Guía de prueba de interruptores

- Función y métodos de prueba de interruptores
- Prueba práctica de interruptores
- Información general sobre productos Megger para prueba de interruptores

Megger®

La palabra "Megger" es una marca comercial registrada

Megger

Contenido

Introducción 3
¿Por qué probar interruptores? 3
Normas 4
Una parte vital de la red energética 5
Interruptores 5
Interruptores de desconexión y de carga 5
Función general de los interruptores 6
Contactos principales y de arco 6
Soluciones para manejar el arco 6
Contactos con resistores 7
Resistores de preinserción (PIR) 7
Resistores de apertura 7
Capacitores 7
Capacitor de reparto de voltaje 7
Capacitor en paralelo 7
Áreas de aplicación para los interruptores ... 8
Interruptores para generadores 8
Interruptores para transformadores 8
Interruptores para bancos de capacitores 8
Interruptores para reactores 8
Interruptores de alto voltaje de CC 9
Interruptores para distribución 9
Interruptores de desconexión 9
Interruptores para tracción 9
Interruptores industriales 9
Tipos principales de interruptores 9
Interruptor de desconexión (DCB) 9
Tanque con voltaje 10
Tanque sin voltaje 10
Interruptor de bajo voltaje 10
Tecnologías de interruptores 11
De aire/gas 11
Interruptores de aire (ACB) 11
De aire comprimido 11
SF_6 12
De vacío 12
Aceite 12
De baño de aceite 12
De volumen mínimo de aceite 12
Elementos importantes de interruptores 13
Unidad interruptora 13
Contactos principales 13
Contactos de arco 13
Boquilla 13
Material absorbente 13
Mecanismo de operación 14
Funcionalidad general 14
Diversos mecanismos de operación 14
Modos de falla 15
Definición de falla – de acuerdo con Cigré 15
Encuesta de interruptores de Cigré 1981, 1985 ... 15
Resultados principales 15
Encuesta de interruptores de Cigré 2005 15
Aspectos mecánicos 16
Aspectos de mantenimiento 16
Conclusiones 16
Estrategias de mantenimiento 17
Enfoques de mantenimiento 17
Guía de prueba 18
Cómo realizar pruebas 19
Prácticas de empresas de energía y fabricantes de instrumentos 19
Rutinas paso a paso 19
Prueba con DualGround 20
Temporización con ambos extremos conectados a tierra 20
Elementos que deben ser probados/inspeccionados 21
Métodos y parámetros de prueba 21
Prueba de primer disparo 22
Temporización de contactos 23
Prueba de inyección primaria 23
Movimiento 24
Medición de resistencia estática (SRM) 24
Medición de resistencia dinámica (DRM) 25
Interrupción sincronizada (controlada) 26
Prueba de bobina 26
Prueba de voltaje mínimo 27
Voltaje mínimo requerido para operar el interruptor 27

Prueba de vibraciones 27
Prueba de vibraciones en interruptor 27
Prueba de botella de vacío 28
Fuga de SF_6 28
Prueba de humedad 28
Prueba de presión de aire 29
Montaje del transductor de movimiento 29
Equipos de prueba 30
Guía de selección 30
Importancia de conocer las causas de los errores 31
Acoplamiento capacitivo 31
Acoplamiento inductivo 31
Perturbaciones 31
Temperatura 31
Suministro de voltaje 32
Conexiones, conductores y pinzas 32
Tolerancias de transductores y acoplamientos flexibles 32
Frecuencia de muestreo 32
Inexactitud 32
Interpretación de los resultados de la prueba 33
Análisis del modo de falla 33
Preguntas más Frecuentes 34
Equipos de prueba Megger para interruptores 35
Analizadores de interruptores 35
TM1800 35
Serie TM1700 35
EGIL 35
Programa de analizador de interruptores CABA Win 36
VIDAR 36
Equipo auxiliar 36
B10E 36
SDRM202 36
Micro-óhmetros 37
MJÖLNER 200 y MJÖLNER 600 37
MOM2 37
MOM200A y MOM600A 37
DLRO200 38
Serie DLRO 247000 38
Juegos de prueba de inyección primaria 39
ODEN A y ODEN AT 39
INGVAR 39
CSU600A y CSU600AT 39
Abreviaturas y términos 40
Índice 42
Referencias 44

