estaban aisladas adecuadamente, es decir, gases, aceite y aire secos; contaminación de aislamientos externos poca o nula; y sin caminos conductores a tierra.

- Determinar si hubo sobretensiones que pudieran haber excedido los niveles indicados en la placa de datos, tales como sobretensiones de maniobra, efectos atmosféricos u otro tipo de transitorios.
- Revisar el historial de mantenimiento en búsqueda de alguna pista.
- Si el interruptor falló mientras estaba abierto, revisar el estado de los capacitores. Estos pueden causar problemas de distribución de la tensión a través de las cámaras de arqueo.
- Verificar si hubo algún otro fenómeno en el sistema antes o en el momento de la falla.

c) Si se supone que la falla se inició durante la interrupción:

- Analizar los oscilogramas y/o registros digitales de la falla, si están disponibles.
- Verificar si la tensión de operación y el nivel de corto circuito del sistema estuvieron dentro de los valores indicados en la placa de datos.
- Si el interruptor se usaba para operar bancos de capacitores o banco de reactores, revisar si el interruptor es apto para este propósito.
- Verificar la presión de "los bloqueos" para ajuste y funcionamiento adecuado.
- Verificar que todos los mecanismos estén en la misma posición. Si los mecanismos están en posiciones distintas, buscar partes rotas de mecanismos o válvulas y evidencias de bombeos deficientes.
- Si el interruptor abrió y falló a los pocos segundos o minutos, habrá que considerar la posibilidad de que el interruptor abrió y liberó fluido aislante a través de alguna válvula u otro dispositivo y posteriormente falló dieléctricamente.
- Indicar si existió alguna descarga atmosférica en las cercanías al interruptor, considerar la posibilidad de que el interruptor abrió debido a la descarga o falla del blindaje y falló debido a descargas atmosféricas subsecuentes.

- Revisar las resistencias y capacitores graduadores de potencial, buscar algún mal funcionamiento que hubiera causado cierta graduación deficiente de potencial a través de los dispositivos de extinción del arco.

d) Si se supone que la falla se inició durante el cierre:

- Analizar los oscilogramas y los registros digitales de la falla, si están disponibles.

- Verificar si la corriente momentánea del sistema estuvo dentro del valor nominal de la placa de datos.

- Verificar si el interruptor cerró completamente.

- Revisar el historial de mantenimiento en búsqueda de pistas.

e) El análisis de los resultados anteriores probablemente va a dar una idea de la falla.

3.3 RECOPIACIÓN DE DATOS

3.3.1 Enfoque general

La cooperación de las áreas involucradas tales como el personal responsable del mantenimiento de la instalación, el Área de Transmisión y Transformación correspondiente, la Gerencia de Subestaciones y Líneas de Transmisión de la C.T.T, el LAPEM y los fabricantes, al facilitar la investigación en sitio con historiales de operación, puesta en servicio, datos de prueba en fábrica, dibujos del fabricante y más información, mejoran la exactitud del diagnóstico.

Debe tomarse en cuenta que cualquier falla importante, al igual que las que presentan daños a personas, son susceptibles de demandas legales. El reporte de los hechos debe estar bien documentado, con todas las observaciones escritas, incluyendo fotografías. No debe ser tratado ni dejado nada a la memoria. Es aconsejable formar un grupo de trabajo para el análisis de datos. Dicho grupo debe incluir personal usuario y personal del fabricante. Esto puede facilitar el trabajo y ayudar a eliminar la posibilidad de incluir consideraciones parciales y/o prejuicios en el diagnóstico final.

3.3.2 Preparación

Antes de trasladarse al lugar de los hechos, se deben hacer los preparativos necesarios para realizar una buena investigación en sitio. El análisis de fallas es similar al trabajo de un detective, de manera que es de vital importancia la objetividad. Además:

- a) El conocimiento del objeto que se va a estudiar.
- b) La curiosidad con un buen sentido de la investigación.
- c) No perder de vista el objetivo.

Es muy importante revisar, aunque sea rápidamente, la información que se tenga disponible del interruptor fallado e iniciar la integración de un expediente, antes de viajar al sitio. Alguna información específica puede ser útil llevarla al sitio, así como equipo de trabajo. La Tabla 3.3 es una lista para verificar actividades y objetivos que se sugiere llevar a cabo.

Tabla 3.1 Pruebas eléctricas y otras.

Pruebas de campo
Circuitos auxiliares.
Resistencia de contacto.
Resistencia de aislamiento.
Factor de potencia.
Corrientes de arranque y nominal de motores.
Resistencia de las bobinas de cierre y apertura.
Tiempos de operación de los contactos.
Valor de resistencia de cierre.
Valor de resistencias de apertura.
Valor de resistencias de graduación.
Valor de los capacitores de graduación (capacitancia y factor de potencia)
Aislamiento y resistencia de los TC's tipo boquilla.
Factor de potencia de todos los sistemas aislantes.
Erosión y envejecimiento de contactos.
Calidad del gas o aceite.
Otras pruebas al mecanismo de operación
Calibración y ajuste de las válvulas de seguridad.
Calibración y ajuste de indicadores y medidores de presión.
Calibración de interruptores de presión.
Movimiento libre del mecanismo.
Fluido en amortiguadores.
Nivel de humedad en sistemas de aire, aceite y gas.
Lubricación.

Nota: Estas pruebas son comunes; verifique el instructivo del fabricante para incluir los valores e intervalos de prueba permitidos.

Tabla 3.2 Lista de observaciones generales, que se sugiere realizar.

Condiciones externas
Fecha y hora.
Luces indicadoras apagadas.
Tormenta o rayos, condiciones generales del clima.
Temperatura.
Ruidos extraños, olores anormales, alguna condición inusual a la vista.
Partículas o restos arrojados del interruptor.
Animales muertos en el área.
Presencia o evidencia de contacto de animales no muertos.
Objetos extraños en el área.
Partes o residuos visibles.
Evidencia de vandalismo.
Entrevista con testigos u operarios que estuvieron presentes cuando sucedió el problema, disparo o falla.
Carga interrumpida.
Disturbios en el sistema, locales o remotos.
Configuración del equipo de desconexión en la subestación en el momento del problema.
Maniobras de conexión-desconexión previas, simultáneas y subsecuentes.
Localización de apartarrayos.

Tabla 3.2 Lista de observaciones generales, que se sugiere realizar (continuación).

Tabla 3.3 Listado de información y equipo sugerido.

Equipo sugerido:

Equipo sugerido:
Manual de operación del interruptor, que incluye entre otros: dibujos esquemáticos, descripción de componentes y fotografías de fábrica.
Reportes de prueba (en fábrica y en campo).
Reportes de fallas anteriores.
Diagrama unifilar de la subestación.
Esquema de protecciones.
Registros o bitácora de mantenimiento, que puede incluir reporte de problemas anteriores.
Reportes de inspecciones de rutina.
Cámaras de video y fotografía.
Cinta métrica o flexómetro y vernier.
Equipo personal de seguridad (ropa, lentes, zapatos, casco, guantes).
Binoculares y lupa.
Lámpara de mano.
Botellas y jeringas para tomar muestras de aceite y de gas.
Bolsas de plástico y etiquetas para guardar e identificar las evidencias.
Registros de la posición de los relevadores.
Registros oscilográficos y digitales de la falla y/o de la secuencia de evento.
Personal que estuvo presente en el momento de la falla.
Información de las condiciones de operación del sistema.
Formato de reporte de falla.
Permiso o licencia para trabajar

3.3.3 Investigación inmediata

La revisión del interruptor fallado debe hacerse a la brevedad posible, pues los datos pueden ser destruidos o borrados con los movimientos del interruptor, o con los cambios en la configuración del sistema. La recolección de evidencias o datos y la realización de pruebas de verificación, deben iniciarse tan pronto como sea posible. Por lo general, el personal de operación está en el lugar de los hechos antes que los investigadores, de manera que se recomienda entregarles procedimientos escritos para que continúen con el equipo fallado en lugar de retirarlo. Dentro del personal de operación, se debe seleccionar a un individuo que se encargue de conservar todas las evidencias y de seguir las indicaciones de esta guía. Sin embargo, no siempre es práctico o recomendable evitar la restauración del servicio hasta el arribo de los investigadores. De manera que la instrucción a los operadores debe ser en el sentido de restaurar el servicio, teniendo cuidado de evitar al máximo interferir en el trabajo de investigación. En la medida de lo posible, se deberá evitar hacer cualquier clase de trabajos en el interruptor fallado antes que los investigadores puedan revisarlo, tomar fotografías y notas. Con los investigadores presentes pueden realizarse pruebas que los ayuden en el análisis de la falla.

Se deben revisar y analizar los oscilogramas, los registros digitales de la secuencia de eventos y otros que se tengan disponibles. El conocimiento del sitio y la familiaridad con el interruptor son elementos valiosos, de manera que el personal de operación y mantenimiento del interruptor debe formar parte del grupo de trabajo de la investigación. El análisis detallado de cada subsistema del interruptor y sus partes, asegura una investigación completa. Al menos dos personas deben iniciar la inspección del interruptor, ya que al apoyarse entre sí, comentarían los hallazgos encontrados y acordarían los pasos a seguir.

Pruebas eléctricas Se deben seguir métodos y prácticas de trabajo seguras. Antes de efectuar cualquier prueba se debe asegurar que el interruptor está desconectado del sistema y debidamente aterrizado. La Tabla 3.1 muestra las pruebas eléctricas sugeridas para interruptores.

Pruebas del medio aislante

Estas pruebas deberán incluir análisis del gas, contenido de humedad y pruebas de rigidez dieléctrica. En el caso de que el medio aislante sea aceite, también se debe verificar el contenido de PCB's (Bifenilos Policlorados).

Investigación subsecuente

- a) Verificar la aplicación del interruptor (ver la norma IEEE std C37 .010-1979).
- b) Revisar registros o bitácora de mantenimiento.
- c) Determinar la magnitud de la corriente de falla con ayuda de oscilogramas, registros digitales de falla y registros de la secuencia de eventos.
- d) Calcular la TTR del sistema, al valor de la corriente de corto circuito esperado, para tener la seguridad de que la TTR está dentro del valor nominal del interruptor. Calcular la onda de la TTR, así como su pendiente, de acuerdo con los métodos establecidos en las normas ANSI e IEEE.

3.4 ANÁLISIS DE FALLA

Antes de iniciar el análisis de la falla, es imperativo que se hayan realizado todas las investigaciones, la recolección de datos y las pruebas establecidas (ver incisos 3.2 y 3.3). Cuando se analiza una falla, se debe determinar la secuencia de eventos. Si se dispone del equipo, se deben utilizar registradores de fallas, oscilógrafos y/o registradores de secuencia de eventos, para que nos ayuden a determinar si ocurrió una falla, el número de fallas, la operación del interruptor y la duración de las operaciones. Para poder determinar la secuencia de eventos se tiene que recurrir al análisis de los indicadores o banderas de los relevadores, a las alarmas, a los registradores SCADA, a la revisión de las operaciones del interruptor, así como a los comentarios de los testigos oculares del suceso.

Una vez que se ha recopilado suficiente información de las investigaciones realizadas, tanto en sitio como fuera del lugar de los hechos, se pueden establecer algunas hipótesis utilizando el método científico. Un análisis incompleto puede conducir a un diagnóstico equivocado. Se recomienda

revisar detalladamente todos los datos antes de dar una interpretación final. Las fallas en operación dan como resultado, algunas veces, daños mecánicos y fallas eléctricas, ya que la energía que se tiene del sistema puede hacer que se produzcan ambas situaciones. Por esta razón, se debe tener cuidado al reportar la causa y el efecto.

Las hipótesis deben ser comprobadas contra los datos y contra el comportamiento de otros componentes del sistema. Esto se puede hacer mediante discusiones en grupo y la verificación de datos. Cualquier dato incorrecto o dudoso debe ser verificado, en la medida de lo posible, para tener siempre información correcta. Cada hipótesis debe ser verificada mediante estudios, pruebas y simulaciones en laboratorio y fábrica. Toda hipótesis deberá estar perfectamente sustentada por los datos disponibles, en caso contrario, dicha hipótesis se debe desechar.

3.4.1 Fallas del mecanismo de operación

Las fallas de interruptores debidas al mecanismo de operación, se clasifican en la forma siguiente:

- a) En posición cerrada.
- b) No cierra.
- c) No cierra correctamente.
- d) No se mantiene cerrado; por ejemplo: comando de disparo no esperado.
- e) En posición abierto.
- f) No abre.
- g) No abre correctamente.
- h) No se mantiene abierto; por ejemplo, comando de cierre no esperado.

La falla del mecanismo en la posición cerrada, podría repercutir en la no preparación para abrir en caso de requerirse, como en el caso de que el motor no cargue el resorte. La carga inadecuada de los resortes podría ser indicada

por la bandera de resorte cargado, al cambiar de "descargado" a "cargado", pero podría no ser notado por el personal, hasta que se requiera de una operación de apertura. Las fallas de permanecer cerrado o de no cerrar pueden deberse a problemas o defectos en los bloqueos o candados mecánicos, las bobinas de cierre, el relevador antibombeo, los interruptores de la alimentación auxiliar u otros componentes del sistema de control. Una fuga en el tanque de almacenamiento de aire del sistema neumático o en el acumulador del sistema hidráulico, puede ocasionar la operación repetitiva del motor y dar como consecuencia el bloqueo del interruptor.

La falla al cerrar a una velocidad no adecuada o la falla de permanecer cerrado puede ser debida a baja presión (en el sistema aislante y de extinción de arco o en el sistema hidráulico o neumático de control), resortes débiles, alta fricción en las juntas móviles, operación inadecuada de los bloqueos mecánicos o a una corriente de corto circuito mayor de la que nominalmente puede interrumpir el equipo. La falla cuando no abre o en la que permanece abierto, puede ser por defectos en los bloqueos mecánicos, los amortiguadores, la bobina de disparo, los interruptores de la alimentación auxiliar o a otros componentes del sistema de control.

La falla de no abrir es causada frecuentemente por más baja velocidad que la requerida para abrir, debido casi siempre a una baja de la presión de operación, resortes débiles o rotos, o por un exceso de fricción en las juntas móviles.

Los modos de falla son tan numerosos como los tipos de diseños de interruptores. Los casos obvios serían: partes mecánicas rotas, partes mal fabricadas, partes deterioradas en exceso, corrosión excesiva, falta de lubricación, lubricantes muy densos, ajustes incorrectos, y cosas similares a las ya mencionadas. El investigador debe estudiar cuidadosamente los dibujos y diagramas del fabricante que son relativos a la operación de cada mecanismo; teniendo en cuenta siempre el papel que juega cada parte involucrada. Después de ciertos análisis deberá concluir dando el panorama que mejor soporte el razonamiento de las causas de la falla. No todas las fallas

mecánicas pueden ser atribuidas a falla del mecanismo; hay algunas que pueden ser causadas por atascamiento de los contactos principales, las barras de los contactos, las palancas de accionamiento, etcétera.

Aparte de las fallas en las que el interruptor ya no opera, algunos problemas pueden surgir en el sistema de bloqueo, dando como resultado fallas de bloqueo en una posición; por ejemplo, cuando el interruptor no puede permanecer cerrado. Los bloqueos o seguros son generalmente para el regreso del resorte, para lo cual también usan amortiguadores para controlar los rebotes. Estos sistemas mecánicos son cuidadosamente balanceados con límites de desgaste muy estrechos. Algunas veces, la vibración excesiva producida por los recierres a alta velocidad, produce un mayor rebote de los seguros, lo que da como resultado una falla de bloqueo. Se recomienda hacer una inspección visual de los resortes, de los enlaces, de los soportes, y de los apoyos y pivotes, con la idea de buscar algún problema más grande. Es importante registrar los tiempos, desde la energización de la bobina hasta que se unen o separan los contactos, y durante la operación mecánica sin carga, para verificar el estado del mecanismo. El compresor, incluyendo el desgaste o problemas de válvulas, puede contaminar el aire del sistema y ocasionar que esto no permita la realización completa de los ciclos de trabajo. Una recirculación excesiva del aire, lo puede llegar a calentar a tal temperatura que se corra el riesgo de incendio con los vapores del aceite.

Los interruptores de presión, los medidores de presión o las válvulas de seguridad, pueden tener fugas o perder sus controles preestablecidos de presión y dar lugar a la operación del mecanismo, en un momento en que no se tenga la velocidad adecuada. Las fugas de aire pueden afectar el sistema (cuando es de este tipo) de tal manera que, en un momento dado, el interruptor no opere. De igual modo, cuando el sistema es hidráulico y se tienen fugas.

La falta de lubricación o la incorrecta aplicación de lubricante, puede causar una excesiva fricción de los componentes mecánicos, incluyendo los bloqueos y seguros. El excesivo esfuerzo mecánico causado por la fricción, puede llevar a la ruptura de partes y hasta la falla del interruptor.

Las partes de los mecanismos se aflojan debido a vibración excesiva o golpes durante la operación. Algunas partes o componentes se dañan debido a ajustes incorrectos o cambios en los ajustes. Los mecanismos y dispositivos utilizados para almacenar energía, utilizan gran cantidad de energía. 3.4.2 Fallas debidas a degradación del aislamiento sólido externo La porcelana es el aislamiento externo más usado en interruptores. La degradación de la porcelana se produce cuando su superficie se cubre con contaminantes: cenizas, emisiones automotrices, niebla salina y/o polvo industriales. Estos tipos de fallas se pueden evitar limpiando la superficie de la porcelana o cubriéndola con alguna sustancia que reduzca la acumulación de contaminantes. Tanto la limpieza, como el recubrimiento, deben hacerse en forma periódica. El análisis de este tipo de fallas está sustentado por las marcas del arqueo en la prueba o por perforaciones o rupturas de la misma porcelana. 3.4.3 Fallas debidas a tensiones transitorias En ocasiones se producen sobretensiones transitorias en los sistemas. Algunas de las causas de estas sobretensiones transitorias son las siguientes:

- a) Descargas atmosféricas.
- b) Maniobras de equipo de conexión y desconexión.
- c) Contacto físico con un sistema de mayor tensión.
- d) Cortos circuitos repetitivos e intermitentes.
- e) Interrupción forzada de corriente cero.
- f) Efectos de resonancia en circuitos serie inductivos-capacitivos.

Una tensión transitoria excesiva puede iniciar la falla. El diagnóstico, entonces, requiere de un conocimiento detallado de las condiciones del sistema y del estado del interruptor (cerrado, abierto, cerrando o abriendo) en el momento de la falla.

Los oscilogramas obtenidos en el momento de la falla son una fuente importante de información. Si el interruptor estaba abriendo en el momento de la falla, se pudo haber producido una descarga atmosférica subsecuente o una

sobretensión transitoria debido a una operación de conexión o desconexión, que pudo haber inducido la falla.

El análisis de fallas para este tipo de situaciones es a menudo posible debido a la disponibilidad de registradores automáticos de fallas. En la actualidad se desarrollan sistemas de monitoreo y registros más sofisticados, que pueden proveer información más completa.

3.4.4 Fallas debidas a aplicación errónea
La utilización de interruptores en sistemas que exceden su capacidad, puede derivarse en la falla de dichos interruptores. Algunas condiciones que dan lugar a estas fallas pueden ser debidas al crecimiento normal del sistema o a la inclusión no prevista de capacitores, reactores, etc., tales como las siguientes:

- a) La corriente de cortocircuito del sistema excede la nominal del interruptor.
- b) La TTR del sistema excede la nominal del interruptor.
- c) La tensión de operación es mayor que la nominal del interruptor.
- d) Corriente de carga mayor que la nominal del interruptor.
- e) Operación frecuente.
- f) Cambio del recierre en el ciclo de servicio o trabajo.
- g) Instalación de bancos de capacitores en serie o en paralelo, o reactores en paralelo.
- h) Utilización de un interruptor de propósitos generales, en un ciclo de trabajo específico.
- i) Temperatura ambiente fuera del intervalo aceptable para el interruptor.

El análisis de falla para estas condiciones es soportado por el cálculo de la corriente de cortocircuito del sistema, la TTR prevista, su relación de crecimiento, conocimiento de las condiciones de operación del sistema, determinación de la configuración del sistema y análisis de los registros de falla del graficador y/o de otros dispositivos de monitoreo.

3.4.2 Resistencias, capacitores y transformadores de corriente

Algunas fallas de interruptores se originan por fallas en sus accesorios, tales como las resistencias de apertura y cierre, capacitores de graduación para control de la TTR y transformadores de corriente (TC's). Estos accesorios generalmente fallan violentamente, causando daños a las cámaras de interrupción u otras partes.

- a) Las fallas de resistencias de post-inserción en la apertura, así como de resistencias de pre-inserción en el cierre, pueden ser causadas por la operación incorrecta de sus propios dispositivos de conexión; o por el sobrecalentamiento de las resistencias debido a un número excesivo de aperturas y cierres rápidos; también por la infiltración de humedad y hasta por defectos de las resistencias.
- b) Las fallas de los capacitores han sido causadas por la infiltración de humedad, fugas de aceite e infiltración de SF6, o por defectos de los capacitores.
- c) Las fallas de los TC'S, pueden ser debido a sus propios defectos, a la infiltración de humedad o la apertura accidental del circuito de su secundario.

3.4.3 Fallas debidas a animales

Los animales que trepan a las partes energizadas son una fuente de fallas de línea a línea o línea a tierra. Cuando estas fallas se presentan en subestaciones y muy cerca de las boquillas de interruptores, llegan a causar otros daños.

Se deberá revisar el animal muerto y definir con la mayor exactitud posible, la condición de la falla.

3.4.4 Otras causas de falla

El estudio de fallas causadas por la manufactura o el mantenimiento deficiente deben ser consideradas, ya que estos errores pueden ser muy significativos, como en el caso de olvido de herramienta dentro del interruptor; o tal vez falta de limpieza de rebabas, residuos o asperezas de los anillos equipotenciales.

Estos tipos de problemas son encontrados cerca de los daños causados por la falla principal.

Así mismo, otra de las causas que actualmente generan fallas es el montaje incorrecto del interruptor, provocando desajustes que a futuro causan problemas en la operación del equipo. El montaje incorrecto muchas veces se realiza por no llevar a cabo las instrucciones del manual del fabricante.

3.5 FALLAS DIELECTRICAS

INTERNAS Y EN LA CÁMARA

3.5.1 Interruptores de soplo de una presión en SF6

Además de las causas de falla descritas en los incisos 3.4.1 al 3.4.7, los interruptores de gas SF6 de una presión, pueden fallar por las siguientes razones: Fallas debidas a pérdidas de gas Las fallas de interruptores por causa de pérdida de gas SF6 son raras, sobre todo si los interruptores tienen dispositivos compensadores de temperatura y presión que hacen sonar una alarma o disparan los interruptores antes que se presente una situación inminente de falla. Obviamente, una pérdida grande y súbita de gas, puede ser demasiado rápida para ser detectada por dichos dispositivos. Una falla del disco de alivio de presión, provoca una caída de presión mucho más rápida que la respuesta el dispositivo detector.

Fallas debidas a degradación del gas La degradación del SF6 puede darse por la infiltración de vapor de agua, aire u otros gases, incluyendo los productos de descomposición del SF6. La presencia de vapor de agua en el SF6 que ha sido sujeto a arqueo o corona, puede degradar rápidamente muchos tipos de aislamiento sólido.

El agua condensada en la superficie de un aislador puede reducir de manera importante su capacidad dieléctrica, a causa de la combinación con los átomos libres de flúor, fluoruros del SF6 y fluoruros metálicos producidos por arqueos. Los fluoruros metálicos son producidos generalmente por arqueo en los contactos, y aparecen como polvos de color oscuro en las cámaras de interrupción. Estos compuestos se combinan rápidamente con el agua, vapor o

líquido, para formar ácidos fluorhídricos muy fuertes, que son muy buenos conductores. El análisis de fallas debidas a la presencia de agua, ya sea en estado líquido, sólido o como vapor, no puede ser determinada después de una falla de arqueo. Sólo el monitoreo o la inspección periódica del contenido de humedad antes de la falla es la única forma de detectar la presencia de cantidades importantes de agua. El aire reduce significativamente la rigidez dieléctrica del gas SF₆ en concentraciones mayores al 20%, y tiene un gran efecto en el comportamiento de interrupción.

Fallas debidas a licuefacción del gas SF₆ La mayoría de las situaciones en las cuales el SF₆ puede causar fallas se describieron anteriormente. Falta analizar qué sucede cuando la temperatura baja a tal valor que el gas SF₆ empieza a licuarse. Para la mayoría de los interruptores de una presión, esto sucede entre -30°C a -40°C. Cuando parte del gas SF₆, se condensa, la densidad del gas restante se reduce y por tanto también su rigidez dieléctrica. La rigidez dieléctrica del gas, en casi todas sus aplicaciones, es directamente proporcional a la densidad del gas; por lo tanto la rigidez dieléctrica del sistema de aislamiento interno se reduce.

En interruptores diseñados para operar a temperaturas inferiores a la temperatura de licuefacción del SF₆ puede utilizarse SF₆ mezclado con otros gases aislantes. El análisis de falla para esta condición requiere registros de mediciones anteriores de la densidad del gas de un periodo bastante largo para asegurar que la densidad del gas a temperaturas por arriba del punto de licuefacción es conocida. En este caso, es posible estimar la densidad y la rigidez dieléctrica en el momento de la falla.

Fallas debidas a la degradación del aislamiento sólido interno El aislamiento sólido en interruptores de una presión se selecciona para soportar el ambiente interno, incluyendo los productos del arqueo en SF₆.

Algunos de los aisladores sintéticos no son resistentes a esfuerzo de arrastre (*tracking*) en la atmósfera del SF₆. Todo el aislamiento de fibra de vidrio reforzada es susceptible a los esfuerzos de arrastre, a menos que la fibra de vidrio esté completamente sellada y no esté en contacto con los productos del

arco. De igual manera, los aisladores sintéticos rellenos de cuarzo también son susceptibles a efectos de arrastre, con los productos del arqueo del SF6. Se han desarrollado algunos recubrimientos especiales muy buenos para proteger a este tipo de aislamientos. Al analizar estas fallas se encontrarán fácilmente trayectorias carbonizadas y/o erosiones que apuntan claramente un modo de falla; por ejemplo, aislamientos o recubrimientos que no fueron efectivos.

Fallas en cámaras de interrupción

Las fallas en cámaras de interrupción están relacionadas con:

- a) Tolerancias inadecuadas de los contactos de arqueo, contactos principales y toberas.
- b) Si la posición vs tiempo es decir, la velocidad del interruptor no está dentro de tolerancia. El análisis de falla deberá centrarse en mediciones de apertura-cierre antes y después de la falla.
- c) Incremento insuficiente en la presión y el flujo del gas en el pistón de compresión.
- d) Desgaste excesivo en contactos y toberas.

3.5.2 Interruptores con gas SF6 de dos Presiones

Lo que se ha descrito en el punto 3.5.1 para interruptores de una presión, también es válido para fallas de interruptores en gas SF6, de dos presiones.

En este tipo de interruptores se presentan otros tipos adicionales de problemas y fallas comparados con los de una presión. Los compartimentos de alta presión operan con gas a alta densidad, por lo que la licuefacción se puede dar a temperatura ambiente, ésa es la razón por la cual se utilizan calentadores. Esto lleva a la necesidad de que el sistema de circulación de gas requiera de la operación frecuente del compresor. Los interruptores de dos presiones tienen más sellos y conexiones que pueden dar lugar a una falla.

Para la mayoría de los interruptores de dos presiones, la licuefacción de gas aislante de baja presión se produce entre los -30°C a -40°C , y para alta presión de interrupción, entre los 5°C y 15°C .

El sistema de compresor y filtros de gas de los interruptores de dos presiones, tiene la capacidad de purificar el gas bajo condiciones normales de operación. En condiciones de baja temperatura, el interruptor tiene la capacidad de concentrar el agua del gas en lugares de baja temperatura dentro del sistema de circulación de gas donde no hay calentadores o no alcanzan a calentar.

3.5.3 Interruptores de gran volumen de aceite.

Adicionalmente a las causas descritas en el punto 3.4, los interruptores de gran volumen de aceite pueden fallar por las razones siguientes:

Fallas dieléctricas

- a) Deterioro interno de la boquilla por fuga de aceite: humedad o *tracking*.
- b) Filtración de agua en el tanque principal de aceite.
- c) Deterioro o *tracking* de la varilla de operación
- d) Juntas flojas y con fugas de aceite.
- e) Carbonización del aceite.

Fallas de interrupción

- a) Deterioro de los contactos de arqueo o de los deflectores de las cámaras de extinción.
- b) Falla evolutiva (persistencia del arco con posible incremento de energía).
- c) Mecanismo con mucha fricción, atorado o bloqueado.
- d) Calentadores del tanque en mal estado.
- e) Problemas del sistema de control e interbloqueos.
- f) Apertura sin hacer el ciclo completo de cierre.

g) Falla del bombeo o de la válvula piloto.

3.5.4 Interruptores en vacío

Además de las causas descritas en el punto 3.4, que son comunes a todos los tipos de interruptores, los interruptores de vacío pueden fallar por algunas de las causas siguientes:

a) Arqueo a través de los contactos abiertos, debido a pérdida de vacío o a alguna otra razón.

b) Imposibilidad para interrumpir, debido a la pérdida de vacío u otra causa.

c) Imposibilidad de los resortes para mantener la fuerza necesaria en los contactos cerrados.

Cuando ocurre una falla, el diagnóstico por parte del usuario en este tipo de equipos puede hacerse como sigue:

a) Si la falla está claramente fuera de las cámaras de vacío, el usuario puede determinar las causas sin la ayuda del fabricante.

b) Si se sospecha que la falla está dentro de las cámaras de vacío, es primordial la ayuda por parte del fabricante; ya que se requiere utilizar métodos y dispositivos de prueba muy especiales, además de un gran conocimiento de los detalles de fabricación de las cámaras de vacío, que sólo el fabricante tiene. El usuario no debe intentar abrir las cámaras de vacío, ya que puede destruir información importante para el análisis y el diagnóstico.

Fallas del medio aislante

Las fallas del medio aislante pueden agruparse en dos:

a) Fallas externas a las cámaras de vacío.

b) Fallas de las cámaras de vacío o internas.

Las fallas externas pueden ser similares a las de otros tipos de interruptores, en donde están involucradas las boquillas, los aisladores, así como otras partes y enlaces aislantes. Como las cámaras de vacío requieren una distancia entre

contactos muy pequeña. Los contactos son muy compactos y con distancias muy cortas para el aislamiento externo, por lo que las cámaras de interrupción, van generalmente dentro de un gabinete o dentro de un tanque lleno de algún medio aislante. En algunos equipos para alta tensión, la cámara de vacío es encapsulada en un medio aislante, como resina epóxica, para mejorar su rigidez dieléctrica externa.

La falla de una parte aislante externa, puede ser analizada y diagnosticada por el usuario, aunque se recomienda la ayuda de un experto en aislamientos o del fabricante. Este tipo de fallas generalmente deja huellas fácilmente observables en el elemento que dio lugar a la falla. Sin embargo, la causa inicial de la falla es más difícil de encontrar, por lo que se sugiere la verificación cuidadosa de las partes aislantes.

Si se sospecha que la falla es dentro de la cámara de vacío, se sugiere hacer una prueba con alta tensión y corriente alterna, con base en las instrucciones del fabricante. Antes de hacer esta prueba se deben limpiar las partes externas con un trapo limpio y seco.

Fallas de interrupción

Las fallas de interrupción, es decir, cuando la cámara de vacío no logra interrumpir, son muy poco comunes, ya que el proceso de interrupción en vacío es muy eficiente y de larga vida.

Las causas posibles de fallas por interrupción son:

a) Aplicación incorrecta, por ejemplo:

- Corriente de corto circuito más grande que la nominal.
- Tensión del sistema en los contactos abiertos, mayor que la nominal.
- TTR más rápida que la nominal.

b) Pérdida de vacío (las fugas permiten la entrada de gas o líquido a la cámara).

c) Partes rotas dentro de la cámara de vacío.

- d) Velocidad de apertura muy lenta.
- e) Falla del mecanismo para mantener los contactos abiertos.
- f) Contactos con deterioro excesivo, más de lo normal.
- g) Falla dieléctrica externa, causada por contaminación, durante la aparición de la onda de la TTR.

Las fallas de interrupción no siempre presentan evidencias visibles externas. Dado que las distancias entre contactos dentro de las cámaras de interrupción en vacío son más pequeñas que en otro tipo de interruptores, la energía liberada por el arco es también más pequeña. De manera que con corrientes bajas, con respecto a la nominal de interrupción, el arco se puede mantener durante algunas decenas de ciclos o hasta por algunos segundos, sin llegar a romper la envolvente de la cámara o causar algún daño visible, aún en el caso de no lograr interrumpir la corriente de cortocircuito nominal con el arco sostenido por algunos ciclos, solamente se llega a fracturar la envolvente de porcelana. Además, si el daño causado por el arco interno es pequeño, es posible que la cámara pueda seguir operando después de la falla y ni siquiera presente evidencias de que ha ocurrido.

La revisión de una cámara de vacío que haya fallado al no interrumpir, está limitada a dos posibles acciones por parte del usuario:

- a) Buscar fracturas o huellas que pudieran indicar la ruptura de la envolvente de la cámara.
- b) Realizar algunas pruebas básicas a la cámara, incluyendo:
 - Si al aplicar tensión alterna (potencial aplicado) a través de los contactos abiertos, se observa un valor bajo, es una indicación de la presencia de daño interno, o de la ruptura de la envolvente.
 - Si al medir resistencia de contacto (C.D.) con el interruptor cerrado se obtiene un valor alto, puede ser indicio de un daño en los resortes de cierre, que estén débiles o rotos, o puede ser debido a una deformación, movimiento anormal o un cambio en los contactos. Si se sospecha que hay un daño interno, el usuario

no debe intentar abrir la cámara de interrupción. En lugar de esto avisará al fabricante, quien deberá hacer pruebas especiales con el fin de buscar la presencia de gas dentro de la cámara, o pequeñas fugas. El usuario también debe solicitar al fabricante tomar fotografías de rayos X con el fin de buscar cambios físicos de las partes internas. Como último recurso, el fabricante deberá cortar la cámara de interrupción para poder interpretar las evidencias físicas internas y probar las partes internas en búsqueda de defectos o cambios metalúrgicos de los contactos.

CUIDADO: Si el usuario intenta abrir o abre una cámara de vacío, se pueden perder datos valiosos del análisis y diagnóstico para la corrección del problema. Fallas del mecanismo de operación Una falla del mecanismo en la posición cerrada, puede a su vez causar una falta de presión en los contactos. Estos resortes, generalmente localizados en cada polo, pueden ser considerados como una parte del mecanismo. Una fuerza insuficiente o inadecuada puede dar como resultado problemas en la conducción de la corriente por calor excesivo o por alta resistencia de contacto; o puede llegar a suceder que se suelden los contactos, sobre todo si llega a pasar una elevada corriente de cortocircuito.

3.5.5 Interruptores de soplo magnético

Además de las causas de falla descritas en el punto 10.4, los interruptores de soplo magnético pueden fallar por algunas de estas razones:

Fallas dieléctricas

- a) Esfuerzos de arrastre (*tracking*) en boquillas sintéticas.
- b) Esfuerzos de arrastre en la cámara de arqueo debido al deterioro.
- c) Aisladores contaminados.
- d) Juntas flojas y con fugas.
- e) Falla por instalación errónea de barreras aislantes.

Fallas de interrupción

- a) Falla del dispositivo de soplo a corrientes bajas, si el arco no entra en la cámara de extinción.
- b) Falta de mantenimiento de los contactos de arqueo y de la cámara de extinción.
- c) Mal funcionamiento del mecanismo (operación lenta debido a fricción o falta de mantenimiento).
- d) Bobinas de soplo desconectadas o conectadas de manera incorrecta.

3.5.6 Interruptores de soplo de aire

Además de las causas de falla descritas en el punto 3.4, los interruptores de soplo de aire pueden fallar por:

Fallas dieléctricas

Presión baja del gas aislante.

Presión baja de aire (especialmente con el interruptor abierto).

Aire húmedo.

Falla de los capacitores de distribución o graduación de tensión.

Aisladores contaminados.

Juntas flojas y con fugas.

Fallas de interrupción

Problemas de bombeo debido a fallas de los controles y/o de válvulas piloto.

Falla de los bloqueos.

Interruptor con tiempos de operación fuera de los límites.

Entrada y salida de los *switches* de las resistencias fuera del tiempo límite.

Falla de las resistencias.

Apertura del mecanismo sin el soplo de aire correspondiente.

Falla de las líneas de alimentación de aire durante la interrupción.

3.5.7 Interruptores en pequeño volumen de aceite

El deterioro de los empaques da lugar a la contaminación de las cámaras del interruptor o a la pérdida de aceite, lo que conlleva a fallas del interruptor. Algunos interruptores dependen de la presión del gas en las cámaras de extinción, para reducir la posibilidad de reencendidos.

Además de las causas descritas en el punto 3.4, los interruptores en pequeño volumen de aceite pueden fallar por:

Fallas dieléctricas

- a) Fallas en los capacitores de graduación de tensión.
- b) Ingreso de humedad en la cámara de interrupción.
- c) Superficies aislantes externas contaminadas.
- d) Degradación del aceite aislante debido a carbonización e infiltración de agua.
- e) Operación a magnitudes de interrupción mayores a los valores nominales.

Fallas de interrupción

- a) Velocidad de apertura de los contactos fuera de sus límites.
- b) Reencendido del arco al interrumpir cargas capacitivas.
- c) Bloqueo en el mecanismo de operación.
- d) Degradación de aislamiento sólido interno/discos de la cámara.
- e) Degradación del aceite por carbonización y/o infiltración de agua.
- f) Pérdida de presión dentro de las cámaras de interrupción.

3.6 TIPOS DE FALLA Y CAUSAS

Las fallas más comunes en interruptores son:

- a) No cierra cuando se le da la orden.
- b) No abre cuando se le da la orden.
- c) Cierra sin haber recibido orden.
- d) Abre sin haber recibido la orden.
- e) No cierra con corriente de corto circuito.
- f) No interrumpe la corriente.
- g) No conduce la corriente.
- h) Flameo de fase a tierra.
- i) Flameo entre polos.
- j) Arco interno entre contactos.
- k) Flameo externo entre terminales de contactos.
- l) Bloqueo en posición cerrada o abierta.
- m) Varios.

Las causas más comunes de fallas de interruptores con base en lo reportado por CIGRE, se muestran en la Tabla 3.4. Esta información tiene la finalidad de ayudar al usuario en el análisis y diagnóstico de fallas de interruptores, así como en la supervisión de su comportamiento.

Es importante aclarar que estos datos son reportados para interruptores con gas SF₆ de una presión, puestos en servicio entre 1978 y 1992. El reporte de CIGRE también hace mención a un estudio previo que incluyó todos los tipos de interruptores. En este estudio se reportó que el 70% de fallas mayores fueron de origen mecánico; 19% de orígenes eléctricos, con referencia a los circuitos, auxiliares y de control, y 11% también de origen eléctrico del circuito principal.

Tabla 3.4 Fallas más comunes en interruptores.

Parte de falla	Proporción
Mecanismo de operación	43 -44 %
Compresores, bombas, etc.	13,6-18,7 %
Almacenamiento de energía	7,2 -7 ,6 %
Elementos de control	9,3- 11 ,6 %
Actuadores, dispositivos de amortiguamiento	5,1 -8,9 %
Transmisión mecánica	1,4- 3,8 %
Control eléctrico y circuitos auxiliares	20 -29 %
Circuitos de cierre y de disparo	1,5- 10 %
Interruptores auxiliares	2,1 -7 ,4 %
Contactores, calentadores, etc.	5,4 -7 ,6 %
Monitores de la densidad de gas	4,0 -10,7 %
Partes sometidas a alta tensión	21 -31 %
Cámaras de interrupción	9,4- 14 %
Cámaras auxiliares, resistores	0,6- 1,3 %
Aislamiento de fases a tierra	5,7- 20,9 %
Otras causas	5,4- 6,8 %

3.7 DIAGNÓSTICO DE FALLAS

Se sugiere que el usuario supervise las partes y funciones importantes de los interruptores, como una ayuda para diagnosticar las condiciones reales de operación y predecir fallas inminentes.

El diagnóstico de interruptores también auxilia al usuario para predecir las condiciones de trabajo de las partes importantes y, como consecuencia, incrementar los tiempos e intervalos de mantenimiento.

Los interruptores se pueden habilitar, desde fábrica, con dispositivos de supervisión. Casi siempre es posible incluir dispositivos de supervisión adicionales. La cantidad y complejidad de los dispositivos adicionales

dependerá de las características del interruptor, así como de su importancia en el sistema.

Para supervisar un interruptor se requieren algunas o todas las acciones siguientes por parte del usuario:

- a) Observación visual periódica de indicadores, señales, medidores, luces indicadoras, etc., en el lugar donde se localice el interruptor, sin desmantelar ni desenergizar nada; si acaso, sólo se podrá abrir las puertas del mecanismo.
- b) Observación visual periódica de indicadores, medidores, etc., a control remoto, sin desmantelar ni desenergizar el interruptor. Esto puede requerir la conexión permanente de sensores, contactos auxiliares, etcétera.
- c) Observación visual de indicadores y medidores conectados de forma temporal al interruptor, por ejemplo: medidores de presión.
- d) Registro automático, continuo o periódico a intervalos fijos, de las funciones básicas del interruptor por medio de registradores gráficos, registrador de secuencia de eventos, registradores de fallas, etc. Esto puede llegar a requerir desenergizar y desmantelar el interruptor, o por lo menos accionarlo estando en servicio.
- e) Instalar un sistema de diagnóstico en cada interruptor, conectado de forma permanente o del tipo móvil.
- f) Hacer pruebas de diagnóstico externas, como por ejemplo: viaje de contactos, resistencia de aislamiento, factor de potencia, resistencia de contactos, etc. Esto puede requerir la desenergización y el desmantelamiento parcial del interruptor o, por lo menos, accionarlo estando en servicio.
- g) Revisión del interruptor, habiéndolo desenergizado y desmantelado parcialmente, según se requiera; complementando la revisión con mediciones, pruebas no destructivas, etcétera.
- h) Revisión del ajuste del interruptor de presión y de su operación. Esto puede requerir que se desenergice el interruptor. En las Tablas 3.5 a la 3.14 se listan

algunas características y parámetros de los interruptores que se recomienda monitorear.

Algunas de las características particularidades o parámetros, se supervisan continuamente por medio de medidores, indicadores mecánicos, o por medio de relevadores, transductores, etc., conectados al sistema de control del interruptor. La medición o indicación remota se realiza por medio de transductores. Para la verificación de otras características se requiere desenergizar, aislar o hasta desmantelar el interruptor. Características como factor de potencia, resistencias, etc., deben ser registradas periódicamente y conservadas con la finalidad de permitirle al usuario observar la tendencia de los valores medidos para hacer una evaluación adecuada de la condición del interruptor.

El esfuerzo para implantar un sistema de supervisión incluye el costo de los materiales necesarios, el diseño, la mano de obra requerida, así como el costo de operar y mantener el sistema; todo ello depende de varios factores, tales como: tipo de interruptor, complejidad del sistema de monitoreo, cantidad de interruptores involucrados y su localización. El esfuerzo (trabajos y costos) para implantar un sistema de supervisión o monitoreo varía según el usuario.

El esfuerzo para la aplicación del sistema de supervisión se define como **bajo** cuando dicho sistema se implanta sin un trabajo de diseño y realización significativo, por parte del fabricante o del usuario. El esfuerzo para la aplicación del sistema supervisorio se define como **alto** cuando la implantación del sistema requiere un gran trabajo de diseño y realización, o si se requiere desenergizar el interruptor o desmantelarlo parcialmente. El costo también se considera cuando la información resultante puede ser obtenida de algún otro sistema de bajo costo.

El esfuerzo para la implantación de un sistema de supervisión se define como **medio** cuando el trabajo de diseño y realización se encuentra entre **bajo** y **alto**.

Tabla 3.5 Diagnóstico para todos los tipos de interruptores (partes mecánicas).

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Posición indicador vs posición mecanismo.	E	Comparar el estado de los indicadores (cierre/apertura) vs posición del mecanismo.	Verificar el estado del mecanismo, los enlaces y los bloqueos e indicadores para mover los contactos principales a una posición, cerrado/abierto, y verificar que sea indicada correctamente.	A/B
Posición de los contactos principales vs comandos de cierre/apertura.	D	Tiempo entre la energización de la bobina y la apertura o cierre de contactos principales.	Operación de las bobinas de cierre/disparo y del mecanismo durante el cierre/apertura.	A/A
Posición de los contactos principales vs tiempo.	D	Desplazamiento del contacto y continuidad vs tiempo.	Fuerza del sistema de almacenamiento de energía; efectividad de la lubricación del amortiguador, rebote de los contactos, fricción del mecanismo.	A/A
Ajuste de los contactos.	D	Dimensión o posición de contactos y mecanismo de enlace.	Posición de contacto adecuada.	A/A
Posición de los contactos auxiliares vs comando de cierre/apertura.	E	Tiempo entre la energización de la bobina para el cierre/apertura de los contactos auxiliares.	Operación de las bobinas de cierre/disparo, y del mecanismo durante el cierre/apertura.	A/B
Simbología: E - Interruptor energizado y en servicio. D - Interruptor desenergizado y aislado. B - Bajo. * - Si existen				
M - Medio. A - Alto. EA - Extremadamente alto.				

Tabla 3.6 Diagnóstico para todos los tipos de interruptores (partes conductoras).

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Resistencia de contactos.	D	Resistencia en $\mu\Omega$ de los contactos y otras partes del circuito principal.	Estado de las superficies de contacto y de las fuerzas aplicadas.	A/A
Temperatura de contactos y conductores vs corriente.	D	Elevación de temperatura de contactos y conductores	Estado de contactos y partes conductoras. Estado del medio (transferencia de calor).	A/A
Temperatura de la terminal de la boquilla.	E	Elevación de temperatura de la terminal de la boquilla.	Verificar si la temperatura de la terminal de la boquilla está dentro de especificación. Estado de la terminal de la boquilla.	A/B
Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.				

Tabla 3.7 Diagnóstico para todos los tipos de interruptores (partes aislantes).

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Tensión que soporta el aislamiento.	D	Tensión de aguante o de ruptura mayor a la tensión especificada.	Contaminantes que disminuyen la rigidez del aislamiento de fase a fase o de fase a tierra.	A/EA
Tensión que soporta la cámara de interrupción.	D	Tensión de aguante o de ruptura mayor a la tensión especificada.	Contaminantes en el aislamiento de la cámara de interrupción o en los capacitores graduadores.	A/EA
Corriente de fuga en aisladores soporte.	D	Corriente de fuga.	Aisladores contaminados o fracturados.	A/A
Ruido audible.	E	Ruido audible no común, corona o vibración.	Aislamiento arqueado o boquilla floja.	M/B
Prueba de corona externa e interna.	D	Corona.	Aislamiento deteriorado, contactos dañados o falsos contactos.	B/EA
Aislamiento de boquillas.	D	Capacitancia y factor de potencia.	Verificar si las boquillas aguantan la tensión específica, así como la calidad de su aislamiento.	A/A
Tan delta del interruptor.	D	Factor de potencia del interruptor completo de todas las terminales a tierra.	Verificar el estado del aislamiento de todas las partes contra tierra.	A/A

Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.

Tabla 3.8 Diagnóstico para todos los tipos de interruptores (circuitos auxiliares y de control).

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Fuente de cierre y de disparo; fuente de recarga; fuente de los calentadores.	E	Tensión de las fuentes de alimentación.	Confiabilidad de las fuentes que suministran la potencia para: cerrar y abrir, para cargar los dispositivos (neumáticos, hidráulicos o resortes) y para los calentadores.	A/B
Operación de las bobinas de cierre y disparo.	D, E	Magnitud y forma de la corriente de alimentación a las bobinas.	Estado de las bobinas, contactos de interruptores auxiliares y del alambrado, además de la fuente.	A/M (D) A/A (E)
Operación del motor.	E	Dispositivo de almacenamiento de energía; corriente proporcionada por la fuente.	Estado de los motores, alambrado y contactos de interruptores auxiliares, así como la fuente.	A/M
Operación de los calentadores.	E	Corriente suministrada por la fuente.	Estado de los calentadores, alambrado, contactos de interruptores auxiliares y fuente.	A/B
Operación del control remoto.	D,E	Si los controles remotos producen las operaciones esperadas.	Estado y posición de los interruptores (locales y remotos), alambrado y canales de comunicación.	A/A (D) A/M (E)
Funciones del circuito de control.	D	Si el circuito de control funciona en la forma esperada.	Circuito de control.	A/M
Estado de las bobinas de bloqueo (cierre y disparo).	D	Tensión mínima de operación para los bloqueos (cierre y disparo).	Esfuerzo requerido por los bloques para abrir o cerrar, indica el estado del sistema de bloqueo.	M/M

Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.

Tabla 3.9 Diagnóstico para todos los tipos de interruptores (partes eléctricas de la interrupción).

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Operación de las cámaras de interrupción.	D	Corriente, tensión de arco, TTR y viaje de contactos durante la operación.	Estado del interruptor, conexiones y mecanismos para interrumpir la corriente y abrir el circuito.	A/EA
Forma en que se han operado las cámaras de interrupción.	D	Energía acumulada de interrupción (I^2t) o erosión de los contactos.	Vida esperada o remanente de las cámaras.	A/A

Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.

Tabla 3.10 Diagnóstico de particularidades de interruptores de gran volumen de aceite.

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Volumen de aceite.	E	Nivel de aceite en el tanque. Nivel de aceite en boquillas.	Existencia de suficiente aceite.	A/B
Calidad del aceite.	E	Factor de potencia, partículas disueltas, agua, humedad y rigidez dieléctrica.	Calidad requerida para soportar la tensión e interrumpir los arcos.	A/B
Resistores de cierre/apertura*.	D	Resistencia en Ω .	Valor de la resistencia dentro de tolerancia.	A/A
	D	Tiempo de inserción en ms.	Tiempo de inserción entre el cierre/apertura del interruptor del resistor y los contactos principales dentro de tolerancia.	A/A
Capacidad de conducción de corriente.	E, D	Nivel de aceite y temperatura del tanque.	Capacidad del interruptor para conducir la corriente de carga.	A/B
	D	Carbón en contactos.		A/A
Resistores graduadores.	D	Resistencia en Ω .	Valor de la resistencia dentro de tolerancia.	A/A
Capacitores graduadores*.	D	Capacitancia en pF.	Valor de la capacitancia dentro de tolerancia.	A/A
Calentador del tanque	E	Resistencia y corriente del calentador.	Si los calentadores son del valor adecuado y conducen la magnitud de corriente directa.	A/B

Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.