Introducción

Subestación de distribución

Los interruptores son algunos de los componentes más importantes de los sistemas modernos de energía eléctrica. El interruptor tiene que operar dentro de tolerancias extremadamente ajustadas cuando se detecta una perturbación en la red para proteger a componentes sensibles y costosos como los transformadores. Tienen que operar después de meses, o en algunos casos, de años de inactividad. Para garantizar el funcionamiento correcto y optimizar la confiabilidad de la red, se necesitan instrumentos y métodos de prueba confiables y eficaces. Los nuevos desarrollos han hecho posible mejorar y revalorizar los métodos convencionales que a veces llevan mucho tiempo e involucran complicados pasos en el proceso.

El objetivo de esta publicación es incrementar la comprensión de las pruebas de los interruptores.

¿Por qué probar interruptores?

Algunas de las más importantes de las variadas razones para probar interruptores son para garantizar que:

- Brinden protección para equipos costosos
- Impidan fallas que produzcan una pérdida en los ingresos
- Garanticen la confiabilidad del suministro eléctrico
- Impidan la interrupción en el servicio y la oscuridad
- Verifiquen el rendimiento de los interruptores

La prueba de interruptores de las subestaciones es una tarea importante para cualquier empresa de servicios de energía. Los interruptores están allí para facilitar el flujo de corriente durante la operación normal y para interrumpir el flujo de corriente ante la eventualidad de una falla. Sin embargo, es posible que todos los dispositivos operados con electricidad, tarde o temprano, experimenten algún tipo de falla. Esa falla puede ser ocasionada por muchos factores, incluso el envejecimiento y las fallas externas. El operador de la empresa de servicios tiene que estar preparado y contar con un plan de implementación para manejar cada situación.

Este documento ayudará a los lectores a comprender lo que implica mantener los interruptores en su rendimiento máximo. Los interruptores son dispositivos mecánicamente sofisticados que requieren ajustes periódicos. La necesidad de algunos de estos ajustes se puede determinar visualmente y se les puede dar la atención necesaria a estos prescindiendo de la prueba.

Megger

Sin embargo, en la mayoría de los casos, será necesario llevar a cabo pruebas eléctricas para averiguar la causa de las condiciones de fuera de tolerancia. Esta guía se ocupa primordialmente de las pruebas eléctricas.

Los interruptores de alto voltaje en un esquema de transmisión se pueden visualizar como partes de un árbol que comienza con la estación de generación, luego a la red de distribución y finalmente hasta el punto de consumo.

La tarea de la empresa de servicios es generar energía, transmitirla y distribuirla con la máxima disponibilidad. Mientras se hace esto, es fundamental minimizar las pérdidas y mantener niveles aceptables de calidad de energía y seguridad. Todo esto se debe hacer de una manera que no afecte el medio ambiente de una manera negativa. Los interruptores juegan una parte importante en hacer que esto suceda. Los interruptores de alto voltaje son extremadamente importantes para el funcionamiento de los sistemas modernos de suministro de energía eléctrica.

El interruptor es el eslabón activo que en última instancia tiene el rol de abrir rápidamente el circuito primario cuando se produce una falla. Con frecuencia, el interruptor tiene que realizar su función en unas decenas de milisegundos, después de meses, a veces después de años de inactividad en el circuito. Considerando que el RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad) y el mantenimiento basado en el estado se convirtieron en las estrategias establecidas para la mayoría de los propietarios y los operadores de los sistemas de entrega de energía eléctrica, es evidente la necesidad de contar con instrumentos de prueba confiables y exactos para uso en el campo.

Los sistemas de protección se implementan para detectar todas las fallas eléctricas u otras condiciones de operación anormales y son coordinadas para desconectar la parte más pequeña posible de una red de energía ante la eventualidad de una falla. Con buen diseño del sistema, debería ser posible restaurar rápidamente la operación normal. Cuando un relé de protección detecta una falla y envía un impulso de disparo al mecanismo de operación del interruptor, el interruptor debe funcionar dentro de sus especificaciones e interrumpir la corriente lo más pronto posible o de lo contrario se producirán graves daños. El costo del daño ocasionado por el mal funcionamiento de un interruptor a veces puede alcanzar grandes sumas.