Tabla 3.11 Diagnóstico de particularidades de interruptores de pequeño volumen de aceite, tanque vivo.

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Volumen de aceite.	E	Nivel de aceite en el tanque. Nivel de aceite en boquillas.	Existencia de suficiente aceite.	A/B
Calidad del aceite.	D	Factor de potencia, partículas disueltas, agua y humedad, rigidez dieléctrica.	Calidad requerida para soportar la tensión e interrumpir los arcos.	A/B
Resistores de cierre y/o apertura*.	D	Resistencia en Ω .	Valor de resistencia dentro de tolerancia.	A/B
Capacidad de conducción de corriente.	D	Carbón en contactos.	Capacidad del interruptor para conducir la corriente de carga.	A/A
	E	Nivel de aceite y temperatura del tanque		A/B
Capacitores graduadores*.	D	Capacitancia en pF.	Valor de la capacitancia dentro de tolerancia.	A/A
Presión de la cámara de interrupción.	E	Presión.	Valor de la presión dentro de tolerancia.	A/B
Resistores graduadores*.	D	Resistencia en Ω .	Valor de resistencia dentro de tolerancia.	A/A

Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.

Tabla 3.12 Diagnóstico de particularidades de interruptores en SF₆, doble presión.

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Nivel de SF ₆ (baja presión)	E	Presión, densidad (presión y temperatura).	Capacidad para soportar la tensión nominal.	A/B
Nivel de SF ₆ (alta presión)	E	Presión y densidad (presión y temperatura).	Capacidad para interrumpir la corriente.	A/B
Comportamiento de la cámara de interrupción	D	Cambios de presión en el tiempo, durante la operación.	Operación de la válvula de soplado, de las toberas y contactos.	A/EA
Humedad en el SF ₆	E	Medir las partículas de agua en el SF ₆ en ppm.	Cantidad de H ₂ O en el SF ₆ ; puede afectar el aguante a la tensión, la capacidad de interrupción y provocar corrosión.	A/B
Resistores de apertura/cierre*.	D	Resistencia en Ω .	Valor de la resistencia dentro de tolerancia.	A/A
	D	Tiempos de inserción en ms.	Tiempo de inserción entre el cierre (apertura) del interruptor del resistor y los contactos principales.	A/A
Capacitores graduadores*.	D	Capacitancia en pF.	Valor de la capacitancia dentro de tolerancia.	A/A
Capacitores entre fases y tierra*.	D	Capacitancia en pF.	Valor de la capacitancia dentro de tolerancia.	A/A

Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.

Tabla 3.13 Diagnóstico de particularidades de interruptores en SF₆, una presión.

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Nivel de SF ₆	E	Presión y densidad (presión y temperatura).	Capacidad para soportar la tensión nominal, manejar e interrumpir la corriente de cortocircuito.	A/B
Comportamiento de la cámara de interrupción	D	Cambios de presión en el tiempo, durante la operación.	Operación del cilindro de soplado, de las toberas y contactos.	A/EA
Humedad en el SF ₆	E	Medir las partículas de agua en el SF ₆ en ppm.	Cantidad de H ₂ O en el SF ₆ ; puede afectar el aguante a la tensión, la capacidad de interrupción y provocar corrosión.	A/B
Resistores de cierre/apertura*.	D	Resistencia en Ω.	Resistencia dentro de tolerancia.	A/A
	D	Tiempos de inserción en ms.	Tiempo de inserción entre el cierre (apertura) del interruptor del resistor y los contactos principales.	A/A
Capacitores graduadores*.	D	Capacitancia en pF.	Valor de capacitancia dentro de tolerancia.	A/A
Capacitores entre fases y tierra*.	D	Capacitancia en pF.	Valor de capacitancia dentro de tolerancia.	A/A
SF ₆ y sello de los calentadores	E	Corriente de los calentadores así como de la resistencia.	Estado del SF ₆ , así como del sello de los calentadores.	A/B
Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.				

Tabla 3.14 Diagnóstico de particularidades de interruptores soplo de aire.

Características a monitorear	Modo	Parámetro medido e información obtenida	Evaluación	Beneficio /Esfuerzo
Nivel del aire a baja presión.	E	Presión.	Capacidad para soportar la tensión nominal e interrumpir la corriente.	A/B
Nivel del aire a alta presión	E	Presión.	Existencia de aire suficiente para recargar el compartimiento de baja presión.	M/B
Comportamiento de la cámara de interrupción.	D	Cambios de presión en el tiempo, durante la operación.	Operación del cilindro de soplado, de las toberas y contactos.	A/EA
Humedad en el aire.	E	Medir las partículas de agua en el aire en ppm.	Cantidad de H ₂ O en el aire; puede afectar el aguante a la tensión, la capacidad de interrupción y provocar corrosión.	A/B
Resistores de cierre/apertura*.	D	Resistencia en Ω.	Resistencia dentro de tolerancia.	A/A
	D	Tiempos de inserción en ms.	Tiempo de inserción entre el cierre (apertura) del interruptor del resistor y los contactos principales.	A/A
Capacitores graduadores*.	D	Capacitancia en pF.	Distribución de la tensión entre las cámaras de extinción en serie.	A/A
Simbología: Ver simbología de la Tabla 10.5.				

El esfuerzo para la implantación del sistema supervisorio se define como **extremadamente alto** si el interruptor debe ser llevado a otro lugar para verificar el sistema o si se tienen que hacer ajustes de gran exactitud en campo. El beneficio se define como **bajo** cuando la información resultante es

básicamente para estadística o sirve para determinar u observar tendencias, o detectar alguna condición que no requiera acción inmediata por parte del usuario.

El beneficio es considerado **alto** cuando la información que se obtiene es tal, que una situación que no se corrige puede conducir a una falla mayor del interruptor. El beneficio se considera **medio** cuando la información obtenida se considera entre **alta** y **baja**. El usuario debe llevar a cabo su propio análisis y determinar si es aplicable que los interruptores se equipen con un sistema de monitoreo. El fabricante puede proporcionar las recomendaciones relativas a los parámetros que se deben monitorear. El conocimiento de los modos de falla reportados, conjuntamente con la ponderación del usuario acerca de la importancia del interruptor en un punto del sistema, auxiliaran en el análisis **Beneficio/Esfuerzo** para decidir el sistema de monitoreo acorde a sus necesidades.

3.8 MONITOREO

En la actualidad, la sociedad demanda grandes cantidades de energía por lo que es de importancia estratégica garantizar la continuidad del servicio del equipo de potencia. De acuerdo con lo enunciado anteriormente en cuanto a investigación de fallas y diagnóstico, y a fin de prevenir accidentes operativos y acelerar la aplicación de soluciones después de un accidente, el empleo de sistemas de monitoreo y diagnóstico se ha constituido como una práctica común. Ante la posibilidad de implantar un sistema de monitoreo en línea, es necesario considerar un gran número de parámetros significativos que pueden ser escogidos para tal finalidad. En esta selección se deben tomar en cuenta restricciones tales como la complejidad de la implantación. Un sistema óptimo será aquél que seleccione las funciones más básicas e importantes, que minimice el número de parámetros a ser monitoreados y maximice la efectividad.

Es muy deseable, si no es que esencial, desde el punto de vista de disponibilidad, costo y experiencia operativa, utilizar transductores comerciales. Dentro de los parámetros mecánicos a ser monitoreados se tienen:

- a) Motores para carga.
- b) Distancia de viaje y velocidad de contactos.
- c) Separación del punto de contacto.
- d) Bobinas de disparo y de cierre.
- e) Energía almacenada en el mecanismo.
- f) Número de operaciones.
- g) Temperatura ambiente.

En la Fig. 3.2 se aprecia un sistema de monitoreo en línea que brinda información sobre varios de estos parámetros y sobre algunas variables eléctricas:

Los parámetros eléctricos a monitorearse son entre otros:

- a) Erosión y desgaste de contactos.
- b) Densidad del gas.
- c) Humedad del gas.
- d) Descargas parciales.
- e) Temperatura de contacto.



Fig. 3.2 Sistema comercial de monitoreo en línea de interruptores.

La erosión y el desgaste de contactos no pueden observarse directamente, pero pueden medirse indirectamente a través de la corriente y tiempo de arqueo. La corriente interrumpida puede ser medida mediante transformadores de corriente convencionales. La medición del tiempo de arqueo dependerá del grado de sofisticación requerido. Este puede ser determinado por detección óptica del arco, por medio de la medición de la tensión del arco o, simplemente, estimando la separación del punto de contacto utilizando la información del transductor de viaje de contactos y la duración del flujo de corriente hasta su extinción.

La densidad del gas es de primordial importancia en interruptores basados en SF₆. Para su medición es posible utilizar interruptores de presión compensados por temperatura disponibles comercialmente o alternativamente. La densidad puede ser determinada mediante el proceso electrónico de mediciones separadas de presión y temperatura. Para el monitoreo de descargas parciales existen básicamente dos alternativas: el uso de técnicas acústicas y el uso de técnicas eléctricas. Aunque el conocimiento del valor de descargas en un

interruptor permite de manera global diagnosticar el estado de su aislamiento, su medición es muy complicada, aun en laboratorio, por lo que los resultados medidos en campo sólo pueden ser de características comparativas.

La temperatura de contactos está relacionada con la formación de óxido, resortes débiles, falsos contactos, etc. La temperatura puede ser medida utilizando medios ópticos y su valía reside en su análisis en función del tiempo.

La información obtenida de un sistema de monitoreo en línea debe ser de preferencia gráfica y con indicaciones claras de anomalías. En la Fig. 3.3 se presenta la información proporcionada por un sistema comercial de monitoreo de interruptores.

A continuación se presentan algunos ejemplos de monitoreo y diagnóstico de interruptores de potencia. Nótese que es posible dividir, para la implantación de un sistema de monitoreo, las causas de falla en dos grandes grupos:

a) Fallas operacionales: relacionadas con el tiempo de operación, la frecuencia de operación y caídas de presión o de nivel del medio de extinción.

b) Fallas de aislamiento: caída de la presión del gas, descargas parciales, etcétera.

En la Fig. 3.4 se muestra la estructura de un sistema de monitoreo de la operación de un interruptor de potencia. El sistema está constituido por los siguientes dispositivos:

a) Un sensor para la detección de comandos, que es un dispositivo para la detección de señales de comando basado en acoplamiento magnético e instalado en el circuito de control del interruptor.

b) Dos sensores de fibra óptica para emisión y recepción de luz montados frente a un plato reflejante ubicado en la parte móvil del interruptor para detectar operaciones.

c) Un contador de tiempo para la medición de los intervalos entre los pulsos de salida del comando y los sensores ópticos.

En la Fig. 3.5 se muestra la estructura del sensor de detección de comandos.

En la Fig. 3.6 se muestra la instalación del sensor óptico.

En esta última figura los sensores ópticos son colocados en las terminales ON y OFF del interruptor, permitiendo la adquisición de ambos extremos. Para la temporización de los pulsos de salida de los sensores, como se muestra en la Fig. 3.4, un contador mide el intervalo entre el arribo del comando y el inicio de la operación del interruptor (T1 y T3 de la Figura), y el intervalo entre el inicio y final de la operación del interruptor (T2 y T4). El tiempo y la frecuencia de operación de la bomba hidráulica pueden obtenerse fácilmente de los datos de encendido/apagado del contactor de operación de la bomba. Los niveles de aceite pueden ser monitoreados por flotadores y los niveles de presión por sensores de presión.

Generalmente, las descargas parciales ocurren cuando se genera una anomalía en el rendimiento del dieléctrico. Es importante monitorear estos eventos para permitir la predicción de fallas en el aislamiento. Las descargas parciales pueden ser medidas por:

- a) Detección de radiación electromagnética causada por descargas parciales saliendo del tanque.
- b) Detección de señales acústicas viajeras en la superficie del tanque.
- c) Detección por medio de electrodos flotantes dentro del tanque.

Entre estos métodos de medición, la detección de señales acústicas es susceptible a la influencia de lluvia u objetos voladores (arena, aves, etc.). Por otro lado, el método de medición eléctrica es afectado adversamente por ruido electromagnético y por ondas de Radio-frecuencia.

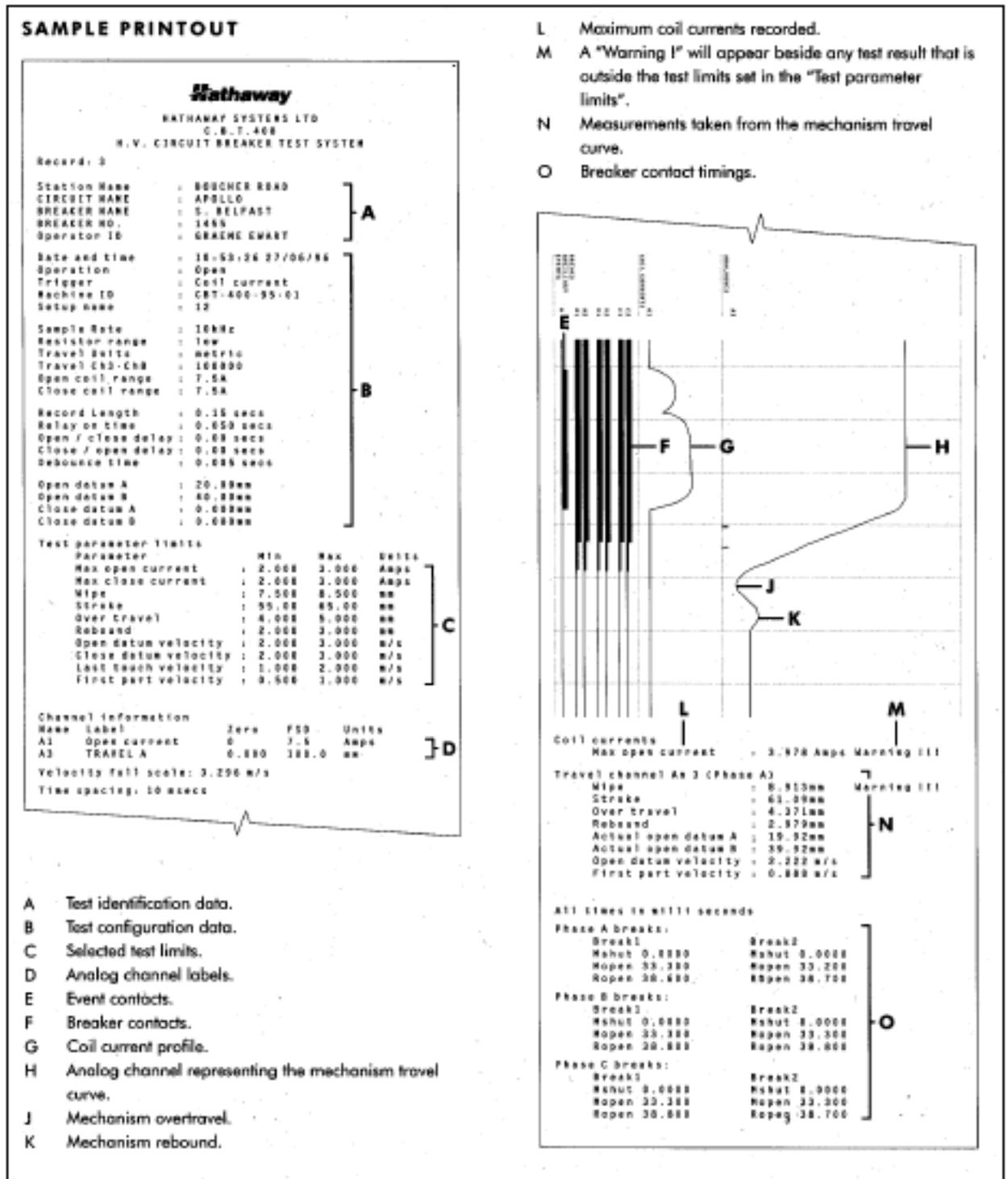


Fig. 3.3 Datos de salida de un sistema comercial de monitoreo en línea de interruptores.

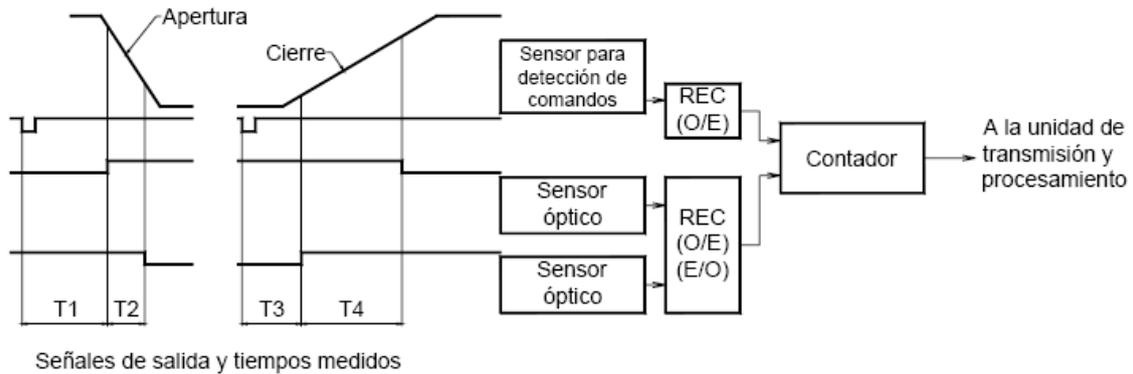


Fig. 3.4 Estructura de un sistema de monitoreo de tiempo de operación.

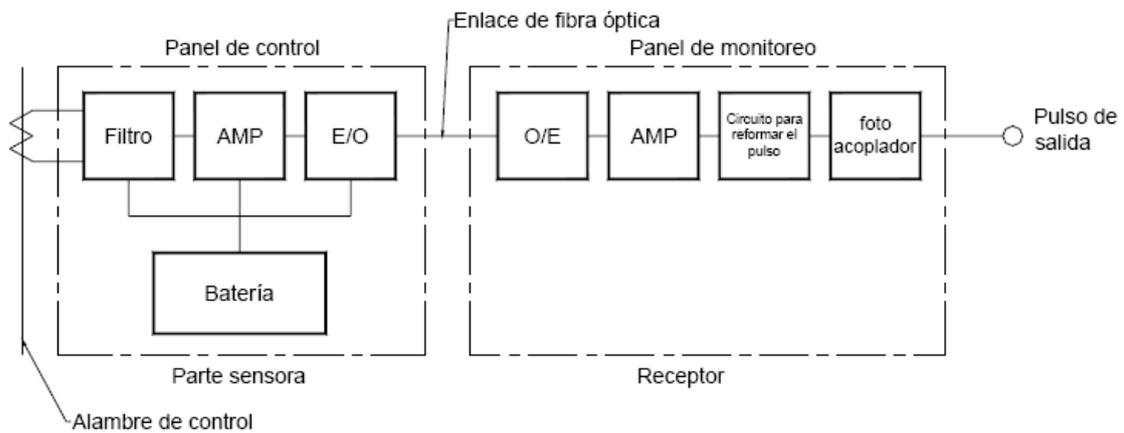


Fig. 3.5 Estructura de un sistema de monitoreo de operación.

La Fig. 3.7 ilustra un método de medición utilizando un electrodo de forma anular embebido en un espaciador para soporte de conductores de alta tensión. Este método permite la medición sin el problema de utilizar dispositivos especiales. Debido a que se proveen electrodos flotantes en el interior del tanque, los niveles de ruido son mínimos.

Los valores de mayor sensibilidad que pueden detectarse son de 10 pC.

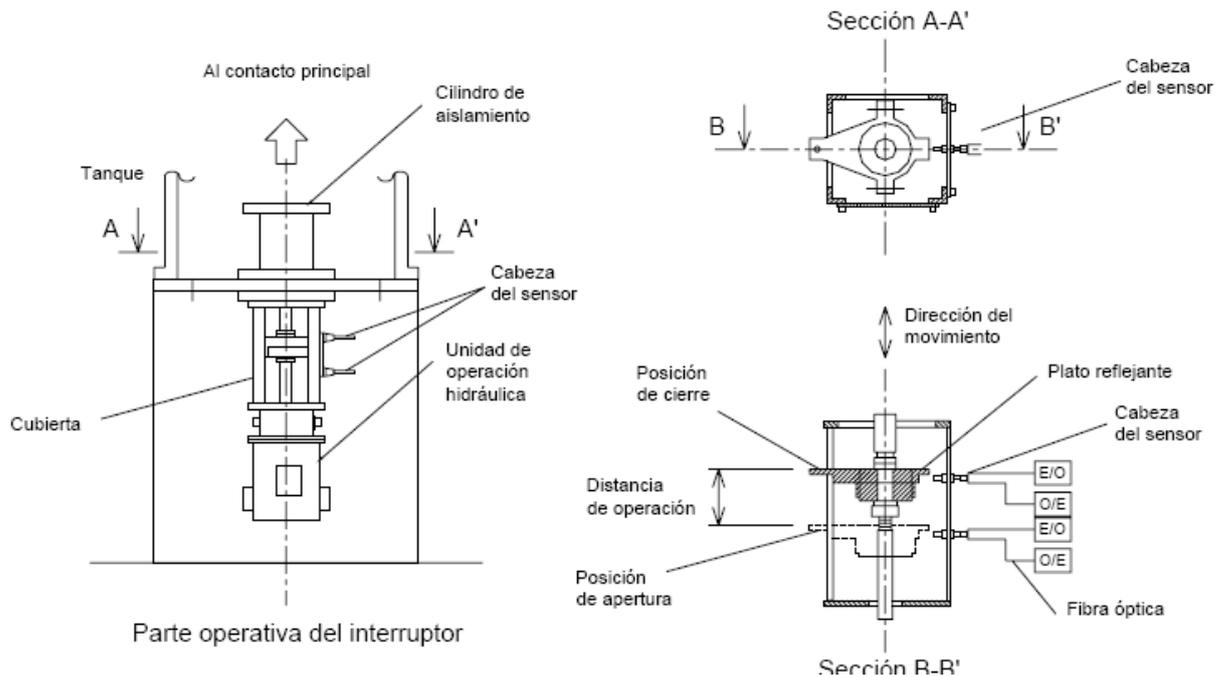


Fig. 3.6 Sensor óptico instalado.

La presión de gas afecta de manera importante las características del dieléctrico y la capacidad interruptiva. En este método, combinando un sensor piezoeléctrico de presión y un sensor de temperatura, los valores de presión son sujetos a corrección y los valores de salida quedan referidos a 20°C. La salida de estos sensores es desplegada y registrada en un panel de monitoreo que incorpora un microprocesador y una impresora. Cuando se detecta alguna anomalía en los valores medidos, el sistema es alertado y contribuye al incremento de la seguridad del interruptor. A pesar de las grandes ventajas asociadas al monitoreo en línea de interruptores de potencia, no debe despreciarse la utilidad de sistemas integrados de diagnóstico, que si bien no operan con el equipo en línea, sí presentan características de versatilidad dignas de tomarse en cuenta. En la Fig. 3.8 se presenta un equipo comercial de buenas características. Entre las características notables de estos equipos se encuentra la posibilidad del empleo de programas de cómputo para la administración, despliegue y análisis de la información obtenida en campo. Esta herramienta generalmente redundante en diagnósticos más precisos a un menor tiempo. En la Fig. 3.9 se muestra un sistema de cómputo orientado hacia el diagnóstico de interruptores.

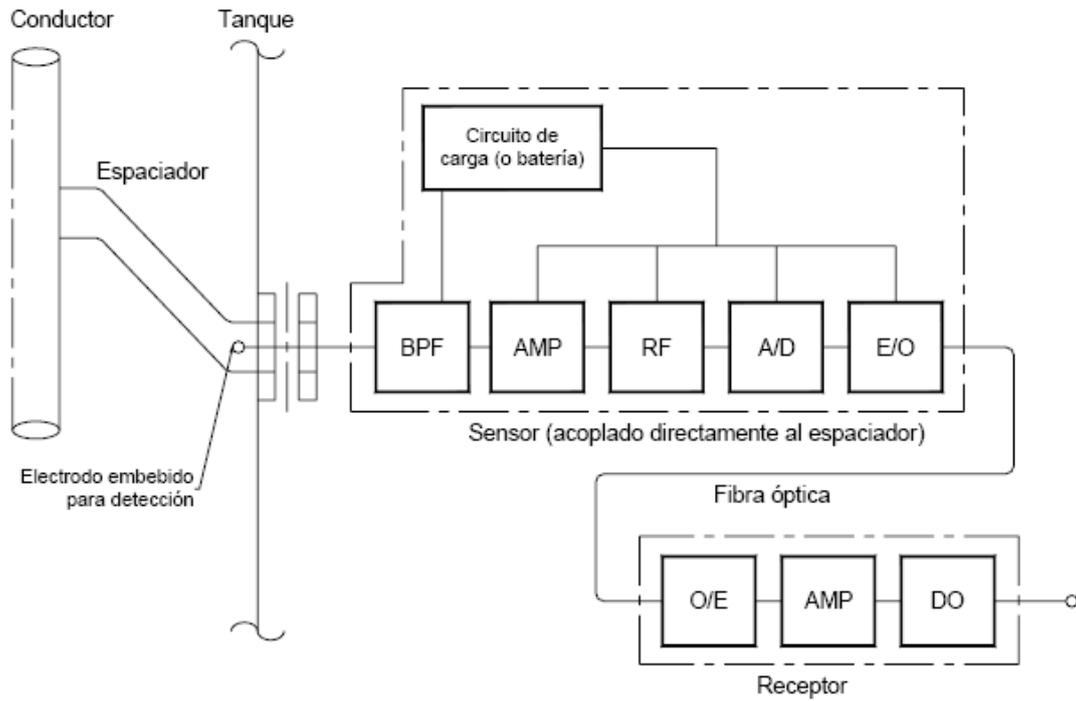


Fig. 3.7 Estructura de un sensor de descargas parciales.