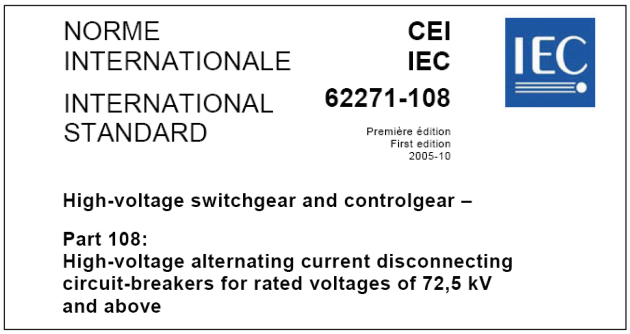
El funcionamiento correcto de un interruptor se apoya en una cantidad de componentes individuales que deben ser calibrados y probados a intervalos regulares. El disparador de intervalos de mantenimiento presenta grandes diferencias entre las empresas de servicios pero los intervalos con frecuencia se basan en el tiempo transcurrido desde la última prueba, la cantidad de operaciones, o la gravedad de las operaciones con corriente de falla. Además, en el esquema de mantenimiento tienen un rol las consideraciones del medio ambiente tales como la humedad y la temperatura, si el interruptor está situado en un desierto o en una región costera.

El desgaste mecánico y la lubricación a menudo afectan el desempeño de los interruptores, de modo que la posibilidad de trazar tendencias de los parámetros críticos para la misión y compararlos con los umbrales de fábrica ayuda a verificar el funcionamiento correcto del interruptor.

Normas

El diseño y la operación de los interruptores de alto voltaje como así también el tipo y las pruebas de rutina están definidos en las normas internacionales tales como:

- IEC 62271-SER ed1.0 - Conmutadores y equipo de control de alto voltaje.
- ANSI/IEEE C37 - Guías y normas para interruptores, conmutadores, relés, subestaciones y fusibles.
- IEC/TR 62063 ed1.0 (1999-08) TC/SC 17A – Conmutadores y equipo de control de alto voltaje - El uso de la electrónica y de tecnologías asociadas en el equipo auxiliar de conmutadores y equipo de control.


NORME INTERNATIONALE
INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC
62271-108

Première édition
First edition
2005-10

High-voltage switchgear and controlgear –

Part 108:
High-voltage alternating current disconnecting circuit-breakers for rated voltages of 72,5 kV and above

IEEE C37.09-1999

IEEE Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis

Institute of Electrical and Electronics Engineers / 28-Mar-2000 / 36 pages

Amendments: IEEE C37.09b-2010 , IEEE C37.09a-2005
Corrigenda: IEEE C37.09-1999/Cor 1-2007

800 kV SF6 con cuatro interrupciones por fase.

Una parte vital de la red energética

Las redes de transmisión de energía en su mayoría utilizan CA trifásica. La tecnología de corriente continua de alto voltaje (HDVC) se utiliza solamente para distancias muy grandes, cables submarinos de energía o para conectar dos redes de CA que no están sincronizadas.

La electricidad se transmite a altos voltajes, de 72 kV o superior, para reducir la pérdida de energía. En general la energía se transmite a través de líneas (eléctricas) aéreas. La transmisión subterránea de energía tiene un costo significativamente mayor y limitaciones en su operación pero a veces se utilizan en áreas urbanas o lugares sensibles.

Interruptores de transmisión, 400 kV, 2 interrupciones/fase

Interruptores

La función general de los interruptores CB, por sus siglas en inglés) es cerrar y abrir el circuito para poder eliminar las fallas y conectar/desconectar objetos y partes de la red eléctrica.

El interruptor forma parte de la protección de los componentes principales en la red, transformadores y líneas. La mayoría de las operaciones de interrupción de un interruptor son operaciones con carga normal.

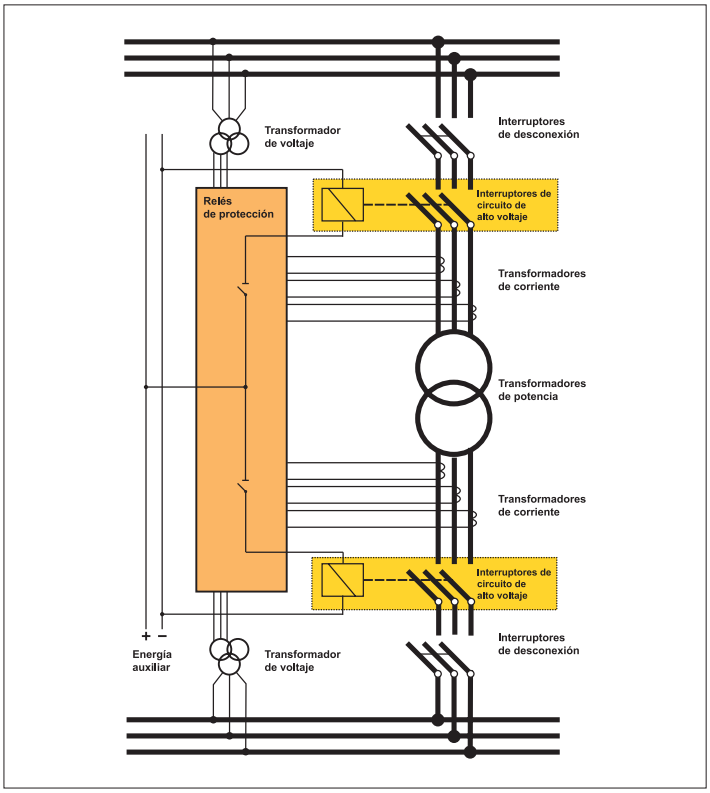
Cuando un relé de protección detecta una falla y se envía un impulso de disparo al mecanismo de operación del CB, el interruptor debe funcionar dentro de sus especificaciones e interrumpir la corriente lo más pronto posible, de lo contrario se producirán graves daños. El daño causado por un interruptor en mal funcionamiento a veces puede alcanzar a millones de dólares.

Interruptores de desconexión y de carga

Los interruptores de desconexión se utilizan para aislar físicamente del sistema eléctrico a los conmutadores durante el trabajo de mantenimiento. Se conmutan durante las condiciones sin carga o solo con corrientes muy pequeñas. Los interruptores de desconexión pueden transmitir carga y corriente de falla pero no interrumpir una carga. La función de un interruptor de desconexión es desconectar la red de los objetos de la subestación y cambiar el arreglo de interrupción. Cuando un interruptor de desconexión está abierto, se puede acceder al objeto desconectado para realizar tareas de servicio. La apertura y el cierre de los interruptores de desconexión son lentos en comparación con el CB.

El conmutador de carga (interruptor de desconexión) es un tipo de interruptor que puede interrumpir una carga normal pero no puede interrumpir una corriente de falla. Los interruptores de carga solo se utilizan para voltajes bajos y medianos y hasta 245 kV para aplicaciones especiales.

Además de conducir e interrumpir las corrientes de



Una visión general de los componentes en un sistema de red eléctrica.

Megger

Función general de los interruptores

operación, el interruptor está diseñado para interrumpir las corrientes de falla, p.ej. corrientes de corto circuito, que pueden ser de 5 a 20 veces el valor de la corriente especificada, dentro de alrededor de 50 milisegundos. Existen grandes retos para los diseñadores de interruptores de, algunos interruptores deben poder interrumpir corrientes de hasta 100 kA y otros manejar voltajes de hasta 1150 kV.

Contactos principales y de arco

Es habitual que los interruptores de SF6 tengan dos sistemas de contactos, el sistema de contactos principales y el sistema de contactos de arco. Los contactos principales conducen las corrientes normales de operación y los contactos de arco se utilizan para descargar los contactos principales cuando el CB se abre y cierra. Esto protegerá los contactos principales de que se quemen.

El arco creado cuando el sistema de contactos de arco se separa se extingue en uno de próximos cruces por cero de la corriente. El calor de convección y radiación del arco provoca un aumento súbito en la presión en el "volumen de calentamient" entre el sistema de contactos de arco y el pistón. Es desde este punto que el gas caliente es utilizado para extinguir el arco en el cruce por cero.