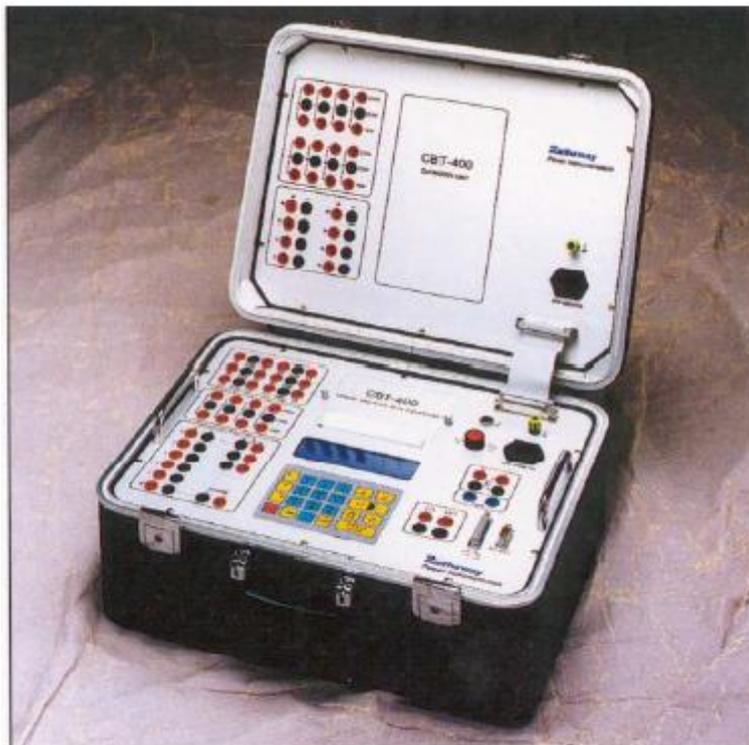


Fig. 3.8 Sistema integrado de diagnóstico de interruptores de potencia.

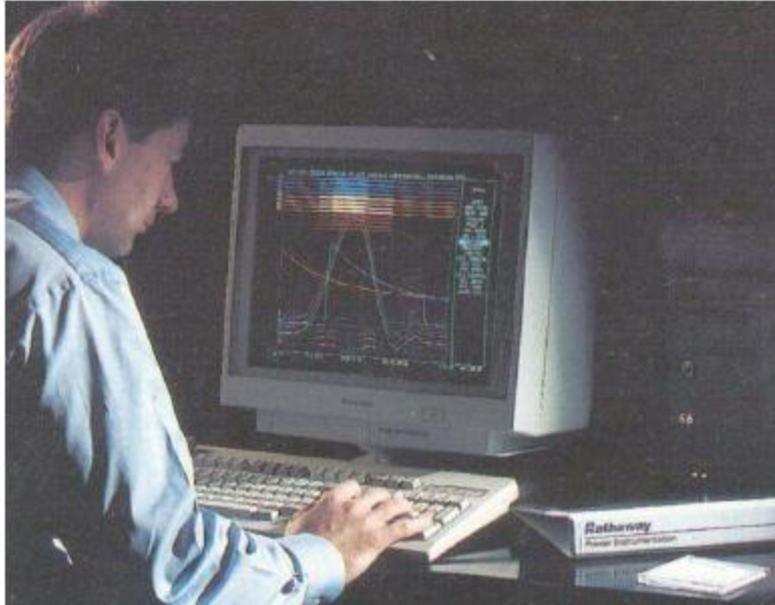


Fig. 3.9 Programa de análisis de información de sistema de diagnóstico de interruptores.

3.8.1 PRUEBAS DE RUTINA Y PROTOTIPO A INTERRUPTORES

3.8.2 INTRODUCCIÓN

Las pruebas de rutina y prototipo tienen el propósito de verificar las características nominales del sistema aislante e interruptivo, de los mecanismos de operación y de los equipos auxiliares del interruptor. Las pruebas de rutina se realizan en todos los interruptores, mientras que las pruebas prototipo, normalmente, se realizan en la primera unidad fabricada de un diseño nuevo, o en un interruptor seleccionado en forma aleatoria de un lote de interruptores. Cuando se incorporan elementos de diseños anteriores a un nuevo diseño, las pruebas prototipo que verifican estos elementos generalmente no se realizan, ya que se consideran los resultados obtenidos previamente.

Cuando las pruebas prototipo tienen como objetivo evaluar un diseño nuevo, el interruptor a probar debe estar fabricado estrictamente conforme a los planos del fabricante. Las pruebas deben realizarse con el interruptor en condiciones similares a las de operación, es decir, con el aceite o gas a su temperatura y

presión de operación y con sus equipos auxiliares y mecanismos de operación instalados.

3.8.3 PRUEBAS DE RUTINA Y PROTOTIPO

Las pruebas de rutina tienen el propósito de revelar fallas en los materiales y en la construcción del interruptor.

Los propósitos fundamentales de las pruebas prototipo son:

- Verificar que el diseño cumple con los requerimientos y obtener las características nominales del interruptor.
- Verificar que se cumplen los requerimientos de calidad y de funcionamiento del interruptor.

En la Tabla 3.10 se listan las pruebas de rutina y prototipo principales que se aplican a interruptores establecidas en la norma IEC 62271-100-2001.

3.8.4 PRUEBAS DIELECTRICAS

Dentro de esta categoría existen tres pruebas para verificar la calidad del aislamiento de los interruptores y están relacionadas con los fenómenos que ocurren en la red. Éstas son:

- Tensión de aguante de corta duración o potencial aplicado.
- Impulso por rayo.
- Impulso por maniobra.

Para la realización de las pruebas dieléctricas se requiere cumplir con las condiciones y requisitos descritos en los subincisos siguientes.

3.8.5 Condiciones ambientales durante las pruebas

La norma IEC 60060-1 especifica las condiciones atmosféricas y los factores de corrección para efectuar las pruebas dieléctricas.

Para interruptores, donde el aislamiento externo es en aire, se debe aplicar un factor de corrección por humedad (K_t) para las pruebas en seco.

Para interruptores que tengan aislamiento interno y externo, se debe de aplicar el factor de corrección K_t si su valor está entre 0.95 y 1.05. Cuando el factor de corrección esté fuera del rango de 0.95 y 1.05, los detalles de las pruebas dieléctricas deberán acordarse entre fabricante y usuario.

Para interruptores que tengan sólo aislamiento interno, las condiciones del aire ambiente no influyen y por lo tanto, el factor de corrección K_t no debe de aplicarse.

3.8.6 Procedimiento para prueba de potencial aplicado en condiciones húmedas

El aislamiento externo de un interruptor debe estar sujeto a pruebas de potencial aplicado en condiciones húmedas citadas en el procedimiento establecido en la norma IEC 60060-1. El propósito es simular el efecto de la lluvia natural en el aislamiento externo del interruptor y consiste en rociar el objeto bajo prueba con agua a una temperatura y resistividad definidas. El agua debe caer sobre el objeto bajo prueba en forma de gotas (evitando la formación de niebla) en dirección vertical y horizontal con intensidades aproximadamente iguales.

Tabla 3.15 Pruebas de rutina y prototipo para interruptores de potencia recomendadas por la norma IEC-62271-100-2001.

	PRUEBAS DE RUTINA Y PROTOTIPO OBLIGATORIAS	RUTINA	PROTO-TIPO	INCISO
1	Pruebas dieléctricas	X	X	11.3
2	Pruebas de voltaje de radio interferencia (R.I.V.)		X	11.4
3	Medición de la resistencia de circuitos	X	X	11.5
4	Prueba de elevación de temperatura		X	11.6
5	Pruebas de corriente pico y de corriente instantánea		X	11.7
6	Pruebas de hermeticidad	X	X	11.8
7	Pruebas de compatibilidad electromagnética (EMC)		X	11.9
8	Prueba de operación mecánica	X	X	11.10
9	Pruebas de corto circuito		X	11.11
10	Pruebas de falla a tierra		X	11.12
11	Pruebas de falla de línea corta		X	11.13
12	Pruebas de interrupción de corrientes inductivas (reactores y motores)		X	11.14
13	Pruebas de apertura y cierre de defasamiento (fuera de fase)		X	11.15
14	Pruebas de interrupción de corrientes capacitivas		X	11.16
15	Verificación visual y del diseño	X		11.17
	PRUEBAS PROTOTIPO OBLIGATORIAS CUANDO APLIQUEN			
16	Verificación del grado de protección		X	11.18
17	Pruebas de temperaturas extremas		X	11.19
18	Prueba de humedad		X	11.20
19	Pruebas de carga estática en terminales		X	11.21

3.8.7 Condiciones del interruptor durante las pruebas dieléctricas

Las pruebas dieléctricas deberán hacerse en interruptores completamente ensamblados, tal y como están en servicio y con las superficies exteriores de las partes aislantes limpias. Los interruptores deben montarse para las pruebas con las distancias y alturas mínimas especificadas por el fabricante.

El equipo probado a una altura sobre el nivel del piso, se considera como satisfactorio si en servicio está montado a una altura mayor sobre el nivel del piso.

Cuando la distancia entre los polos de un interruptor no esté inherentemente fija por diseño, esta para la prueba será el valor mínimo declarado por el fabricante. Sin embargo, para evitar ensamblar interruptores trifásicos grandes

para propósitos exclusivos de prueba, las pruebas de contaminación artificial y de voltaje de radio interferencia pueden realizarse en un solo polo.

Cuando el fabricante establece que se requiere aislamiento suplementario como cinta o barreras durante la operación del interruptor, este aislamiento también deberá utilizarse durante las pruebas. Si se requieren cuernos de arqueo o aros equipotenciales para protección del sistema, estos pueden retirarse con el propósito de incrementar el espacio de prueba. Si son requeridos para la distribución de gradiente de potencial, estos pueden permanecer en su posición durante la prueba. Para interruptores que usan gas comprimido como aislamiento, las pruebas dieléctricas deberán ser realizadas a la presión funcional mínima (densidad), como lo especifica el fabricante. En las pruebas dieléctricas de interruptores que incorporen dispositivos de interrupción en vacío, se deberán tomar precauciones para asegurar que el nivel de emisión de rayos X esté dentro de los límites de seguridad.

3.8.9 Criterios para pasar la prueba

1) Pruebas de potencial aplicado Se considera que el interruptor pasa la prueba si no presenta rompimiento dieléctrico.

Si durante la prueba húmeda ocurre un rompimiento dieléctrico en un aislamiento externo auto-recuperable, se debe de repetir la prueba en las mismas condiciones y se considerará aprobada sólo si no ocurren más rompimientos dieléctricos.

2) Pruebas de impulso

Se deberá aplicar el procedimiento B de la norma IEC 60060-1, que indica que se deberán aplicar 15 impulsos consecutivos por rayo o por maniobra a la tensión nominal de aguante para cada condición de prueba y polaridad. Se considera que el interruptor ha pasado la prueba si el número de rompimientos dieléctricos en los aislamientos auto-recuperables no son más de dos para cada serie de 15 impulsos y si no ocurre rompimiento dieléctrico en el aislamiento no auto-recuperable. El procedimiento C de la norma IEC 60060-1

puede ser aplicado como alternativa a la prueba de aguante a los 15 impulsos, indicados en el procedimiento B. En este caso, la prueba se realizará aplicando tres impulsos consecutivos para cada polaridad. El interruptor habrá pasado la prueba si no ocurren rompimientos dieléctricos. Si ocurre un rompimiento dieléctrico en un aislamiento auto-recuperable, deberán aplicarse 9 impulsos adicionales y si no ocurren más rompimientos dieléctricos, el interruptor habrá pasado la prueba.

Si se prueba que los resultados son más desfavorables para una polaridad, es permisible realizar las pruebas sólo para esta polaridad. Algunos materiales aislantes retienen carga después de la prueba de impulso, por lo que se deberá descargar el material aislante antes de invertir la polaridad. Para permitir la descarga de los materiales aislantes se recomienda el uso de métodos adecuados, como la aplicación de tres impulsos al 80% de la tensión de prueba con la polaridad inversa antes de la prueba.

3) Comentarios generales Se recomienda que las partes aislantes sean probadas en secuencia, iniciando con el aislamiento de la parte que soporta la tensión de prueba. Cuando el aislamiento de esta parte ha pasado la prueba, de acuerdo con los criterios mencionados anteriormente, su clasificación no se degrada por posibles rompimientos dieléctricos que pueden ocurrir durante pruebas subsecuentes de otras partes aislantes.

3.9 CONDICIONES DE PRUEBA Y APLICACIÓN DE LA TENSIÓN DE PRUEBA

Se debe hacer distinción entre el caso general, donde las tres tensiones de prueba (fase a tierra, entre fases y a través del interruptor en posición abierto) son las mismas, y los casos especiales en los que la distancia aislante y los aislamientos entre fases sean más grandes que la distancia de fase a tierra.

a) Caso general

La Fig. 3.1, muestra un diagrama de conexión de un interruptor trifásico. La tensión de prueba debe ser aplicada de acuerdo con la Tabla 3.3.

b) Caso especial

Cuando la tensión de prueba, a través del interruptor en la posición de abierto, es mayor que la tensión de aguante de fase a tierra, se deberán utilizar métodos diferentes.

- Método preferido

A menos que se especifique otra cosa, el método preferido consiste en aplicar una combinación de tensiones.

- Pruebas a tensión nominal

Estas pruebas se realizan utilizando dos fuentes diferentes de tensión en condiciones de desfaseamiento para obtener el valor de tensión de prueba. En este caso, la tensión de prueba a través del interruptor en posición de abierto debe aplicarse de acuerdo con la Tabla 3.12.

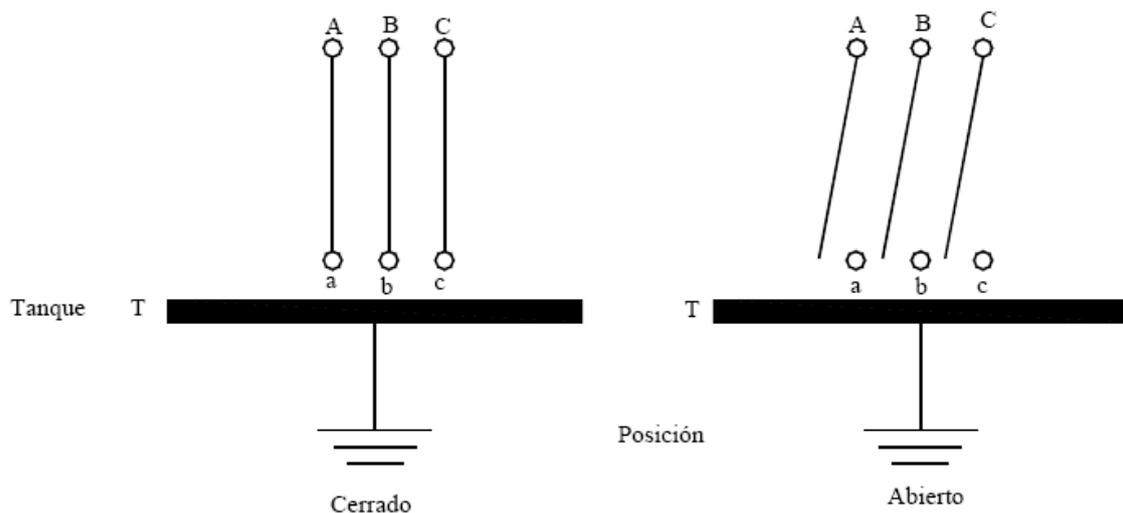


Fig. 3.10 Diagrama de conexiones para interruptores trifásicos.

Tabla 3.16 Condiciones de aplicación de tensión en la prueba para el caso general.

Condición de prueba	Dispositivo de interrupción	Tensión aplicada a:	Tierra conectada a:
1	Cerrado	Aa	BCbcT
2	Cerrado	Bb	ACacT
3	Cerrado	Cc	ABabT
4	Abierto	A	BCabcT
5	Abierto	B	ACabcT
6	Abierto	C	ABabcT
7	Abierto	a	ABCbcT
8	Abierto	b	ABCacT
9	Abierto	c	ABCabT

Las condiciones de prueba 3, 6 y 9 pueden omitirse si el arreglo de los polos exteriores es simétrico con respecto al polo central y al tanque. Las condiciones de prueba 7, 8 y 9 pueden omitirse si el arreglo de las terminales de cada polo es simétrico con respecto a la base.

Tabla 3.17 Aplicación de tensión en la prueba de tensión nominal.

Condición de prueba	Tensión aplicada a:	Tierra conectada a:
1	A y a	BCbcT
2	B y b	ACacT
3	C y c	ABabT

La condición 3 puede omitirse si el arreglo de los polos externos es simétrico con respecto al polo central y al tanque.

Prueba de impulso

La tensión nominal de aguante al impulso de fase a tierra constituye la parte principal de las pruebas de tensión y se aplica a una terminal, mientras que la tensión complementaria se suministra por medio de otra fuente de tensión con

polaridad inversa y se aplica a la terminal opuesta de la misma fase. Esta tensión complementaria puede ser un impulso de tensión o el pico de la tensión del sistema. Los demás polos y el tanque deben estar aterrizados. Para tomar en cuenta la influencia del impulso en la forma de onda de la tensión del sistema, debido al acoplamiento capacitivo entre los dos circuitos de tensión, se deben satisfacer los siguientes requerimientos de prueba: la caída de tensión debe estar limitada y no debe ser menor al valor especificado para la tensión complementaria con una tolerancia de 5%.

La caída de tensión puede reducirse en gran medida conectando un capacitor en paralelo a la terminal del lado de la tensión del sistema. La tensión de prueba debe aplicarse de acuerdo con la Tabla 3.18.

- Método alternativo

Cuando se utiliza una sola fuente de tensión, puede probarse el aislamiento a través del interruptor en posición de abierto, tanto para pruebas de tensión nominal como para pruebas de tensión de impulso de la siguiente manera.

Tabla 3.18 Conexiones para la aplicación de tensión en la prueba de tensión de impulso.

Condición de prueba	Tensión aplicada a:		Tierra conectada a:
	Parte principal	Parte complementaria	
1	A	a	BbCcT
2	B	b	AaCcT
3	C	c	AaBbT
4	a	A	BbCcT
5	b	B	AaCcT
6	c	C	AaBbT

Las condiciones de prueba 3 y 6 pueden omitirse si el arreglo de los polos externos es simétrico con respecto al polo central y al tanque. Las condiciones

4, 5 y 6 pueden omitirse si el arreglo de las terminales en cada polo es simétrico con respecto al tanque.

- La tensión total de prueba U_t se aplica entre una terminal y tierra y la terminal opuesta se aterriza.
- Cuando la tensión resultante a través del aislamiento del interruptor exceda la tensión nominal de aguante de fase a tierra, el tanque se pone a una tensión con respecto a tierra U_f , tal que $U_t - U_f$ tenga entre el 90 y 100% de la tensión nominal de aguante de fase a tierra.

3.10 PRUEBAS A INTERRUPTORES DE $U_r \leq 245$ kV

Las pruebas deberán realizarse con las tensiones de prueba dadas en las tablas 1a y 1b de la norma IEC 60694.

- 1) Pruebas a tensión nominal
- 2) Los interruptores deben ser sometidos a
- 3) pruebas de aguante de tensión nominal de
- 4) acuerdo con IEC 60060-1. La tensión que
- 5) debe soportar el interruptor para cada
- 6) condición de prueba es el valor de la
- 7) tensión nominal y debe mantenerse por
- 8) 1 minuto.
- 9) Las pruebas deben realizarse en
- 10) condiciones secas y en condiciones
- 11) húmedas para interruptores tipo exterior.
- 12) La distancia aislante puede ser probada
- 13) como sigue:
 - a) Método preferido. Para este caso, ninguno de los dos valores de tensión aplicada, a las dos terminales del interruptor, debe ser menor que un tercio de la tensión nominal de aguante de fase a tierra.

b) Método alternativo. Para interruptores aislados en gas con tensiones nominales menores a 72.5 kV y para interruptores convencionales de cualquier tensión nominal, la tensión a tierra del tanque U_f no necesita ser determinada con precisión, incluso el tanque puede estar aislado.

2) Pruebas a tensión de impulso por rayo Los interruptores deben someterse a pruebas de impulso por rayo sólo en condiciones secas. Las pruebas deben realizarse con tensiones de ambas polaridades utilizando el impulso por rayo normalizado de 1.2/50 μ s.

Cuando se usa el método alternativo, para probar la distancia aislante de interruptores en gas, con una tensión nominal menor de 72.5 kV y para interruptores convencionales de cualquier tensión nominal, la tensión a tierra del tanque U_f no necesita ser determinada con precisión, incluso el tanque puede estar aislado.

3.10.1 PRUEBAS A INTERRUPTORES DE $U_r > 245$ Kv

En la posición de cerrado, las pruebas deben realizarse en las condiciones 1, 2 y 3 de la Tabla 3.15 En la posición de abierto, las pruebas deben realizarse como se describe a continuación.

- 1) Pruebas a tensión nominal
- 2) Los interruptores deben someterse a
- 3) pruebas de tensión de aguante de corta
- 4) duración de acuerdo con IEC 60060-1.
- 5) Para cada condición de prueba se debe
- 6) alcanzar la tensión de prueba especificada
- 7) y se debe mantener por 1 minuto.
- 8) Las pruebas solamente deberán realizarse
- 9) en condiciones secas.
- 10) La distancia aislante a través del
- 11) interruptor debe probarse con el método

- 12) preferido o con el método alternativo, sin
- 13) que la tensión aplicada entre terminal y
- 14) tanque sea mayor a la tensión nominal U_r .

2) Pruebas de impulso por maniobra

Los interruptores deben someterse a pruebas de impulso por maniobra, que deben realizarse con tensión de ambas polaridades, con el impulso por maniobra normalizado de 250/2500 μ s. Las pruebas en condiciones húmedas deben realizarse sólo para interruptores tipo intemperie.

El aislamiento entre polos debe probarse en condiciones secas empleando el método preferido.

3) Pruebas de impulso por rayo Los interruptores deben someterse a pruebas de impulso por rayo sólo en condiciones secas. Las pruebas deben realizarse con tensión de ambas polaridades utilizando el impulso de rayo normalizado de 1.2/50 μ s.

3.11 PRUEBAS DE CONTAMINACIÓN ARTIFICIAL

Las pruebas de contaminación artificial no son obligatorias, cuando las distancias dieléctricas del interruptor cumplen con los requerimientos especificados en la norma IEC 60694. Si las distancias dieléctricas no cumplen estos requisitos, las pruebas de contaminación artificial deben realizarse de acuerdo a IEC 60507, utilizando la tensión nominal y los factores de aplicación dados en la norma IEC 60694.

3.12 PRUEBAS DE DESCARGAS PARCIALES

Cuando sean requeridas, deberán realizarse de acuerdo con IEC 60270.

3.13 PRUEBAS DE CIRCUITOS AUXILIARES Y DE CONTROL

Los circuitos auxiliares y de control de los interruptores deben someterse a pruebas de aguante de tensión aplicada:

- 1) Entre los circuitos auxiliares y de control y el tanque del interruptor

Si es realizable, entre cada parte de los circuitos auxiliares y de control (que en uso normal pueden estar aislados de las otras partes) y las otras partes conectadas en conjunto y al tanque.

La tensión de prueba debe ser de 2,000 V y las pruebas deben realizarse de acuerdo con la norma IEC 61180-1. La tensión debe aplicarse por 1 minuto. Los circuitos auxiliares y de control del interruptor se podrán considerar como aceptados si durante la prueba no ocurren rompimientos dieléctricos.

Normalmente, este mismo nivel de tensión se aplica para probar motores y otros dispositivos utilizados en los circuitos auxiliares y de control de los interruptores. Si estos accesorios ya fueron probados, de acuerdo con la especificación adecuada, pueden ser desconectados para estas pruebas. Si el interruptor cuenta con componentes electrónicos, se deberán adoptar diferentes procedimientos de prueba y sus valores serán acordados entre el fabricante y el usuario.

3.14 PRUEBA A TENSIÓN APLICADA PARA VERIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO.

Cuando no se pueda verificar visualmente la condición del aislamiento a través de los contactos abiertos del interruptor, se aplica la prueba de tensión de aguante en seco, a un valor de tensión que se considere apropiado.

Esto normalmente se realiza después de las pruebas de resistencia mecánica y eléctrica, o de las pruebas de cierre y apertura de corto circuito.

3.15 PRUEBA DE VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (R.I.V.)

Esta prueba aplica sólo para interruptores que tienen una tensión nominal de 123 kV o mayor.

La tensión de prueba debe aplicarse como sigue:

- 1) En posición cerrado, entre las terminales y con el tanque aterrizado.
- 2) En posición abierto, entre una terminal y las otras terminales conectadas al tanque y a tierra y luego con las conexiones invertidas si el interruptor no es simétrico. La envolvente, tanque, estructura y otras partes, normalmente aterrizadas, deberán conectarse a tierra. Se debe tener cuidado con los objetos aterrizados o no aterrizados cerca del interruptor o del circuito de prueba para evitar influenciar las mediciones.

El interruptor debe estar seco, limpio y a la misma temperatura que el cuarto donde se realiza la prueba. El interruptor no debe ser sometido a otras pruebas dieléctricas durante 2 horas antes de la prueba.

Las conexiones de prueba y sus terminales no deben ser una fuente de voltaje de radio interferencia de valores más altos que los que se indican a continuación:

El circuito de medición se muestra en la Fig. 3.2 y debe sintonizarse a una frecuencia dentro del 10% de 0.5 MHz. Sin embargo, se pueden usar otras frecuencias en el rango de 0.5 a 2.0 MHz. Los resultados se expresan en microvolts. El rango de impedancias de medición deben de estar entre 30 y 600 Ω y el ángulo de fase no deberá exceder de 20°. El voltaje de radio interferencia debe referirse a 300 Ω , considerando que el voltaje medido es

directamente proporcional a la resistencia. Por lo tanto, se recomienda una resistencia de 300Ω para interruptores con boquillas con bridas aterrizadas (por ejemplo en interruptores de tanque muerto). El filtro F, mostrado en la Fig. 3.11, debe tener una alta impedancia en la frecuencia de medición. Este filtro reduce las corrientes de radio frecuencias circulantes en el circuito de prueba, generadas por el transformador de alta tensión o adquiridas de fuentes extrañas. La impedancia adecuada del filtro debe estar entre 10 a 20 k Ω en la frecuencia de medición.

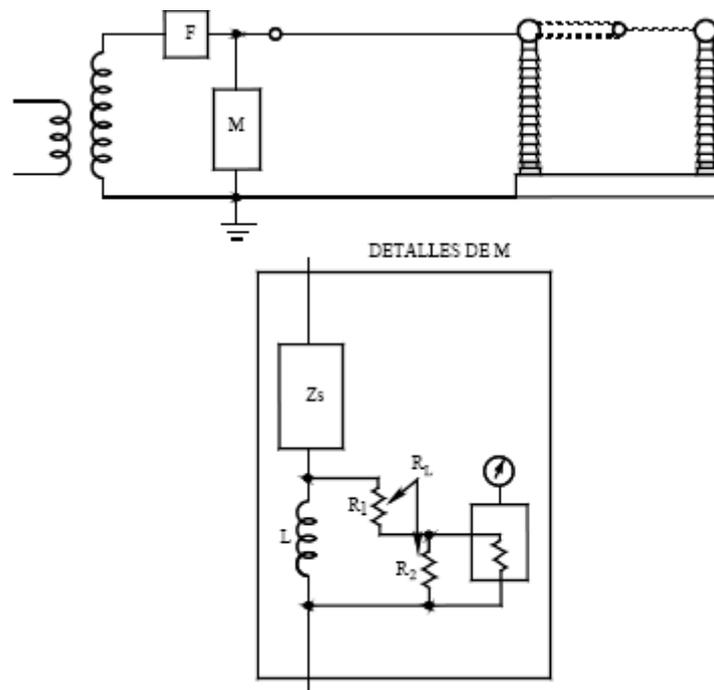


Fig. 3.11 Circuito de prueba para la prueba de voltaje de radio interferencia en interruptores.

Debe asegurarse que el nivel ambiental de radio interferencia sea entre 6 y 10 dB menor al nivel de radio interferencia especificado para el interruptor bajo prueba. Durante esta prueba se deben limpiar los aislamientos externos del interruptor y registrar las condiciones atmosféricas. El procedimiento de prueba se presenta a continuación:

Se debe aplicar una tensión de $1.1U_r/\sqrt{3}$ y mantenerla al menos por 5 minutos, siendo U_r la tensión nominal del interruptor. Posteriormente, la tensión se

disminuye en pasos hasta $0.3U_r/\sqrt{3}$, posteriormente se incrementa nuevamente en pasos hasta alcanzar el valor inicial y, finalmente, se disminuye en pasos hasta $0.3U_r/\sqrt{3}$. En cada paso se debe realizar una medición del voltaje de radio interferencia y graficar contra la tensión aplicada. La curva obtenida, es la característica de radio interferencia del interruptor.

Se considerará que el interruptor pasó la prueba si el nivel de radio interferencia a $1.1U_r/\sqrt{3}$ no excede $2,500 \mu\text{V}$.

3.15.1 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE CIRCUITOS.

1) Circuito principal

Se debe realizar una medición de la resistencia del circuito principal para usarse como referencia para el mismo tipo y diseño de interruptor. A esta prueba comúnmente se le conoce como medición de la resistencia de contactos. La medición se realiza aplicando una tensión de C.D. y midiendo la caída de tensión o resistencia a través de las terminales de cada fase o polo. La corriente a aplicar durante la prueba deberá tener un valor entre 50 A y la corriente nominal del interruptor. Se ha encontrado que un valor alto de resistencia de contactos no es evidencia contundente de un contacto defectuoso o de una mala conexión. En este caso, se recomienda repetir la prueba aplicando una corriente de prueba mayor, lo más cercana posible a la corriente nominal.

Se debe medir la caída de tensión de C.D. o la resistencia antes y después de la prueba de elevación de temperatura, con el interruptor a temperatura ambiente. Como criterio de aceptación de esta prueba, los valores obtenidos en ambas mediciones no deben diferir en más del 20%.

2) Circuitos de baja energía Los circuitos auxiliares y de control se deben probar aplicando una corriente de 10 mA y energizados con una fuente

de 6 V C.D. La resistencia del contacto cerrado no debe exceder de 50 Ω .

3.16 PRUEBA DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA

Esta prueba consiste en medir la temperatura a la que el interruptor alcanza su estabilidad térmica al circular, a través de él, su corriente nominal. El interruptor se considera estable térmicamente cuando la temperatura no varía en más de 1 °C en un lapso de una hora.

Para realizar la prueba de elevación de temperatura, el interruptor debe estar equipado con todos sus accesorios, con contactos nuevos, llenos con aceite, con gas y colocado en la posición de servicio. La prueba debe realizarse en un lugar cerrado libre de corrientes de aire. Cuando no se realiza en un lugar cerrado la velocidad del aire debe ser menor a 0.5 m/s.

Esta prueba se debe aplicar simultáneamente en todos los polos del interruptor; sin embargo, puede aplicarse en forma independiente en cada polo, considerando despreciable la influencia de los otros polos.

La conexión para alimentar la corriente de prueba al circuito principal debe realizarse de manera que aporte calor al interruptor o al tablero del control. El incremento de temperatura en la conexión debe ser medida a una distancia de un metro. Este incremento no debe ser mayor a 5 °C.

La prueba se realiza aplicando la corriente nominal del interruptor bajo prueba, con una forma de onda senoidal y a la frecuencia nominal, con una tolerancia en esta de -5 a +2%.

La temperatura de partes para las que están establecidos límites debe ser medida con termómetros o con termopares, colocados en el punto más caliente que sea accesible. La temperatura superficial de componentes inmersos en líquido dieléctrico debe ser medida sólo por termopares colocados en la

superficie de estos. La temperatura del líquido dieléctrico debe ser medida en su superficie.

El incremento de temperatura de varias partes del interruptor no debe exceder los valores presentados en la Tabla 3.5. En caso contrario, se considera que el interruptor ha fallado en la prueba de elevación de temperatura.

3.17 PRUEBA DE CORRIENTE PICO Y DE CORRIENTE INSTANTÁNEA

Al circuito principal del interruptor se le aplica una prueba para verificar su capacidad de conducir la corriente pico nominal y la corriente instantánea. Esta prueba se efectúa a cualquier nivel de tensión, pero a la frecuencia nominal $\pm 10\%$.

Para realizar la prueba, el interruptor debe estar en condiciones similares a las de operación, en la posición de cerrado y con los contactos nuevos y limpios.

Cada prueba debe ser precedida por una operación sin carga y de una medición de la resistencia del circuito principal.

La prueba puede realizarse de forma monofásica o trifásica.

Para la prueba monofásica, el procedimiento es el siguiente:

- Para un interruptor trifásico, la prueba se realiza en dos polos adyacentes.
- Para interruptores con polos separados, la prueba se realiza en dos polos adyacentes, o en un solo polo con el conductor de retorno a la distancia de fase.
- Para tensiones nominales mayores a 72.5 kV, el conductor de retorno no debe tomarse en cuenta.

Tabla 3.19 Límites de elevación de temperatura de las partes de un interruptor.

COMPONENTE		TEMPERATURAS MÁXIMAS	
CONTACTOS		Temperatura total (°C)	Elevación de temperatura a temperatura ambiente menor a 40°C (°C)
Cobre sin recubrimiento	En aire	75	35
	En SF ₆	105	65
	En aceite	80	40
De plata, niquelados o plateados	En aire (notas 1 y 2)	105	65
	En SF ₆	105	65
	En aceite (nota 2)	90	50
Estañado	En aire	90	50
	En SF ₆	90	50
	En aceite	90	50
CONEXIONES			
Cobre	En aire	90	50
	En SF ₆	115	75
	En aceite	100	60
De plata, niquelados o plateados	En aire (nota 3)	115	75
	En SF ₆	115	75
	En aceite	100	60
Estañado	En aire	105	65
	En SF ₆	105	65
	En aceite	100	60
TERMINALES EXTERNAS A CONDUCTORES			
Sin recubrimiento		90	50
Plata, níquel o estañadas		105	65
PARTES METÁLICAS QUE ACTÚAN COMO RESORTE		Ver nota 4	Ver nota 4
MATERIALES AISLANTES (nota 5)			
Clase Y (materiales no impregnados)		90	50
Clase A (materiales impregnados o sumergidos en aceite)		105	65
Clase E		120	80
Clase B		130	90
Clase F		155	115
Clase H		180	140
Esmalte	Base aceite	100	60
	Sintético en aire	120	80
	Sintético en aceite	100	60
METAL O MATERIAL AISLANTE EN CONTACTO CON ACEITE, EXCEPTO CONTACTOS		100	60
ACEITE AISLANTE PARA INTERRUPTORES		90	50

NOTAS DE LA TABLA 3.19

1.-Cuando se aplica una elevación de temperatura de 65°C se debe asegurar que no se ha causado daño a los materiales aislantes adyacentes.

2.-La calidad de la cubierta de plata será de tal clase que después de las pruebas de cortocircuito y mecánicas, todavía tenga una capa de plata en los puntos de contacto y debe considerarse como "NO CUBIERTO DE PLATA".

3.-Los valores de temperatura y de elevación de temperatura son válidos para conductores con o sin recubrimiento.

4.-La temperatura no debe alcanzar un valor donde se afecte la elasticidad del material (reblandecimiento). Para cobre puro el límite de temperatura es de 75°C.

5.-Se utilizan las siguientes clases de materiales aislantes: CLASE "Y" (90 °C) Algodón, seda y papel sin impregnación. CLASE "A" (105 °C) Algodón, seda y papel impregnados, cubiertos o sumergidos en un líquido dieléctrico como el aceite. CLASE "E" (120 °C) Barnices de terminación e impregnación, compuestos de poliuretano, compuestos epóxicos y resinas. CLASE "B" (130 °C) Mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., o combinación de ellos, construidos con varias sustancias orgánicas. CLASE "F"(155 °C) Mica, fibra de vidrio construidos con varias sustancias de otros materiales no necesariamente inorgánicos. CLASE "H" (180 °C) Nomex, Mylar laminado, mica, fibra de vidrio, barniz, resilam, DMD 180, Kapton, Pyromid, Pyroglass y Pyrolam.

La conexión a terminales en el interruptor debe realizarse de manera que evite esfuerzos mecánicos sobre éstas.

La componente de C.A. de la corriente de prueba debe ser igual a la componente de C.A. de la corriente nominal instantánea de aguante (I_k) del interruptor. La corriente pico no debe ser menor a la corriente pico nominal de aguante (I_p), ni debe exceder este valor en más del 5%.

Para la prueba trifásica, la corriente en cualquier fase no debe variar en más del 10% con respecto al promedio de las tres corrientes. El promedio de los valores *rms* de la componente de C.A. de la corriente de prueba, no debe ser menor a la corriente nominal.

La corriente de prueba I_t , inicialmente debe aplicarse por un tiempo t_t igual a la duración nominal t_k de cortocircuito.

Como criterio de aceptación, un interruptor debe ser capaz de soportar su corriente pico y su corriente instantánea, sin sufrir daño mecánico en ninguna de sus partes. Después de la prueba, el interruptor no debe mostrar un

deterioro significativo y debe ser capaz de operar correctamente, conducir su corriente nominal de forma continua sin exceder la elevación de temperatura especificada en la Tabla 3.5. Además, debe soportar la tensión especificada en las pruebas dieléctricas.

Si el interruptor cuenta con capacidades nominales de apertura y cierre, entonces la condición de los contactos no debe afectar el comportamiento del material en la apertura y cierre de estas corrientes nominales.

Para comprobar esta condición, se debe:

- Realizar una apertura sin carga del interruptor, inmediatamente después de la prueba y los contactos deben abrir al primer intento.
- Medir la resistencia de contactos. Si el valor se ha incrementado en más de un 20% y si no es posible confirmar la condición de los contactos mediante inspección visual, se debe repetir la prueba de elevación de temperatura.

3.18 PRUEBAS DE HERMETICIDAD

El propósito de esta prueba es demostrar que el porcentaje de fugas absolutas F no exceda el valor específico del porcentaje de fugas permisibles F_p .

La prueba de hermeticidad de un interruptor, que tiene instalado su mecanismo de operación, debe efectuarse en la posición de abierto y en la posición de cerrado, aunque el coeficiente de fugas sea independiente de la posición de los contactos.

En general, sólo la medición acumulativa de fugas permite el cálculo del porcentaje de fugas nominales. La prueba de hermeticidad normalmente se realiza antes y después de la prueba de operación mecánica o durante la prueba de operación a temperaturas extremas. Se acepta un incremento en el porcentaje de fugas a temperaturas extremas, siempre y cuando el incremento temporal de las fugas no exceda los valores mostrados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.20 Porcentaje permitido de fugas temporales para sistemas de gas.

Temperatura °C	Porcentaje permisible de fugas temporales
+40 y +50	3F _p
Temperatura ambiente	F _p
-5/-10/-15/-25/-40	3F _p
-50	6F _p

Sistema controlado de presión para gas

El porcentaje relativo de fugas F_{rel} debe verificarse midiendo la caída de presión Δp en un período tiempo t , el cual debe ser suficientemente grande para permitir medir la caída de presión.

Sistemas cerrados de presión para gas

Debido a que la tasa de fugas de estos sistemas es muy pequeña, la medición de la caída de presión no se aplica. Para este propósito se utiliza la medición de fugas acumulativas.

Sistemas sellados de presión

a) Interruptores en gas. Se debe realizar la prueba de hermeticidad para determinar la vida operativa esperada para el sistema de sellado de presión.

b) Interruptores en vacío. Se debe medir dos veces el nivel de vacío en un intervalo de tiempo tal que el porcentaje de vacío pueda determinarse correctamente.

Pruebas de hermeticidad de líquidos

Esta prueba se aplica principalmente a interruptores en aceite. Siguiendo el mismo principio de medición, se llena el interruptor con aceite aislante y

después de un lapso de tiempo se buscan fugas o caída de presión. En este caso, el interruptor debe contar con sus accesorios y estar en posición de operación. La prueba de hermeticidad se debe efectuar antes y después de las pruebas de operación mecánica, durante pruebas de operación a temperaturas extremas o después de la prueba de elevación de temperatura.

3.19 PRUEBA DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (EMC)

Si los sistemas auxiliares de los interruptores incluyen componentes electrónicos, éstos deben someterse a la prueba de inmunidad electromagnética. Si no incluyen componentes electrónicos, no se requiere esta prueba.

Las pruebas de inmunidad electromagnética que se pueden aplicar son:

- Transitorio eléctrico rápido o prueba de quemado. En esta prueba se simulan las condiciones causadas por la operación del interruptor en los circuitos secundarios.

Prueba de inmunidad electromagnética a onda oscilatoria. En esta prueba se simulan las condiciones causadas por una operación del interruptor en el circuito principal.

Como criterio de aceptación, los sistemas auxiliares deben soportar cada una de las pruebas anteriores sin daño permanente. Además, después de la prueba deben operar correctamente; sin embargo, la norma acepta pérdida temporal el funcionamiento de los equipos secundarios, siempre y cuando ésta se recupere después de la prueba.

3.20 PRUEBA DE OPERACIÓN MECÁNICA

La prueba de operación mecánica consiste en realizar dos mil secuencias de operación a la temperatura ambiente. A excepción de los interruptores

equipados con dispositivos de sobrecorriente, la prueba debe realizarse sin tensión ni corriente en el circuito principal. Para interruptores equipados con dispositivo de sobrecorriente, aproximadamente 10% de las secuencias de operación deben efectuarse con el mecanismo de apertura energizado por la corriente del circuito principal. Para realizar la prueba, el interruptor debe estar montado en sus soportes y contar con sus equipos auxiliares. Siempre se debe tratar de probar el interruptor ensamblado completamente. Sin embargo, se puede probar cada polo, siempre y cuando se tenga en consideración que las condiciones no son las mismas. Para este caso, las condiciones que varían son:

- El viaje mecánico.
- La potencia y resistencia del mecanismo de apertura y cierre.
- La rigidez de la estructura.

Durante el desarrollo de la prueba de operación mecánica la norma permite lubricar el interruptor de acuerdo con las especificaciones del fabricante, pero no se permiten ajustes mecánicos. Los interruptores de uso general (clase M1), deben probarse de acuerdo con la Tabla 3.7. Cuando se trata de interruptores para uso en condiciones especiales de servicio (clase M2), la prueba se realiza en las mismas condiciones y con los mismos tiempos de operación; pero en este caso, el número de secuencias de operación se repite cinco veces. Es decir, se efectúan diez mil secuencias de operación en lugar de dos mil. En este caso, la norma permite que se realicen lubricación y ajustes mecánicos al interruptor de acuerdo con lo especificado por el fabricante, pero no permite el cambio de los contactos.

Como criterio de aceptación, se deben realizar antes y después las siguientes pruebas:

- Cinco operaciones de cierre-apertura en condiciones nominales de tensión y presión.
- Cinco operaciones de cierre-apertura en condiciones mínimas de tensión y presión.

- Cinco operaciones de cierre-apertura en condiciones máximas de tensión y presión.

Durante estos ciclos de operación, se deben evaluar las características:

- Tiempo de cierre.
- Tiempo de apertura.
- Simultaneidad entre la operación de unidades de un mismo polo.
- Simultaneidad en la operación entre polos.
- Tiempo de recarga del mecanismo de operación.

Tabla 3.20 Guía para la ejecución de la prueba de operación mecánica.

Secuencia de operación	Tensión suministrada y presión de operación	Número de secuencias de operación	
		Interruptores para auto-recierre	Interruptores para no auto-recierre
C - t _s - O - t _s	Mínimo	500	500
	Nominal	500	500
	Máximo	500	500
O - t - CO - t _s - C - t _s	Nominal	250	---
CO - t _s	Nominal	---	500

O = Apertura.
C = Cierre.
CO = Cierre seguido inmediatamente de una apertura, sin retraso de tiempo.
t_s = Tiempo entre dos operaciones, necesario para restablecer las condiciones iniciales y prevenir un calentamiento indebido del interruptor.
t = 0.3 s para interruptores para auto-recierre.

- Prueba de hermeticidad (si aplica).
- Consumo del circuito de control.
- Consumo del mecanismo de disparo.
- Duración del impulso de los comandos de apertura y cierre.
- Densidad o presión del gas (si aplica).
- Medición de la resistencia del circuito principal.
- Tiempos de recorrido.
- Tensión nominal y presión de llenado nominal.
- Tensión máxima y presión de llenado máxima.
- Tensión máxima y presión de operación mínima.
- Tensión mínima y presión de operación mínima.

q) Tensión mínima y presión máxima de llenado.

Adicionalmente, se debe verificar y medir los parámetros siguientes:

- Presión de operación de fluidos y su consumo.
- Verificación de la secuencia de operación nominal.

En interruptores clase M2 en cada 2,000 secuencias de operación, se deben evaluar las características operativas (a), (b), (c), (d), (e) y (f), anteriormente mencionadas.

Después de concluida la prueba, se debe verificar que el interruptor sea capaz de: operar normalmente, conducir su corriente nominal, abrir y cerrar su corriente nominal de cortocircuito y de soportar su tensión nominal.

3.21 PRUEBAS DE CORTOCIRCUITO

Debido a que un interruptor representa la protección principal del sistema de energía eléctrica, es muy importante que éste tenga un alto grado de seguridad en su funcionamiento. Esto sólo puede lograrse mediante pruebas que simulen las condiciones que se presentan en operación. Las pruebas de cortocircuito son una de las metas más importantes y complicadas que debe de cumplir el diseño de interruptor. Estas pruebas pueden aplicarse a cámaras interruptivas individuales o al interruptor completo.

Los interruptores deberán ser capaces de energizar e interrumpir todas las corrientes de cortocircuito, simétricas y asimétricas, incluyendo las corrientes nominales de interrupción de cortocircuito. Esto se demuestra cuando los interruptores energizan e interrumpen las corrientes simétricas y asimétricas trifásicas especificadas entre 10% y 100% de la corriente de interrupción de cortocircuito nominal a la tensión de fase-tierra.

Los requerimientos de prueba para interruptores trifásicos deberán ser, de preferencia, probados en circuitos trifásicos. Si las pruebas se realizan en un laboratorio: la tensión aplicada, la corriente y las tensiones transitorias de

restablecimiento y normales pueden obtenerse de una fuente sencilla de alimentación (pruebas directas); o de varias, donde toda la corriente o la mayor parte de ella proviene de una fuente y la tensión transitoria de restablecimiento es obtenida de una o más fuentes (pruebas sintéticas). Si debido a limitaciones del sitio de pruebas el comportamiento de cortocircuito de un interruptor no puede ser probado, tal y como se mencionó en el párrafo anterior, se pueden emplear varios métodos, tanto directos como sintéticos, los cuales pueden ser usados individualmente o en combinación, dependiendo del tipo de interruptor.

A un diseño nuevo de interruptor se le debe de realizar toda la serie de pruebas de cortocircuito (prueba de cortocircuito, falla de terminal, falla de línea corta, falla de defasamiento y de interrupción de corrientes capacitivas). La norma permite que al interruptor se le realice lubricación y ajustes entre cada serie de pruebas, de acuerdo con las indicaciones del fabricante. Los interruptores trifásicos que tienen sus contactos de arqueo soportados en una misma estructura deben probarse de forma trifásica. Por otro lado, interruptores trifásicos que tienen sus dispositivos de operación independientes, pueden ser probados por polo.

Cuando un interruptor trifásico es probado por polo, se requiere aplicar al polo la corriente y la tensión que se presente en la falla trifásica más severa.

Antes de empezar la prueba de cortocircuito, se debe realizar una secuencia de operaciones en el interruptor, sin carga, para determinar las características operativas, tales como el tiempo de apertura y el tiempo de cierre. Adicionalmente, se debe probar el interruptor alimentando sus circuitos de control con un 85% de su tensión de operación nominal. Al realizar esta prueba, la presión del fluido para interrupción se debe fijar en su mínimo valor operacional.

En la actualidad, es posible realizar pruebas de cortocircuito a interruptores trifásicos hasta de 145 kV con capacidad interruptiva de 31.5 kV. Para niveles mayores de tensión y capacidad interruptiva las cámaras de los interruptores deben ser probadas individualmente. En México los interruptores pueden ser evaluados, desde el punto de vista de cortocircuito, en el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) que está específicamente diseñado para este tipo de pruebas.

El circuito básico que se utiliza para la prueba de corto circuito se muestra en la Fig. 3.3. Éste consiste en una fuente de alimentación (G) que puede ser un generador de cortocircuito especialmente diseñado para este propósito o la red eléctrica. Para la protección del generador o fuente de alimentación, se requiere un interruptor de respaldo (IR) que se utiliza para interrumpir la corriente de prueba, en el evento de que el interruptor bajo prueba (OBP) falle para interrumpir la corriente. En serie con el interruptor de respaldo hay un dispositivo de desconexión de alta velocidad llamado *making switch* (MS), que es un dispositivo sincronizado capaz de cerrar con precisión los contactos en cualquier punto de la onda de corriente. Esto permite un control preciso del inicio de la corriente de prueba y proporciona la asimetría deseada necesaria para cumplir las condiciones específicas de la prueba establecidas en las normas. También se utilizan reactores limitadores de corriente (L) que se conectan en serie con el *making switch* y cuya función es limitar la magnitud de la corriente de prueba a los valores requeridos. Los reactores se combinan en diferentes esquemas de conexión para proporcionar una amplia gama de valores de impedancia. Adicionalmente, se conectan transformadores, entre el interruptor de prueba y el generador; éstos tienen un rango muy amplio de relaciones y se usan para permitir flexibilidad durante las pruebas a diferentes niveles de tensión y para proporcionar aislamiento entre el objeto bajo prueba y el generador.

Por último, se conecta un banco de capacitores (C), un juego de divisores de tensión capacitivos (V) y un *shunt* (Is) a través del interruptor bajo prueba. El banco de capacitores se usa para dar la forma de la tensión transitoria de

restablecimiento (TTR), los divisores de tensión se utilizan para medir la tensión y el *shunt* se emplea para medir la corriente que fluye a través del objeto bajo prueba.

Condiciones para las pruebas

La norma establece que donde sea aplicable, antes del inicio de las pruebas, el fabricante deberá manifestar los valores de:

- Condiciones mínimas del mecanismo de operación garantizando la secuencia de operación nominal (por ejemplo, la presión mínima funcional para operación para un mecanismo de operación hidráulico).
- Condiciones mínimas del dispositivo de interrupción garantizando la secuencia nominal de operación (por ejemplo, la presión mínima funcional para interrupción para un interruptor en SF6).