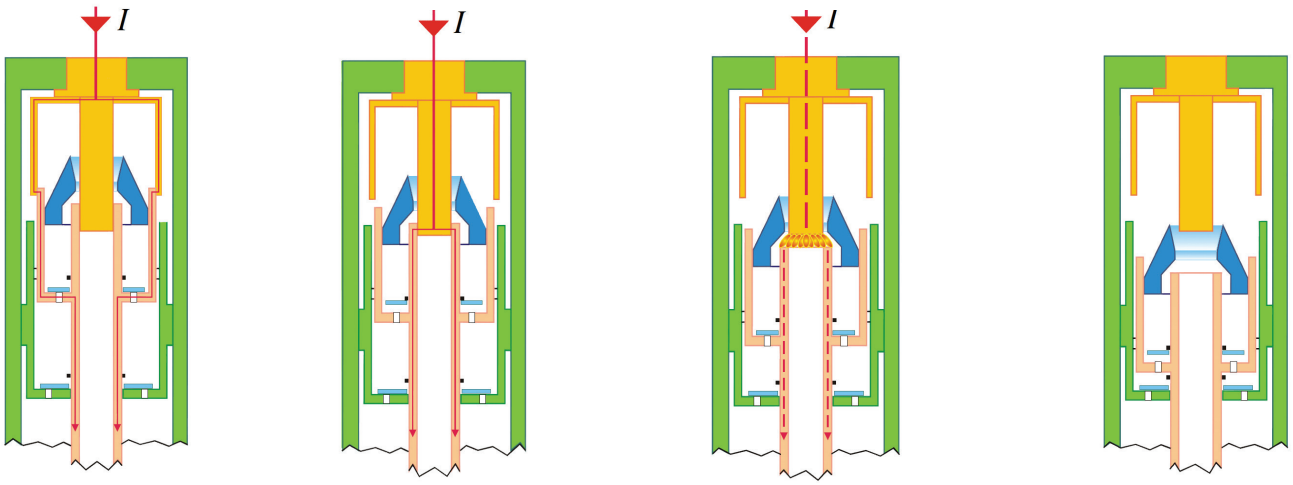
Soluciones para manejar el arco

Si bien los contactos de arco son construidos para soportar el calor proveniente del arco, estos están expuestos a gran esfuerzo. Para manejar esto, hay diferentes soluciones:

- Funcionalidad sincronizada/controlada
- Interruptores múltiples por fase para dividir el alto voltaje

Funcionalidad sincronizada/controlada

Los sistemas de control modernos intentan explotar la capacidad de controlar en forma precisa y repetitiva el



Posición cerrada de CB

La corriente circula a través de los contactos principales

Apertura de los contactos principales

La parte móvil baja y así separa los contactos principales. No hay un arco que golpee ya que la corriente continúa circulando desde el terminal superior hacia las partes móviles a través de los contactos de arco.

Durante el retroceso, la parte móvil ejerce presión sobre el gas alojado en la cámara inferior; el aumento de presión generado en la cámara inferior abre la válvula de conexión de la cámara superior. El gas comprimido circula desde la cámara inferior hacia la cámara superior y de esa manera iguala las presiones.

Apertura de los contactos de arco

La corriente continúa circulando debido al arco generado entre los contactos fijos y móviles. El gas no se puede fugar de la boquilla ya que el orificio está bloqueado por el contacto fijo o desde la parte interior del contacto móvil a causa del efecto de obstrucción del arco.

CB en posición abierta

El arco está extinguido; la cámara inferior alcance su volumen mínimo y su nivel de presión máxima, mantenido por la válvula bloqueada por la onda supersónica. Como la presión auto-generada del volumen muerto disminuye, a causa del flujo de salida del gas a través del contacto móvil, la válvula se vuelve a abrir. Desde ahora en adelante, un chorro de gas nuevo circula hacia adentro y hace caer la temperatura de los contactos. Al mismo tiempo, el gas circula a través de la boquilla, libre del arco del contacto fijo. La "limpieza " de la cámara de arco por medio del gas nuevo hace que el dispositivo sea adecuado para un nuevo cierre y la interrupción hasta la capacidad máxima de interrupción.