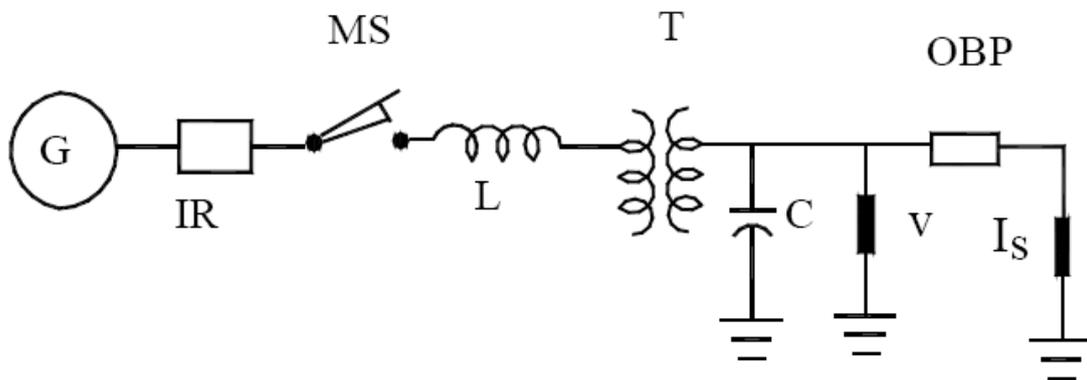


Fig. 3.12 Circuito básico usado para la prueba de cortocircuito.

3.22 COMPORTAMIENTO DEL INTERRUPTOR ANTES, DURANTE Y DESPUÉS DE LAS PRUEBAS DE CORTOCIRCUITO ANTES DE LAS PRUEBAS

Antes de las pruebas de corto circuito, el interruptor no debe mostrar:

- Signos de desgaste.
- Interacción peligrosa entre fases.
- Interacción peligrosa con equipo adyacente en el sitio de prueba (laboratorio).
- Comportamiento que ponga en peligro al personal.

Durante las pruebas

El interruptor puede ser inspeccionado después de cualquier ciclo de prueba. Sus partes mecánicas y aislamientos deben estar en las mismas condiciones que antes de aplicar el ciclo de pruebas. Generalmente, es suficiente con una inspección visual. En caso de duda se debe aplicar la prueba de potencial aplicado.

Después de cada ciclo de prueba de cortocircuito el interruptor debe ser capaz de conducir e interrumpir su corriente nominal a su tensión nominal, aunque su funcionamiento en cortocircuito no sea el adecuado. Los contactos principales deben de estar en condición de conducir la corriente nominal del interruptor sin exceder por más de 10 °C la temperatura indicada en la Tabla 3.5. Se debe de poner atención especial al desgaste, área de contacto, presión y movimiento.

Después de las pruebas

La norma indica que después de completar la serie de pruebas de cortocircuito, se debe realizar una operación de apertura y cierre sin carga, para verificar sus condiciones operativas, las cuales deben ser muy similares a las obtenidas en las mediciones realizadas antes de las pruebas de cortocircuito.

Ciclos de pruebas de cortocircuito

Los ciclos básicos de prueba de cortocircuito establecidos en IEC son:

T10 Consiste de una secuencia de operaciones nominales al 10% de la corriente nominal de cortocircuito, con una componente de C.D. menor al 20%.

T30 Consiste de una secuencia de operaciones nominales al 30% de la corriente nominal de cortocircuito, con una componente de C.D. menor al 20%.

T60 Consiste de una secuencia de operaciones nominales al 60% de la corriente nominal de cortocircuito, con una componente de C.D. menor al 20%.

T100s Consiste de una secuencia de operaciones nominales al 100% de la corriente nominal de cortocircuito. Para este ciclo, el porcentaje de la componente de C.D. no debe exceder el 20% de la componente de C.A.

Para los ciclos de prueba T10 y T30 la norma permite una desviación de hasta un 20% en el valor de la corriente nominal de apertura de cortocircuito. Para el ciclo de prueba T60, la desviación debe ser menor al 10%.

Para el ciclo de prueba T100s, la corriente pico de apertura de cortocircuito no debe ser mayor al 110% de la corriente nominal de cortocircuito al cierre.

Tensión aplicada para la prueba de energización o cierre

Para la prueba de cierre en condiciones de cortocircuito, la tensión aplicada debe ser:

- Para interruptores trifásicos probados en forma trifásica el valor promedio de la tensión aplicada entre fases no debe ser menor a la tensión nominal y no debe de exceder este valor por más del 10% y la diferencia entre el valor promedio y la tensión aplicada en cada fase no debe exceder el 5%.
- Para interruptores trifásicos probados de la forma monofásica la tensión aplicada no debe ser menor que el valor de tensión de fase a tierra ($U_r/\sqrt{3}$) y no debe de exceder este valor por más del 10 %.
- Para interruptores monofásicos, la tensión aplicada no debe ser menor a la tensión nominal y no debe de exceder este valor por más del 10%.

Corriente de energización o cierre de Cortocircuito

La habilidad de un interruptor para cerrar a la corriente de cortocircuito se evalúa aplicando el ciclo de prueba T100s. Para que el interruptor pase este ciclo de prueba, debe poder:

- Cerrar contra una corriente simétrica como resultado de un prearco que se inicia en el pico de la tensión aplicada. Esta corriente debe ser la componente simétrica de la corriente nominal de apertura de cortocircuito.
- Cerrar a una corriente de cortocircuito completamente asimétrica, ésta debe ser la corriente nominal de cortocircuito de cierre.

Corriente de apertura de cortocircuito

La corriente de cortocircuito a ser interrumpida debe determinarse en el instante de separación de los contactos, de acuerdo con la Fig. 3.4 y se debe establecer en términos de los dos valores siguientes:

- El promedio de los valores *rms* de la componente de C.A. en todas las fases.
- El valor en porciento de la máxima componente de C.D. en cualquier fase.

Tensión transitoria de restablecimiento (TTR)

Durante la prueba de corto circuito algunas características del interruptor, tales como la tensión de arco y conductividad postarco, afectan la TTR. Por lo tanto, la TTR medida en las terminales del interruptor va a diferir de la TTR del circuito de prueba, tanto en magnitud como en la forma de la onda. Debido a esto, se debe medir la TTR durante la prueba de cortocircuito y la TTR del circuito de prueba en forma separada.

Tensión de recuperación

La tensión de recuperación del circuito de prueba no debe ser menor al 95% del valor especificado en los siguientes tres incisos y se debe mantener por lo menos durante 0.3 s.

a) Para interruptores trifásicos probados de forma trifásica, el valor promedio de la tensión de recuperación debe ser igual a la tensión nominal del interruptor dividida por raíz de tres ($U_r/\sqrt{3}$).

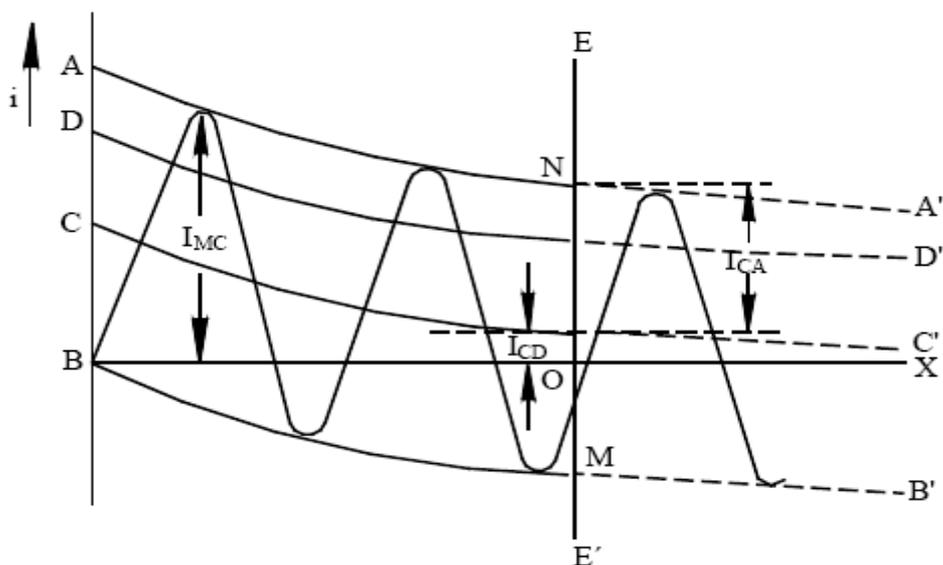
b) Para interruptores trifásicos probados de forma monofásica, la tensión de recuperación debe ser igual al producto de la tensión de fase a tierra $U_r/\sqrt{3}$ y el factor del primer polo que abre (1.3 ó 1.5); la tensión de recuperación debe ser reducida a $U_r/\sqrt{3}$ después de un intervalo de tiempo de un ciclo de la frecuencia nominal.

c) Para interruptores monofásicos, la tensión de recuperación debe ser igual a la tensión nominal del interruptor.

3.23 Procedimiento de prueba

La prueba de cortocircuito consiste en aplicar los ciclos de prueba mencionados anteriormente y realizar una secuencia de operaciones del interruptor bajo prueba. Los intervalos de tiempo entre operaciones individuales de la secuencia de pruebas deben ser los tiempos de la secuencia nominal de operación del interruptor.

La norma IEC-62271-2001 en el inciso 6.105 describe el procedimiento de la prueba de cortocircuito.



3.24 PRUEBAS DE FALLA A TIERRA

Los interruptores deben ser capaces de liberar corrientes de cortocircuito monofásicos. Esto puede ocurrir en dos casos distintos:

- En sistemas de neutro sólidamente aterrizados, en el caso de falla monofásica.
- En sistemas de neutro no sólidamente aterrizados, en el caso de doble falla a tierra. Por ejemplo, falla a tierra en dos fases distintas, una en el lado fuente y la otra en el lado carga.

Dependiendo de la condición de aterrizamiento del neutro del sistema en el cual será usado el interruptor, se requieren pruebas adicionales de apertura monofásica.

Estas pruebas son para demostrar que:

- El interruptor es capaz de liberar fallas monofásicas.
- La operación del interruptor no se ve afectada por el desbalance de fuerzas producidas por la falla monofásica.

3.25 PRUEBAS DE FALLA DE LÍNEA CORTA

Las pruebas de falla de línea corta se realizan para determinar la capacidad de un interruptor para interrumpir corrientes de cortocircuito bajo condiciones de falla de línea corta.

Esta prueba sólo se aplica a interruptores trifásicos diseñados para instalarse directamente en líneas aéreas que tienen una tensión nominal de 52 kV o mayor y que tienen una corriente nominal de cortocircuito mayor a 12.5 kA.

3.26 PRUEBAS DE INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES INDUCTIVAS (REACTORES Y MOTORES)

Cuando un interruptor está diseñado para operar corrientes inductivas, como la energización de reactores en derivación o de motores, se debe someter a pruebas complementarias de cortocircuito. Estas pruebas están especificadas en la norma IEC 1233-94 y su propósito es:

- Probar la capacidad del interruptor para interrumpir corrientes de reactores dentro del tiempo requerido de arqueo.
- Demostrar que los reencendidos no tienen efecto perjudicial en el interruptor y que éstos ocurren sólo entre los contactos de arqueo.

3.27 PRUEBAS DE APERTURA Y CIERRE DE DEFASAMIENTO (FUERA DE FASE)

La corriente nominal de apertura fuera de fase es la máxima corriente de defasamiento que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en condiciones de uso y de comportamiento descritas en las normas IEC. La especificación de las corrientes de apertura y cierre, fuera de fase, no es obligatoria. Sin embargo, si se asigna una corriente nominal de interrupción fuera de fase, se debe aplicar lo siguiente:

- En interruptores para sistemas con neutro sólidamente aterrizado, la tensión de recuperación a frecuencia nominal debe ser $2.0/\sqrt{3}$ veces la tensión nominal del interruptor.
- En interruptores para sistemas de aterrizamiento diferentes al anterior, la tensión de recuperación a frecuencia nominal debe ser $2.5/\sqrt{3}$ veces la tensión nominal del interruptor.

- Para la operación de apertura de cada ciclo de prueba, la componente de corriente directa de la corriente de apertura debe ser menor al 20% de la componente de corriente alterna.
- Para la operación de cierre del ciclo de prueba la tensión debe ser $2.0U_r/\sqrt{3}$, y el cierre debe ocurrir en $\pm 15^\circ$ del valor pico de la tensión aplicada.

Como criterio de aceptación, la corriente nominal de apertura fuera de fase debe ser igual al 25% de la corriente nominal de apertura de cortocircuito. También la corriente nominal de cierre fuera de fase debe ser igual al valor de la cresta de la corriente nominal de apertura fuera de fase.

3.28 PRUEBAS DE INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES CAPACITIVAS

Las pruebas de interrupción de corrientes capacitivas son aplicables para todos los interruptores que operan bajo cualquiera de las siguientes condiciones:

- Interrupción de corrientes de línea con carga.
- Interrupción de corrientes de cables con carga.
- Interrupción de corriente de un banco de capacitores.
- Interrupción de corriente de bancos de capacitores conectados en oposición.
- Corriente *Inrush* al cierre de un banco simple de capacitores.
- Corriente *Inrush* al cierre de bancos de capacitores conectados en oposición.

Cuando un interruptor opera con corrientes capacitivas, la norma permite reencendidos. Se han definido dos clases de interruptores de acuerdo con la cantidad de reencendidos:

- Clase C1. Interruptores con baja probabilidad de reencendidos durante la apertura de corrientes capacitivas.
- Clase C2. Interruptores con muy baja probabilidad de reencendidos durante la apertura de corrientes capacitivas.

Las características del circuito capacitivo a ser interrumpido, deben ser tales que la caída de tensión, a través del interruptor, no exceda al 10% después de un intervalo de 300 ms, posteriormente a la extinción del arco. Básicamente un interruptor puede operar tres tipos de cargas capacitivas:

- 1) Corriente de carga de línea.
- 2) Corriente de carga de cables.
- 3) Corriente de banco de capacitores.

Las pruebas de interrupción de corrientes capacitivas consisten básicamente en aplicar la tensión de prueba entre las terminales del interruptor y realizar una secuencia de operación que está determinada por la clase del interruptor (C1 o C2).

Se considera que el interruptor ha pasado la prueba cuando cumple con las condiciones siguientes:

- No muestra señales de deterioro.
- No muestra interacción perjudicial entre polos o fases.
- No muestra interacción perjudicial con equipos adyacentes.
- No muestra un comportamiento que puede ser peligroso para el personal.
- No ocurren reencendidos durante el ciclo de pruebas. Si llega a ocurrir un reencendido, se tiene que repetir completamente el ciclo de pruebas en el mismo interruptor, sin aplicarle ningún tipo de mantenimiento. En este segundo ciclo de pruebas no debe ocurrir ningún reencendido; tampoco deben ocurrir flámeos externos ni flámeos de fase a tierra.
- El interruptor, después de realizar la prueba de interrupción de corrientes capacitivas, debe ser capaz de operar satisfactoriamente para abrir y cerrar la corriente nominal de cortocircuito a su tensión nominal.
- El interruptor debe ser capaz de conducir su corriente nominal sin tener un incremento de temperatura excesivo.
- No debe haber evidencia de perforación, flameo o *tracking* en los materiales aislantes internos del interruptor.

- La degradación resultante en las partes conductoras del interruptor no debe afectar la capacidad de conducción nominal. Si no ocurren reencendidos durante la prueba, las condiciones del dieléctrico deben ser verificadas mediante una inspección visual.
- Si ocurre un reencendido, las condiciones del aislamiento deben verificarse, como se indica en el punto “prueba de tensión aplicada para verificación de la condición del aislamiento” del inciso 3.3.10 de este manual.

3.29 VERIFICACIÓN VISUAL Y DEL DISEÑO

El interruptor debe ser inspeccionado de forma visual, para verificar que cumpla con las especificaciones de compra.

3.30 VERIFICACIÓN DEL GRADO DE PROTECCIÓN

El grado de protección de un interruptor se verifica con las pruebas siguientes:

- Verificación del código IP.
- Prueba de impacto.

3.31 VERIFICACIÓN DEL CÓDIGO IP

El código IP es un sistema para indicar el grado de protección que proveen los gabinetes contra el acceso a partes peligrosas, el ingreso de objetos sólidos, ingreso de agua y para dar información adicional en relación con dicha protección. El código IP se indica en la Fig. 3.5. En la Tabla 3.8 se presenta una breve descripción de los elementos del código IP. Los procedimientos de prueba de cada número o letra del código IP se describen en la norma IEC 60529- 1999.

3.32 PRUEBA DE IMPACTO

De común acuerdo entre el fabricante y el usuario, a los gabinetes para interruptores tipo interior se les pueden realizar pruebas de impacto. Estas pruebas consisten en aplicar tres golpes en los puntos más débiles del gabinete. Se excluyen de esta prueba los instrumentos de medición, válvulas, relevadores, etcétera. El impacto se aplica con un martillo cabeza de acero semiesférica con radio de 25 mm, con una dureza Rockwell R100. Para aplicar

el golpe se utiliza un equipo basado en resortes. Después de la prueba, el gabinete no debe mostrar fracturas y las deformaciones sufridas no deben afectar el funcionamiento del equipo, ni reducir el nivel de aislamiento, las distancias o el grado específico de protección contra el acceso a partes peligrosas por arriba de los valores permitidos. Se pueden ignorar daños superficiales como pintura levantada, rompimiento de costillas de enfriamiento o partes similares y pequeñas deformaciones.

3.33 PRUEBAS DE TEMPERATURAS EXTREMAS

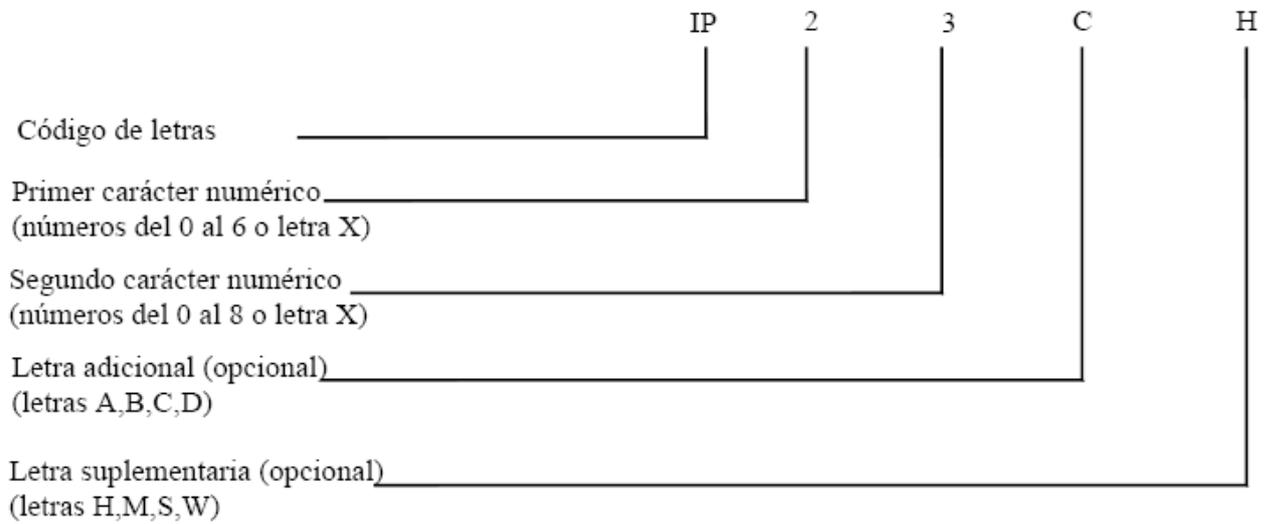
El objetivo de estas pruebas es caracterizar la operación del interruptor en condiciones de temperaturas extremas. Para realizar la prueba, se mide la temperatura del aire ambiente a una distancia de un metro de separación, a la mitad de la altura del interruptor. La realización de estas pruebas no debe hacerse de forma subsecuente y el orden en el que se realizan es arbitrario. Para interruptores tipo interior clase $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y para interruptores tipo exterior clase $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, no se requiere realizar la prueba de temperatura baja.

3.34 Prueba de temperatura extremadamente baja

El diagrama de la Fig. 3.6 muestra la identificación y secuencia de los pasos a seguir en esta prueba.

- a) El interruptor debe ser ajustado a sus condiciones nominales.
- b) Se deben medir las características operativas del interruptor a una temperatura ambiente TA de $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$.
- c) Con el interruptor en la posición de cerrado, la temperatura del aire se decrementa hasta alcanzar la temperatura mínima nominal de operación del interruptor. El interruptor debe permanecer por lo menos 24 horas en la posición cerrado, después de que la temperatura mínima de operación se ha estabilizado.
- d) Durante este período de 24 horas, se debe realizar la prueba de hermeticidad.
- e) Después de permanecer 24 horas a temperatura mínima, el interruptor se abre y se cierra con sus valores nominales. Se miden los tiempos de apertura y

cierre para establecer las características de operación del interruptor a temperaturas bajas.



Cuando no se requiere especificar una característica numérica, debe ser reemplazada por la letra "X" ("XX" si ambos números son omitidos).

Las letras adicionales ya suplementarias pueden omitirse sin ser reemplazadas.

Cuando más de una letra suplementaria es usada, se debe usar secuencia alfabética en su indicación.

Fig. 3.14 Elementos del código IP.

Elemento	Número o letra	Significado para la protección del equipo	Significado para la protección de personas
Código de letras	IP	---	---
Primer carácter numérico		Contra el ingreso de objetos sólidos extraños	Contra el acceso a partes peligrosas con:
	0	Sin protección	Sin protección
	1	Con diámetro superior a 50 mm	Dorso de la mano
	2	Con diámetro superior a 12.5 mm	Dedos
	3	Con diámetro superior a 2.5 mm	Herramienta
	4	Con diámetro superior a 1.0 mm	Cable
	5	Protección contra basura	Cable
	6	Protección contra basura pequeña	Cable
Segundo carácter numérico		Contra ingreso de agua con efectos perjudiciales	---
	0	Sin protección	
	1	Goteo vertical	
	2	Goteo (con 15° de inclinación)	
	3	Rocío	
	4	Salpicaduras	
	5	Chorro	
	6	Chorro a presión	
	7	Inmersión temporal	
8	Inmersión continua		
Letra adicional		---	Contra acceso a partes peligrosas con:
	A		Dorso de la mano
	B		Dedos
	C		Herramienta
	D	Cables	
Letra suplementaria		Información suplementaria específica para :	---
	H	Equipos de alta tensión	
	M	Movimiento durante la prueba de lluvia	
	S	Ausencia de movimiento durante la prueba de lluvia	
	W	Condiciones climatológicas	

Tabla 3.21 Significado de los elementos del código IP.

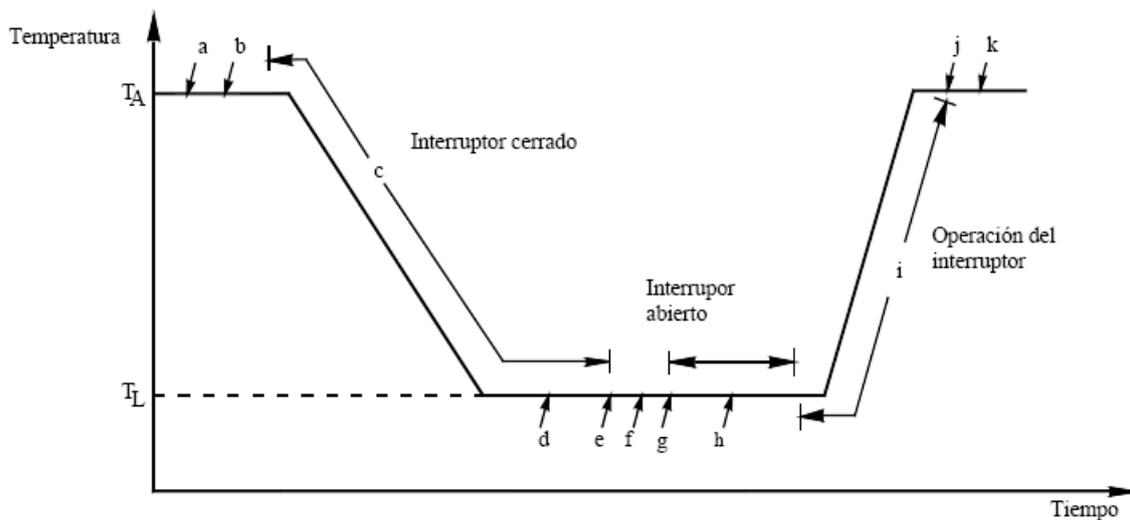


Fig. 3.15 Secuencia de la prueba de temperatura baja.

- f) El comportamiento del interruptor y de todas sus alarmas se verifica desconectando todas sus fuentes de calor por un lapso de tiempo t_x . Durante este período de tiempo, se permite que se presenten alarmas, pero no bloqueos. Al concluir el tiempo t_x , se le da la señal de apertura al interruptor, en condiciones nominales, el interruptor debe abrir y se mide el tiempo de apertura. El tiempo t_x lo especifica el fabricante y no debe ser menor a 2 horas.
- g) Se deja al interruptor en la posición de abierto por 24 horas.
- h) Durante el tiempo que el interruptor permanece abierto, se realiza la prueba de hermeticidad.
- i) Después de que el interruptor ha permanecido 24 horas en la posición de abierto, se realiza una operación de cierre y una de apertura, midiendo los tiempos respectivos para establecer las características de operación a baja temperatura. Posteriormente, se deben realizar tres operaciones de cierre-apertura sin retraso de tiempo. Finalmente, se deben completar 50 operaciones de cierre apertura ejecutando la secuencia $C-ts-O-ts$.

j) Se incrementa la temperatura del aire hasta la temperatura ambiente TA a razón de $10\text{ }^{\circ}\text{C/h}$.

k) Cuando el interruptor se ha estabilizado a la temperatura ambiente, se miden sus características operativas. Los valores obtenidos se comparan con los obtenidos al inicio de la prueba. Es común que la acumulación de fugas active alarmas, pero no se acepta que la acumulación de fugas bloquee el interruptor.

3.35 PRUEBA DE TEMPERATURA EXTREMADAMENTE ALTA

El diagrama de la Fig. 3.7 muestra la identificación y secuencia de los pasos a seguir en esta prueba.

k) Cuando el interruptor se ha estabilizado a la temperatura ambiente, se miden sus características operativas.

l) El interruptor debe ajustarse a sus condiciones nominales.

m) Se miden las características operativas del interruptor a una temperatura ambiente de $20 \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

n) Con el interruptor en la posición cerrado, la temperatura del aire se debe incrementar hasta $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ para todo tipo de interruptores; excepto para los interruptores para climas muy cálidos, para los cuales la temperatura del aire se incrementa hasta $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. El interruptor debe permanecer en esta posición al menos por 24 horas, después de que la temperatura ambiente se ha estabilizado.

o) Durante estas 24 horas, se debe realizar la prueba de hermeticidad al interruptor.

- p) Posteriormente se abre y cierra el interruptor, tomando los tiempos de apertura y cierre, para establecer las características operativas a temperatura alta.
- q) Se abre el interruptor y se deja así por 24 horas.
- r) Durante este último lapso de tiempo, se ejecuta la prueba de hermeticidad en el interruptor.
- s) Después de que el interruptor ha permanecido 24 horas en la posición de abierto, se realiza una operación de cierre y una de apertura, midiendo los tiempos respectivos. Posteriormente, se deben realizar tres operaciones de cierre-apertura sin retraso de tiempo. Finalmente, se deben completar 50 secuencias de operación *C-ts-O-ts*.
- t) Se decreta la temperatura del aire hasta la temperatura ambiente a razón de 10 °C/hr.
- u) Cuando el interruptor se ha estabilizado a la temperatura ambiente se miden sus características operativas. Los valores obtenidos se comparan con los obtenidos al inicio de la prueba. Es común que la acumulación de fugas active alarmas, pero no se acepta que la acumulación de fugas bloquee el interruptor.

3.36 PRUEBA DE HUMEDAD

La prueba de humedad se debe aplicar a los interruptores o sus elementos, que estén expuestos a esfuerzos eléctricos y a condensación en su superficie aislante, debido a cambios bruscos de temperatura. Esto se presenta principalmente en los aislamientos de interruptores tipo interior. La prueba no se debe aplicar a interruptores tipo intemperie que están expuestos a precipitación de lluvia ni tampoco cuando el interruptor cuenta con medios para evitar la condensación (resistencias calefactoras).

Para realizar esta prueba es necesario contar con un cuarto de prueba en el que la circulación de aire, la temperatura y la humedad relativa puedan ser

controladas. Un ciclo de prueba consiste de cuatro períodos (t_1 , t_2 , t_3 y t_4), como se observa en la Fig. 3.8. Durante la mitad de la prueba la superficie del objeto bajo prueba debe estar húmeda y la otra mitad debe estar seca. Para lograr esto, se tiene un período t_2 con una temperatura alta TH ($TH = 40 \pm 2$ °C), y un período t_4 con una temperatura baja TB ($TB = 25 \pm 3$ °C). Ambos períodos tienen la misma duración.

La duración del ciclo de prueba depende de las características térmicas del objeto bajo prueba y debe ser lo suficientemente grande, para que al aplicar la temperatura alta y baja se logre humedecer y secar la superficie aislante bajo prueba. Para obtener estas condiciones, se ejecutan varios ciclos previamente a la prueba, observando que se cumpla con estas condiciones. Una vez determinado el tiempo del ciclo y la duración de cada uno de sus períodos se deben realizar 350 ciclos.

Para controlar la humedad relativa del aire, en el cuarto de prueba se aplica niebla. La niebla se obtiene por atomización de 0.2 litros a 0.4 litros de agua por hora por metro cúbico del volumen total, con una resistividad mayor a 100 Ω m. El diámetro de las gotas debe ser menor a 10 μ m. La dirección de los rociadores debe ser tal que la superficie bajo prueba no sea rociada directamente. Tampoco deben caer o escurrir gotas de agua de la superficie bajo prueba. Durante la aplicación de la niebla el cuarto de prueba debe cerrarse y no debe permitirse la ventilación forzada. La temperatura y la humedad relativa del aire en la cabina deben ser medidas en las cercanías del objeto bajo prueba. En general, se debe tener una humedad relativa del 80% cuando se tiene una temperatura baja de 25°C; y una humedad relativa de 95% cuando se tiene una temperatura alta, de 40°C. Como criterio de aceptación de esta prueba, los circuitos auxiliares y de control deben soportar la aplicación de una tensión de 1,500V por un minuto.

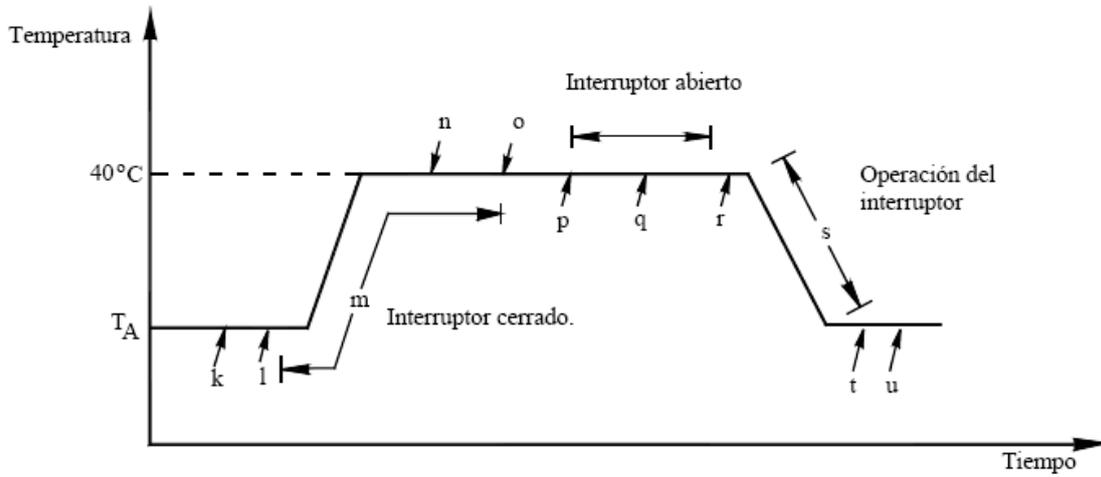


Fig. 3.16 Secuencia de la prueba de temperatura alta.

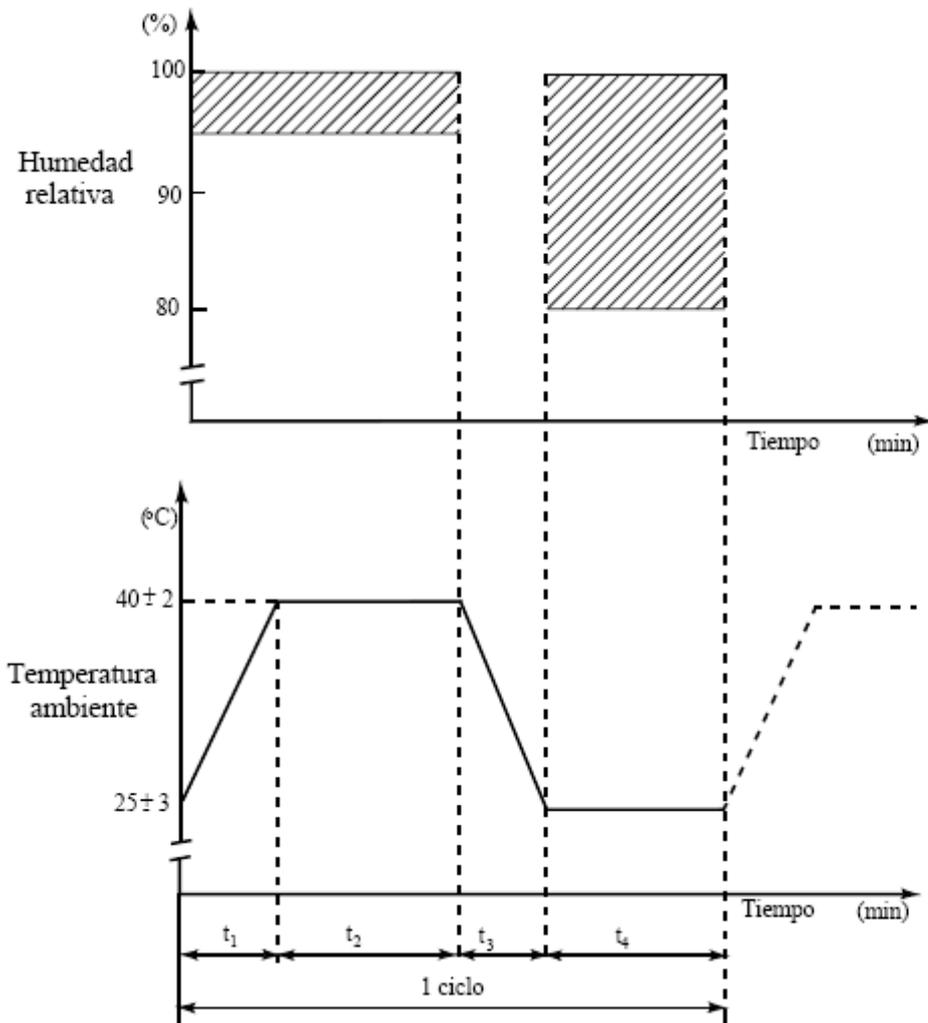


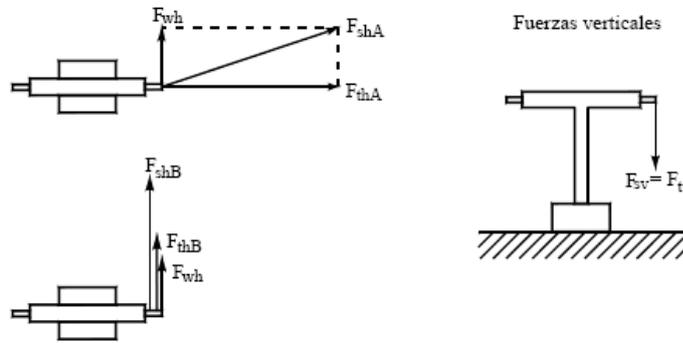
Fig. 3.17 Ciclo de la prueba de humedad.

3.37 PRUEBAS DE CARGA ESTÁTICA EN TERMINALES

La prueba de carga estática en terminales se realiza para demostrar que el interruptor opera adecuadamente con carga resultante por esfuerzos debidos a la acumulación de hielo, viento y a la conexión de conductores. La prueba de carga estática a terminales sólo se aplica a interruptores tipo intemperie que tienen una tensión nominal de 52 kV o mayor. Si el fabricante demuestra mediante cálculo que el interruptor puede soportar estos esfuerzos, no es necesario realizar la prueba. Ejemplos de las fuerzas originadas por la conexión de conductores flexibles o tubulares a las terminales, se presentan en la Tabla 3.9. La fuerza de tensión causada por la conexión de conductores, se asume que actúa en la punta extrema de la terminal del interruptor. La acción simultánea del hielo, viento y la conexión de conductores, origina las fuerzas F_{shA} , F_{shB} y F_{sv} respectivamente, éstas son definidas como la carga estática nominal en terminales, ver Fig. 3.9. La prueba se realiza al menos completamente en un polo del interruptor. Si el fabricante puede probar que no existe interacción entre diferentes columnas en un polo, es suficiente probar en una sola columna. Para interruptores simétricos, con respecto a sus polos, es suficiente con probar un solo polo. Para interruptores que no son simétricos, se debe probar todos los polos. Las pruebas deben realizarse de forma separada; primero se aplica una fuerza horizontal F_{shA} , sobre el eje longitudinal de la terminal (dirección A de la Fig. 3.10), posteriormente se aplica una fuerza F_{shB} en las direcciones B1 y B2 (ver Fig. 3.10) y finalmente se aplica una fuerza F_{sv} en las direcciones C1 y C2 (ver Fig. 3.10).

Rango de tensión nominal U_r (kV)	Rango de tensión nominal I_r (A)	Fuerza horizontal estática		Fuerza vertical estática
		F_{th}		Eje vertical hacia arriba y hacia abajo F_{tv} (N)
		Longitudinal F_{thA} (N)	Transversal F_{thB} (N)	
52 – 72.5	800 – 1250	500	400	500
52 – 72.5	1600 – 2500	750	500	750
100 – 170	1250 – 2000	1000	750	750
100 – 170	2500 – 4000	1250	750	1000
245 – 362	1600 – 4000	1250	1000	1250
420 – 800	2000 – 4000	1750	1250	1500

Tabla 3.22 Ejemplos de fuerzas estáticas horizontales y verticales para la prueba de carga estática en terminales.



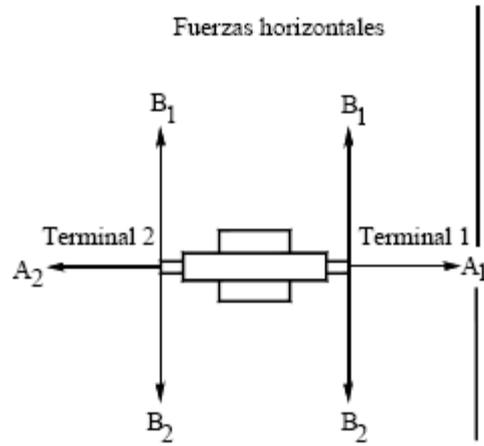
- F_{thA} Fuerza de tensión horizontal debida a la conexión de conductores (dirección A)
- F_{thB} Fuerza de tensión horizontal debida a la conexión de conductores (dirección B)
- F_{tv} Fuerza de tensión vertical debida a la conexión de conductores (dirección C)
- F_{wh} Fuerza de tensión horizontal en un interruptor debido al viento y a la acumulación de hielo
- F_{shA} F_{shB} F_{sv} Carga estática nominal de la terminal (fuerzas resultantes)

Nota: Las direcciones A, B, y C se indican en la Fig. 3.10

	Horizontal	Vertical	Observación
Fuerzas debidas al viento y al hielo en el conductor conectado	F_{thA} F_{thB}	0	De acuerdo con la Tabla 11.9
Fuerza debida al viento y al hielo en el interruptor	F_{wh}	F_{sv}	Calculado por el fabricante
Fuerza resultante	F_{shA} F_{shB}		

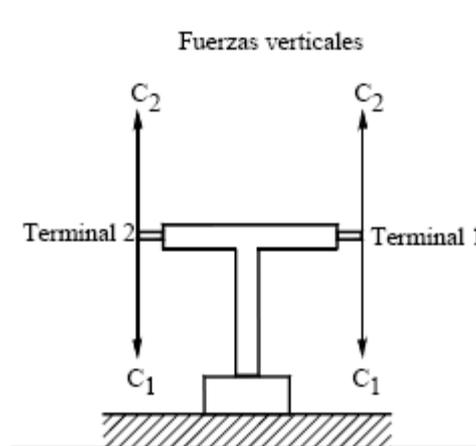
La fuerza horizontal en el interruptor debida al viento, puede ser recorrida desde el punto central de presión a la terminal, reduciéndola en magnitud, proporcional a la longitud del brazo de palanca (El momento de curvatura en la parte más baja del interruptor debe ser el mismo).

Fig. 3.18 Fuerzas de carga estática en terminales.



Dirección de fuerzas: A_1 , B_1 , B_2 para terminal 1.
 Dirección de fuerzas: A_2 , B_1 , B_2 para terminal 2.

Prueba de fuerzas horizontales: y (ver Fig. 3.19).



Dirección de fuerzas: C_1 y C_2 para terminal 1.
 Dirección de fuerzas: C_1 y C_2 para terminal 2.

Prueba de fuerza vertical (ambas direcciones): F (ver Fig. 3.20).

Fig. 3.16 Fuerzas en la prueba de carga estática en terminales.

3.38 RECEPCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE SUBESTACIONES NUEVAS Y AMPLIACIONES.

Debido a la problemática que se presenta entre la Ingeniería del Proyecto, el área de de Construcción de Obras y las modificaciones que solicitan los Departamentos Receptores (que son los encargados de la operación y el mantenimiento de los equipos durante su vida útil), hacen que el proceso de Recepción de las Obras Nuevas o Ampliaciones sea lento y problemático. Esta Instrucción pretende evitar en lo posible los problemas de origen de proyecto y construcción, limitando las modificaciones de último minuto, a las verdaderamente necesarias y de esta manera agilizar la Recepción y Puesta en Servicio.

Definir el proceso para la Recepción y Puesta en Servicio de Obras de Potencia Nuevas o Ampliaciones, construidas por la Gerencia de Obras de Potencia, haciendo los señalamientos en forma oportuna y clara por el Departamento Constructor y los Departamentos Receptores. Que los Departamentos que tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de los equipos, certifiquen de una manera ágil el proceso de recepción y que la obra se haya realizado de acuerdo con el proyecto y la normatividad establecida.

Legislación Y Normatividad Aplicable.

1. Vigente:

- a) Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, publicada en el Diario Oficial de la Federación.
- b) El Reglamento de la Ley del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, publicada en el Diario Oficial de la Federación.
- c) Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones Eléctricas (Utilización).
- d) Especificaciones de los Equipos.
- e) Reglamento de Operación.

- f) Reglamento de Seguridad e Higiene de LyFC.
- g) Normas Elaboradas y Aprobadas por el Comité de Normalización de Subestaciones y Plantas Generadoras.
- h) Las Normas “R” para la Recepción de Equipo.
- i) Manual de Procedimientos para la Ejecución de Obra Pública por Administración Directa.
- j) ID No. 800000-10 del 9 de Julio de 2003 “Elaboración, Actualización y Cancelación de Instrucciones Departamentales”.

Antecedente:

- a) ID No. 070000-02A de Abril de 2001 “Recepción y Puesta en Servicio de Subestaciones Nuevas o Ampliaciones”.

Políticas Generales.

Los proyectos nuevos o de ampliación elaborados por la Gerencia de Ingeniería para la construcción de subestaciones eléctricas, deberán ser realizados para cumplir con el objetivo de suministrar un servicio eléctrico con la continuidad y calidad requerida en la forma más económica posible, considerando como criterios básicos los siguientes:

- 1) Sencillez de los Sistemas de Protección, Control y Medición.
- 2) Seguridad y Confiabilidad del Sistema.
- 3) Flexibilidad en la Operación y el Mantenimiento.
- 4) Aplicar las normas existentes de Luz y Fuerza del Centro.
- 5) Elaborar los planos en forma sencilla y clara.
- 6) Posibilidad de expansión.
- 7) En caso de ampliación se deberán aplicar las normas de la instalación original.

La Gerencia de Obras de Potencia de la Subdirección de Construcción, la Gerencia de Estructuras y Talleres Electromecánicos de la Subdirección de Fábricas y Talleres las Gerencias de Transmisión y Transformación y la correspondiente de Operación de la Subdirección de Producción tendrán como

criterio de construcción y recepción, el apego al proyecto y a las normas utilizadas en el mismo, mismas que se especifican en el capítulo III.

Desde el inicio y hasta la terminación de la obra y con el objeto de establecer una comunicación eficiente entre las Gerencias involucradas, se designarán cuatro coordinadores, de acuerdo a la etapa de la obra, de la forma siguiente:

COORDINACIÓN	GERENCIA RESPONSABLE	SUBDIRECCIÓN
Proyecto	Ingeniería	Planeación Estratégica
Obra	Obras de Potencia	Construcción
Recepción	Transmisión y Transformación (o la División)	Producción Distribución
Puesta en Servicio	Operación	Producción

La Gerencia de Ingeniería enviará a las Gerencias y Subgerencias que deban participar, el proyecto preliminar para una nueva obra o ampliación, para que éstas preparen y envíen sus comentarios respectivos por escrito en el periodo de tiempo establecido, a la Gerencia de Ingeniería a fin de que ésta los incorpore al proyecto definitivo.

Durante el proceso constructivo, cualquier modificación acordada y hecha al proyecto definitivo deberá ser enviada a la Gerencia de Ingeniería, con el fin de que quede indicada en los planos.

Todo proceso de Recepción y Puesta en Servicio se efectuará con estricto apego a la normatividad vigente en la materia.

Para iniciar el proceso de Recepción del equipo, el Departamento Constructor o Instalador dará aviso por escrito en el Subcomité de recepción y Puesta en Servicio de que la obra esta 100% terminada.

Durante la fase de recepción relacionada con las pruebas operativas, se aplicará el protocolo de prueba correspondiente, y en ausencia de alguno de los Departamentos Receptores, el Coordinador de Recepción tendrá la facultad para recibir el equipo o prueba; si el Coordinador de Recepción tampoco asistiera, el Departamento Instalador efectuará la prueba y reportará en la bitácora el resultado de la misma para constancia de recepción.

La obra deberá estar terminada y recibida al 100% antes de iniciar el proceso de Puesta en Servicio.

NOTA: En el área Metropolitana de la Ciudad de México, la Gerencia de Transmisión y Transformación (Departamento de Subestaciones) es la responsable de la Coordinación y la Recepción en la parte operativa y del mantenimiento eléctrico y mecánico. En las Divisiones estas mismas serán las responsables.

De los responsables de la obra.

Desde el Inicio y hasta la terminación de la obra se establecen las funciones que conforme al estatuto orgánico de Luz y Fuerza del Centro cada Departamento debe desempeñar:

Responsable	Función	Dirección
Gerencia de Ingeniería	Elaboración del Proyecto.	Melchor Ocampo No. 171, Col. Tlaxpana Tel. 51-40-03-38
Gerencia de Obras de Potencia Subgerencia de Construcción de Subestaciones	Coordinador y Constructor de la Obra.	Melchor Ocampo No. 171, Col. Tlaxpana Tel. 51-40-01-74
Gerencia de Fábricas de Estructuras y Talleres Electromecánicos Subgerencia de Estructuras y Talleres Mecánicos	Fabricación de estructuras para subestaciones, torres de transmisión y herrajes de distribución y tableros de control protección y medición.	Lago Iseo No. 236, Col. Anáhuac Tel. 11-01-27-01
Gerencia de Transmisión y Transformación Departamento Subestaciones (o la División)	Coordinador de la recepción del equipo de potencia, gabinetes y tableros de control protección y medición. Recepción de Subestaciones encapsuladas en gas SF ₆ durante su instalación.	Andrés Molina Enríquez No. 177, Col. San Andrés Tetepilco Tel. 56-33-80-99
Departamento de Mantenimiento Eléctrico y/o Departamento de Mantenimiento Mecánico (o la División)	Recepción de Estructuras y barras. Recepción del equipo de potencia y subestaciones en SF ₆ durante su instalación.	Melchor Ocampo No. 171, Col. Tlaxpana Tel. 51-40-03-67

Departamento de Laboratorio de Protección, Comunicaciones y Control: Área de Protección	Recepción de Tableros de Control, Protección y Medición en la fábrica de talleres. Pruebas eléctricas y de esquemas de protección a equipo de potencia para puesta en servicio.	Playa Pie de la Cuesta No. 273, Col. San Andrés Tetepilco Tel. 56-33-88-90
Área de Control	Recepción de Unidades terminales remotas en fábrica y en la obra.	
Área de Comunicación	Recepción de equipos terminales ópticos y/o de banda lateral única; configuración y programación.	
Gerencia de Aseguramiento de la Calidad: Subgerencia de Calidad, Normalización y Metrología.	Recepción de tableros de control protección y medición y equipo de potencia en fábricas de terceros. Recepción y Pruebas de alta tensión a equipo de potencia.	Playa Pie de la Cuesta No. 273, Col. San Andrés Tetepilco Tel. 56-34-12-13
Subgerencia de Laboratorio	Elaboración del estudio de ajustes a relevadores de protección.	
Gerencia de Operación Departamento de Automatización	Recepción en fábrica de la Unidad Terminal Remota y Programación.	Izcoatl No. 65, Col. Tlaxpana Tel. 51-40-02-92
Departamento de Operación Sistema	Coordinador de la Puesta en Servicio.	" Tel. 51-40-03-95
Gerencia de Telecomunicaciones	Recepción de equipo y vías de comunicación.	Melchor Ocampo No. 171, Col. Tlaxpana Tel. 51-40-00-50
Gerencia de Distribución (o la División)	Coordinador e Instalador Alimentadores y Cables Subterráneos.	Melchor Ocampo No. 171, Col. Tlaxpana, Tel. 51-40-02-70
Gerencia Operación Redes de Distribución (o la División)	Coordinador de las pruebas finales y puesta en servicio de alimentadores.	Melchor Ocampo No. 171, Col. Tlaxpana, Tel. 51-40-02-66

Gerencia De Ingeniería.