Ilustraciones de un diagrama esquemático de la función de apertura de un interruptor SF6 de autosoplado ("autopuffer ")

instante en que operan los contactos del interruptor. La interrupción más comúnmente controlada o sincronizada se aplica a los bancos de capacitores y reactores de derivación (shunt) como así también a los transformadores de potencia y líneas de transmisión. Dado que el comportamiento de las cargas es diferente (capacitivas e inductivas) se requieren soluciones adaptadas para su interrupción.

Bajo circunstancias ideales cuando hay interrupción en un banco de capacitores, no se crearán corrientes transitorias si los polos del interruptor se cierran en el instante que el voltaje está en cero. La interrupción óptima de un reactor, por otro lado, es diferente y se maneja interrumpiendo dos fases al voltaje máximo y la tercera fase 90 grados después, creando así corrientes simétricas de energización. La desconexión óptima del reactor se realiza de una manera que elimina la reignición del arco en la cámara del interruptor. Todas estas operaciones requieren una temporización y un control preciso de los tres polos individuales.

Se está haciendo cada vez más importante la interrupción controlada de interruptores en donde cada polo del interruptor se activa sincrónicamente por una unidad de control basada en los valores instantáneos de la corriente o del voltaje entre fase y tierra. Para los interruptores donde los polos se operan en forma individual, esto se logra enviando órdenes individuales de control a cada polo. En el caso de los interruptores operados por tres polos, con un mecanismo de operación común, el interruptor tiene demoras mecánicas incorporadas entre los polos. El controlador envía entonces la orden de control al polo maestro y los otros polos se demoran mecánicamente para llevar a cabo la orden de fase correcta.

Múltiples interrupciones por fase

Para poder interrumpir voltaje extra alto (EHV, por sus siglas en inglés) muchos interruptores se conectan en serie, hasta doce para los interruptores de aire comprimido y hasta cuatro para interruptores modernos. Había interruptores de aire comprimido de la década del 50 todavía en uso en el 2009 con 8 puntos de interrupción y 10 puntos de desconexión en serie.

Contactos con resistores

Resistores de preinserción (PIR)

Los contactos con resistores de preinserción (PIR, por sus siglas en inglés) se usan principalmente a altos voltajes (362 kV y superior). El objetivo principal de los contactos PIR es limitar los transitorios en la red al reconectar líneas sin carga. Solamente se utilizan durante el cierre y se conectan en paralelo con los contactos principales. Los contactos PIR se cierran aproximadamente 8-12 milisegundos antes de que lo hagan los contactos principales.

El resistor de preinserción proporciona limitación de irrupción de corriente por la inserción momentánea de un dispositivo resistivo en el circuito antes de la plena energización.

Resistores de apertura

Los resistores de apertura o resistores amortiguadores que se utilizan para amortiguar el voltaje de reencendido que puede aparecer durante las operaciones de apertura. Se utilizan principalmente en tipos más antiguos de interruptores, como los interruptores de aire comprimido.

Capacitores

Capacitor de reparto de voltaje

Los capacitores de reparto de voltaje se utilizan a veces en interruptores con dos o más interruptores en serie para obtener una distribución uniforme de los esfuerzos de voltaje por sobre los espacios libres.

El capacitor de reparto de voltaje está conectado en paralelo con cada unidad de interrupción y tiene un valor estándar en el rango de algunos nF/capacitor. La capacitancia total sobre el espacio libre se calcula de la siguiente manera:

Ctot= Cgr/n

Cgr es la capacitancia de cada capacitor de reparto de voltaje.

n es la cantidad de unidades de conexión/desconexión conectadas en serie

Capacitor en paralelo

Los capacitores en paralelo se utilizan para incrementar la capacidad de cortocircuito de los interruptores.

La capacitancia adicional aumenta la demora de tiempo para el voltaje transitorio de recuperación inicial y por lo tanto tiene un impacto principalmente en el desempeño de falla de línea cortocircuitada.

Los capacitores de línea a tierra tienen un efecto similar al de los capacitores en paralelo pero se utilizan principalmente en los interruptores de tanque sin voltaje.