1. Verifica adquisición de terreno para elaborar proyecto.
2. Elabora Proyecto Preliminar de Subestación Nueva, Ampliación o Modificación, con el objeto de suministrar un Servicio Eléctrico con la continuidad y calidad requerida en la forma más económica posible, considerando como criterios básicos los siguientes:
 - Sencillez de los Sistemas de Protección, Control y Medición.
 - Seguridad y Confiabilidad del Sistema.
 - Flexibilidad en la operación.
 - Aplicar las normas existentes en Luz y Fuerza del Centro.
 - Elaborar planos en forma sencilla y clara.
 - Posibilidad de expansión.
 - En caso de ampliación se deberán aplicar las normas de instalación original.

3. Envía a la Gerencia de Obras de Potencia y a los Departamentos Receptores, el Proyecto Preliminar de la Subestación para que estas preparen y envíen sus comentarios por escrito en un periodo no mayor de 60 días. Con el fin de que la Gerencia de Ingeniería los incorpore al Proyecto Definitivo.
4. Revisan el Proyecto Preliminar.
5. Efectúan corrección y comentarios del proyecto.
6. Cumplidos los 60 días, cita a una reunión a los Departamentos Receptores y a la Gerencia de Obras de Potencia para acordar las últimas observaciones, y aplicando la normatividad elaborar el proyecto definitivo. En esta reunión da a conocer a la persona que designó como coordinador de proyecto, quien deberá asistir al campo las veces que sea necesario, hasta la terminación de la obra.
7. Elabora el proyecto definitivo.
8. Envía el proyecto definitivo a los Departamentos Receptores y a la Gerencia de Obras de Potencia.
9. Reciben el Proyecto Definitivo.
10. Solicita los equipos, materiales, canales de comunicación y permisos, y entrega los manuales e instructivos de montaje así como los reportes de pruebas realizados en fábrica, al Coordinador de Recepción (Departamento de Subestaciones o la División) quien a su vez los entregará a los Departamentos Receptores.
11. Construye la obra de manera estricta, de acuerdo al proyecto definitivo, elaborado y aprobado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, utilizando los medios propios para el montaje y construcción.

Si el nuevo equipo es encapsulado en SF₆, se deberán efectuar las pruebas durante el proceso de montaje e instalación y dará las facilidades para que los Departamentos Receptores, independientemente de su denominación, se les instruya y se efectúen las pruebas en el equipo de acuerdo a las Normas "R" en lo que les concierne, sin detrimento del programa de construcción y avance de la obra.

12. De existir modificaciones necesarias durante la obra, estas deberán ser acordadas con la Gerencia de Ingeniería y el Coordinador de Recepción (Departamento de Subestaciones o a la División) y se pasa a la actividad No. 13, de no ser así pasará a la actividad No. 24.

13. Acuerda con los Departamentos Receptores, Gerencia de Ingeniería y Gerencia de Obras de Potencia las modificaciones durante la obra.

14. Efectúa las modificaciones al proyecto en los planos originales.

15. Envía los planos con las modificaciones acordadas a los Departamentos Receptores y a la Gerencia de Obras de Potencia.

16. Archiva planos modificados y proyecto completo.

17. Efectúa las modificaciones a la obra y los asienta en la Bitácora, la cual deberá permanecer en la Subestación de referencia, con objeto de que cualquier persona involucrada pueda actualizarse de ella sobre los trabajos efectuados, asentar las observaciones pertinentes e indicar los trabajos realizados durante la jornada.

18. Envía los relevadores y equipo de medición para su revisión y caracterización al Departamento de Laboratorio de Protección, Comunicaciones y Control (Gerencia de Transmisión y Transformación).

19. Recibe los relevadores y equipo de medición para su revisión y caracterización.

20. Revisa y caracteriza los relevadores y el equipo de medición.

21. Envía a la Jefatura del Taller de Tableros los relevadores y equipos de medición revisados y caracterizados.

22. Recibe los relevadores y equipos de medición revisados y caracterizados por el Departamento de Laboratorio de Protección, Comunicaciones y Control (Gerencia de Transmisión y Transformación).

23. Envía los tableros, relevadores y equipos de medición revisados y caracterizados a la Gerencia de Obras de Potencia, para su instalación en la obra.

24. Envía aviso por escrito al Coordinador de Recepción (Departamento de Subestaciones o a la División) de que la obra está al 100% terminada y que se puede proceder a la Recepción.

25. Recibe aviso por escrito de la terminación al 100 % de la obra por parte de la Gerencia de Obras de Potencia.

26. Efectúa supervisión en campo para constatar los trabajos terminados al 100 %. Si están terminadas pasan a la actividad No. 27, si no están terminados, elabora un listado de pendientes y se los entrega a la Gerencia de Obras de Potencia para que efectúe los trabajos en la actividad No. 17.

27. Cita a una reunión a los Departamentos Receptores, a la Gerencia de Obras de Potencia y a Departamentos Involucrados para elaborar el programa de Recepción (pruebas a los equipos), teniendo como criterio de supervisión y

recepción el apego al proyecto y a las normas utilizadas en el mismo, como se hace referencia en la Legislación y Normatividad aplicable (Capítulo III).

Los Departamentos Receptores pertenecientes a la Gerencia de Transmisión y Transformación son:

- Subestaciones
- Laboratorio de Protección, Comunicaciones y Control.
- Mantenimiento Eléctrico.
- Mantenimiento Mecánico.
- Transmisión Líneas.

El Departamento Receptor perteneciente a la Gerencia de Operación es:

- Automatización.

28. Solicita al área de Estudios de la Gerencia de Aseguramiento de la Calidad el cálculo de ajustes y coordinación de protecciones.

29. Los Departamentos Receptores junto con la Gerencia de Obras de Potencia, conforme a las Normas “R” de recepción de equipo y haciendo respetar los campos de acción respectivos:

- a) Programen y apliquen el protocolo de pruebas operativas, asignando responsables, así como observadores en las mismas, evitando con esto repeticiones innecesarias en el proceso de recepción (Anexos 4 y 5).
- b) En ausencia de los Departamentos Receptores Involucrados, el Coordinador de Recepción (Departamento de Subestaciones o a la División) queda facultado para recibir el equipo a la Gerencia de Obras de Potencia y evitar de esta manera repetición de pruebas.
- c) Establezca un horario homogéneo entre los Departamentos Receptores y la Gerencia de Obras de Potencia.
- d) Mantenga comunicación abierta y eficiente entre sí.
- e) Supervise el cumplimiento del programa de recepción de equipo.

- f) Supervise para el caso de recepción de Subestaciones en SF₆, se siga el protocolo de pruebas previamente acordado.

30. Cita a una reunión a los Departamentos Receptores y a la Gerencia de Obras de Potencia para firmar el Acta de No Pendientes de las Pruebas Operativas para la Recepción de Equipo.

En esta misma reunión a más tardar, la Gerencia de Obras de Potencia entregará al Coordinador de Recepción (Departamento de Subestaciones o la División) la siguiente documentación:

- a) Lista de equipos instalados con sus características de Operación, No. de Serie, Año de Fabricación y No. de Pedido.
- b) Reportes de Pruebas del Equipo realizadas en campo.
- c) Diagramas definitivos y refacciones si fueron solicitadas en el contrato respectivo.

Nota:

La Obra deberá estar terminada por la Gerencia de Obras de Potencia y recibida por los Departamentos receptores (Firmada el Acta de No Pendientes) antes de iniciar el proceso de Puesta en Servicio.

31. Da aviso por escrito al Coordinador de Puesta en Servicio (Departamento de Operación Sistema) la conclusión de la recepción, proporcionándole la siguiente información:

Descripción de la Obra.

- Periodo de ejecución de los trabajos.
- Diagrama Unifilar de la Subestación.
- Diagramas Esquemáticos de Protección por Relevadores.
- Lista del equipo instalado con sus características de operación.
- Instructivo de Operación de la Subestación.
- Reportes de Pruebas del Equipo realizadas en campo.

- Acta de No Pendientes de la Obra, firmada por todos los Departamentos receptores y la Gerencia de Obras de Potencia.

32. Recibe aviso por escrito de la terminación de la recepción y la documentación protocolaría.

33. Verifica que las condiciones operativas sean adecuadas.

34. Elabora el Programa para Puesta en Servicio.

35. Programe las licencias con Operación Sistema entre los Departamentos Involucrados y la Gerencia de Obras de Potencia para energizar e integrar al Sistema Eléctrico de Potencia de la Subestación.

36. Solicita la Licencia Global en la parte correspondiente del Sistema Eléctrico de Potencia a efecto de efectuar maniobras en campo sin afectación al Sistema y que agilicen la ejecución de las pruebas para energizar el equipo.

37. Verifica las pruebas con potencial y la correspondencia de fases.

38. Si las pruebas resultan satisfactorias pasa a la actividad No. 39, de no ser así pasa a la actividad No. 40.

39. Verifica las pruebas al equipo con carga, señalización, control y medición hasta el Centro de Operación y Control.

40. Efectúa la corrección de las anomalías y pasas a la actividad No. 37.

41. Si las pruebas fueron satisfactorias pasa a la actividad No. 42, de no ser así pasa a la actividad No. 43.

42. Levanta el Acta de Entrega - Recepción de la Subestación para operación.

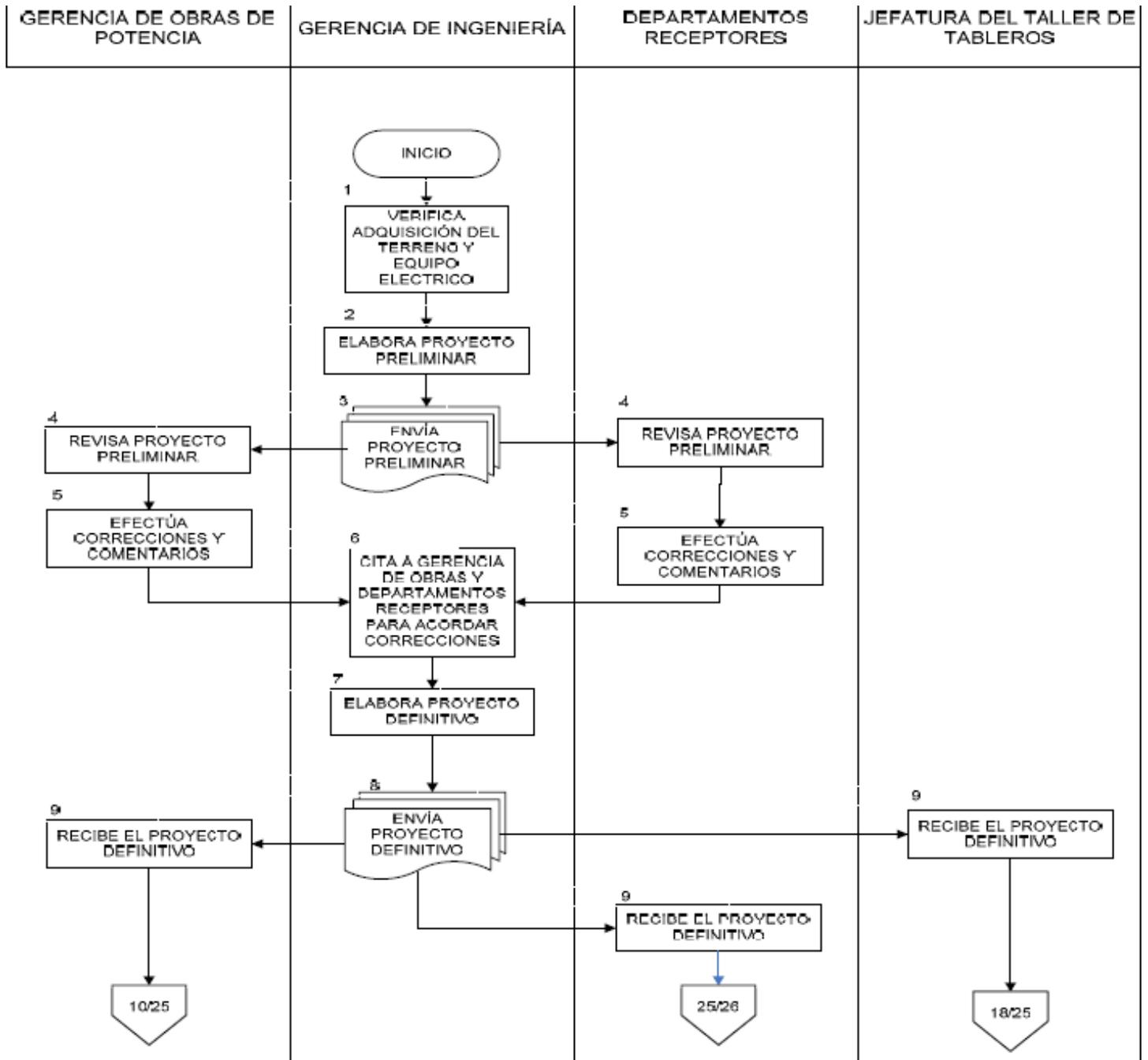
43. Efectúa la corrección de las anomalías y pasa a la actividad No. 39.

44. Devuelve la Licencia y la Licencia Global.

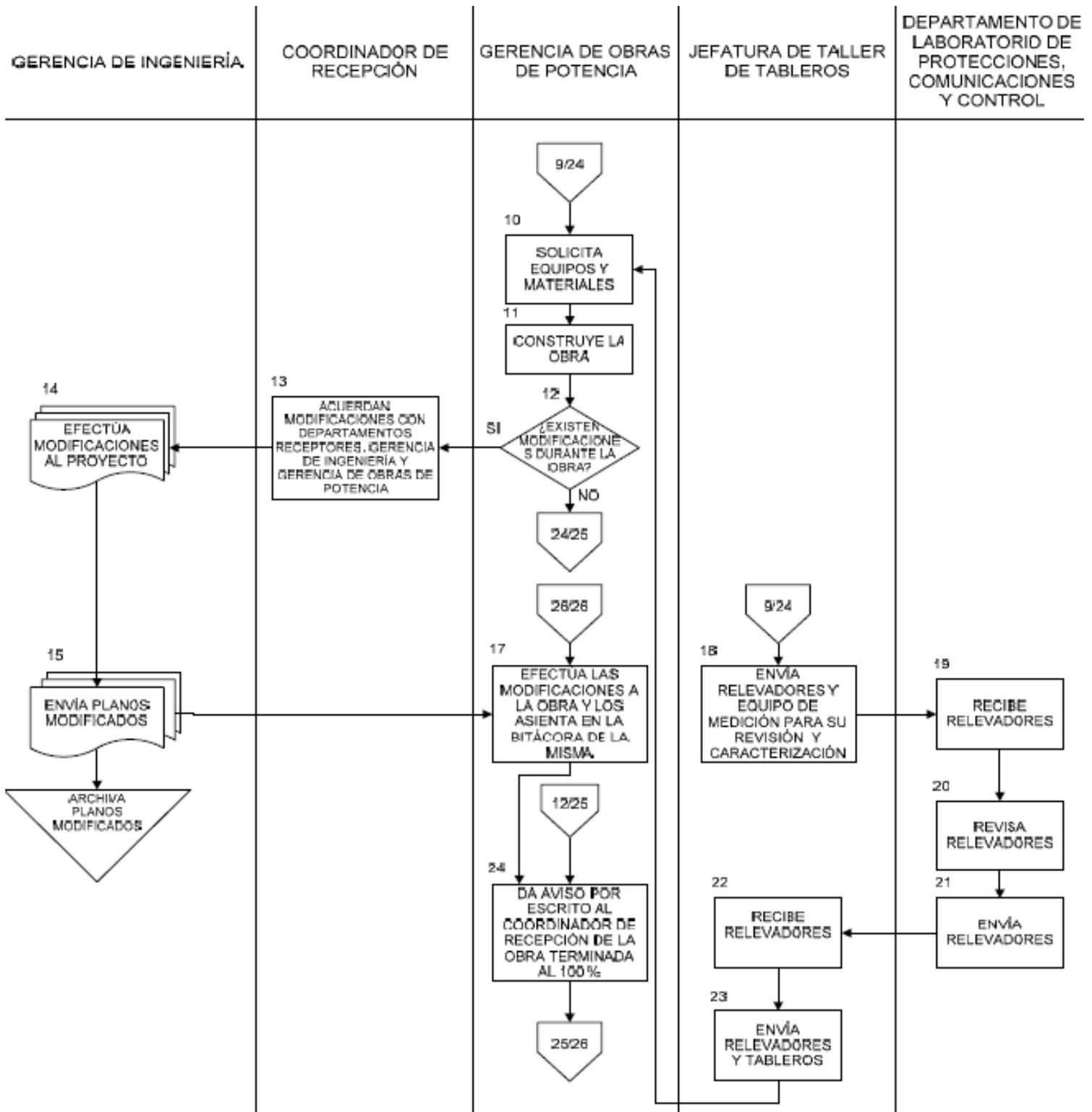
45. Informa por escrito al Coordinador de Recepción y a la Gerencia de Obras de Potencia que la obra quedo en servicio.

FIN DEL PROCEDIMIENTO

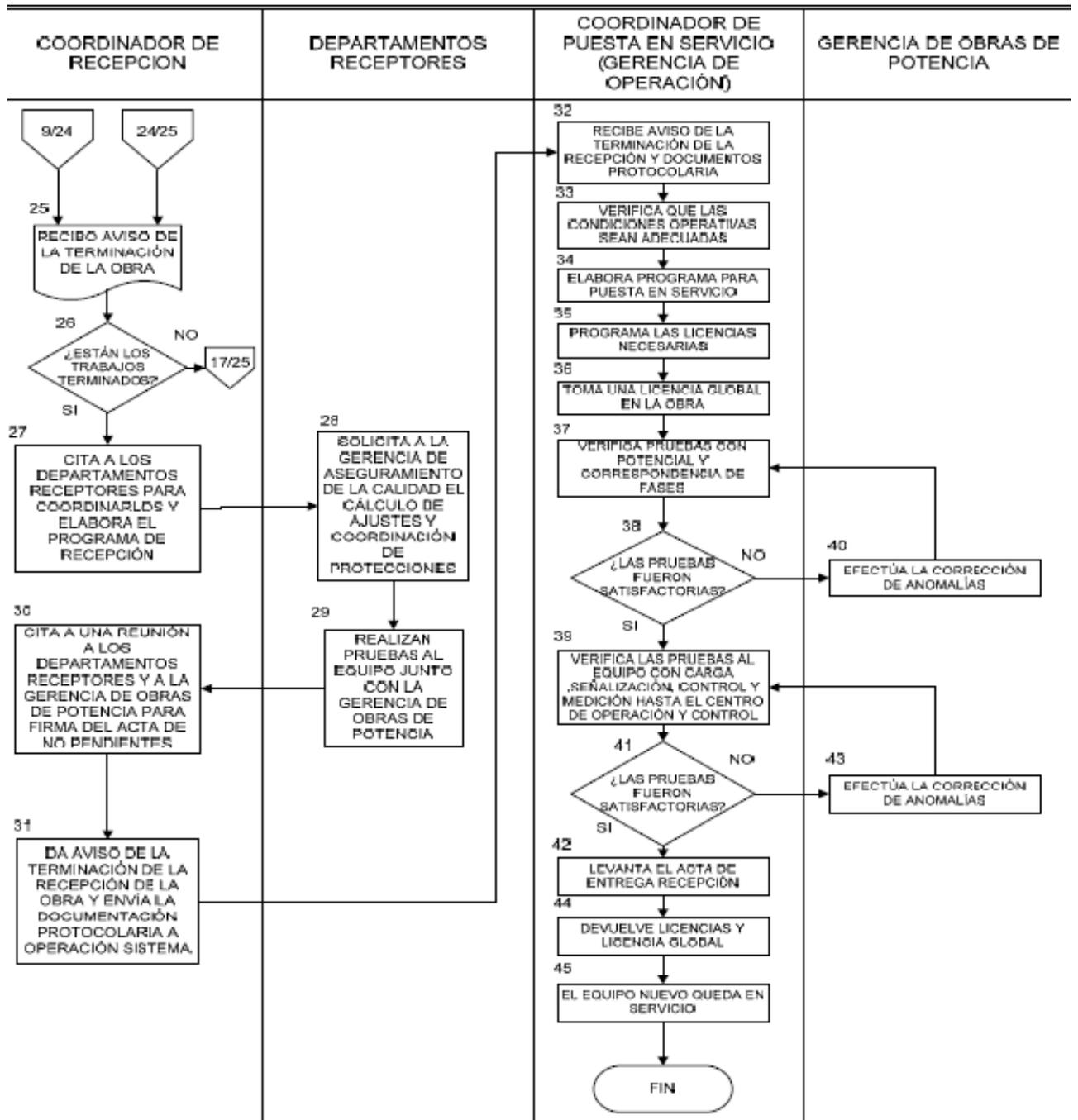
DIAGRAMA DE FLUJO



RECEPCIÓN DE SUBESTACIONES NUEVAS Y AMPLIACIONES.



RECEPCIÓN DE SUBESTACIONES NUEVAS Y AMPLIACIONES.

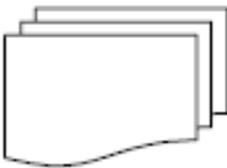


SIMBOLOGIA.

Inicio o terminación



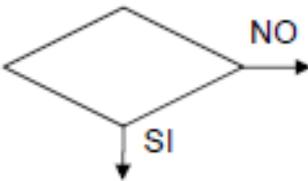
Proceso



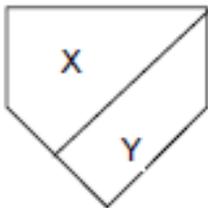
Multidocumento



Línea de Flujo

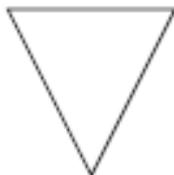


Decisión



X = Actividad a la que va o de la que viene

Y = Hoja a la que va o de la que viene



Archivo definitivo

CONCLUSIONES.

Existe un elemento que es común a todos los sistemas de energía, renovables o no, en baja o en alta tensión, en corriente alterna o corriente continua, en la generación, transmisión o distribución; usado como elemento de protección o de interconexión: **un interruptor de potencia** es un dispositivo cuya función consiste en interrumpir y/o restablecer la conducción de corriente en un circuito eléctrico. Este cambio de estado se puede efectuar bajo carga, para despejar por ejemplo una falla; o bien por razones de servicio para conectar o desconectar cualquier tipo de equipo eléctrico o línea de transmisión.

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado.

Existen diferentes formas de energizar los circuitos de control. Para obtener una mayor confiabilidad, estos circuitos se conectan a bancos de baterías. Este tipo de energización, sí bien aumenta los índices de confiabilidad, también aumenta el costo y los requerimientos de mantención exigidos por las baterías. Las tensiones más empleadas por estos circuitos son de 48 y 125 V.

A nivel mundial la electricidad es una de las palancas fundamentales para el desarrollo de los países, México no es la excepción, el crecimiento del sector eléctrico a seguido una ruta paralela al desarrollo y avance tecnológico del país, la demanda de la energía eléctrica crece en forma exponencial con el transcurso del tiempo. Lo anterior ha obligado a la Comisión Federal de Electricidad, a construir líneas de alta tensión para el transporte de grandes bloques de energía, de las centrales generadoras hasta los centros de consumo; así mismo para hacer más económica y eficiente su transformación y distribución se han construido subestaciones de potencias elevadoras y reductoras aprovechado las nuevas tecnologías. El interruptor de potencia es uno de los elementos fundamentales en

el Sistema Eléctrico Nacional, cuya función es asegurar el flujo continuo de corriente en condiciones normales de operación, y en el caso de falla interrumpir dicho flujo aislando el elemento de falla y protegiendo al personal y resto del equipo. Esta tesis de Interruptores de Potencia, contiene información de rápido acceso, para resolver problemas de operación, mantenimiento, puestas en servicio y pruebas eléctricas, para consulta del personal técnico de las Áreas de la Comisión Federal de Electricidad.

Este trabajo muestra la preocupación de los directivos de Comisión Federal de Electricidad, por difundir sin restricciones y promover la aplicación de nuevas tecnologías en forma consistente y homogénea en todos los ámbitos de la empresa a fin de optimizar los procesos de Generación, Transmisión y Distribución.

Para mantener actualizado esta tesis, es conveniente su mantenimiento cada cinco años, con nuevos procedimientos de mantenimiento y operación, según las nuevas tecnologías en interruptores de potencia, equipo de prueba y experiencia de campo.

Eduardo & Yair

BIBLIOGRAFÍA.

ANCE, "Productos eléctricos - interruptores - interruptores de potencia especificaciones y métodos de prueba", norma mexicana NMX-J-IP-1997-ANCE.

Application of Power Circuit Breakers, IEEE Tutorial Course, 75CH0975-3-PWR.

B. Ravindranath y M. Chander, "Power System Protection and Switchgear", Wiley Eastern Limited, 1977.

Canadian Electrical Association, "Procedures for Dealing with Solid Arcing by Products from Gas-Insulated Substations", April 1985.

Comisión Federal de Electricidad, "Manual de transformadores de potencia, Tomo 2", editado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas con material de la Coordinadora de Transmisión y Transformación.

Comisión Federal de Electricidad, Centro de capacitación de Celaya, "Operación y Mantenimiento de Interruptores de Potencia", CCC-A011-T.

Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de proyectos de transmisión y transformación, "Interruptores de potencia de 123 a 420 kV /Rev. Ed. Jun-89". 11 E. B. Curdts, "Insulation Testing by D-C Methods", Biddle Instruments, 1984.

NMX-J-123-2001-ANCE, "Productos eléctricos – transformadores- aceites minerales aislantes para transformador, Parte 1.- Especificaciones".

R. Liñan Garcia, "SF6 Decomposition under power arc and its degradation effects on superficial properties of insulating materials", University of Salford PH. D. Thesis, 1993.