Megger

Áreas de aplicación para los interruptores

Dependiendo de su aplicación en la red, la vida útil de los interruptores varía. Por ejemplo, los interruptores de línea operan pocas veces y tienen una vida de servicio más prolongada que por ejemplo los interruptores de los bancos de capacitores que operan normalmente dos veces por día.

- Interruptores para generadores
- Interruptores para transformadores
- Interruptores de alto voltaje
  - Interruptores para bancos del capacitores
  - Interruptores para reactores
  - Interruptores de alto voltaje de CC
- Interruptores para distribución
  - Interruptores de desconexión
  - Interruptores para tracción
  - Interruptores industriales

Interruptores para generadores

El desempeño de un interruptor para generadores debe ser mucho mejor que el de un interruptor de línea. El posicionamiento del interruptor para generadores entre el generador y el transformador elevador, donde su desempeño influye directamente sobre la producción de la planta, impone exigencias muy altas en su confiabilidad.

Interruptores para transformadores

En una subestación hay un interruptor situado a cada lado de los transformadores

Interruptores de alto voltaje

Las redes de transmisión de energía eléctrica están protegidas y controladas por interruptores de alto voltaje. La definición de alto voltaje varía pero en el contexto de la transmisión de energía se dice normalmente de voltajes superiores a 72 kV. Los interruptores de alto voltaje son operados por relés de protección con detección a través de transformadores de corriente y de voltaje.

Interruptor para generadores

Interruptores para bancos de capacitores

Los interruptores para bancos de capacitores están bajo más esfuerzo que los interruptores normalmente entrantes. Operan con más frecuencia y conmutan con mayores voltajes transitorios.

Interruptores para reactores

La desenergización del reactor ocasiona voltajes de recuperación muy severos sobre los contactos del interruptor de alto voltaje. Los voltajes transitorios de recuperación severos son causados por la oscilación de alta frecuencia entre la inductancia del reactor y su capacitancia de terminal a tierra equivalente. A causa de las relativamente pequeñas corrientes reactivas involucradas, los interruptores tienden a interrumpir las corrientes de carga reactiva con muy pequeñas separaciones entre contactos, y en general mientras recortan la corriente. (Se produce el recorte de la corriente cuando la corriente se fuerza a cero antes de tiempo por la acción de interrupción agresiva del interruptor). Cuando la rigidez dieléctrica del medio de interrupción en el pequeño espacio entre contactos es superada por el severo voltaje transitorio de recuperación, el interruptor de conducirá nuevamente e interrumpirá en el próximo cruce por cero de la corriente, en general a un nivel de recorte de corriente mayor que el de la interrupción inicial. Los sobrevoltajes sobre el reactor, y la severidad de los voltajes transitorios de recuperación sobre los contactos del interruptor aumentan a medida que aumenta el nivel de recorte de corriente. Así se crean

Interruptor de alto voltaje para transmisión

condiciones que podrían ocasionar una falla de aislamiento en los reactores y una falla de la capacidad de interrupción del interruptor dea apertura controlada de los reactores shunt se destina principalmente para evitar la reignición del arco en el interruptor y se usa ampliamente. La aplicación es bastante sencilla y hay beneficios económicos obvios en contar con equipos de conmutación controlados para reducir gastos de mantenimiento y posibles fallas.

Interruptores de alto voltaje de CC

Los interruptores de alto voltaje utilizados para corriente alterna extinguen el arco en el cruce por cero de la corriente cuando se abren, y por eso abren el circuito. Sin embargo, con la corriente continua de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) no hay cruce por cero lo que significa que el uso de interruptores convencionales para protección de la línea no es aplicable. En lugar de disparar un interruptor, se pueden despejar las fallas de línea controlando el voltaje a cero desde la estación conversora de HVDC. En el mantenimiento de subestaciones, se utilizan interruptores para la desconexión, pero solamente después de reducir la corriente a cero. Por ejemplo, en una línea de CC de 500 kV, tres interruptores de 245 kV colocados en serie solamente pueden interrumpir corrientes de aproximadamente 50 A.

Interruptores para distribución

Interruptores para distribución en la red hasta niveles de voltaje de aproximadamente 70 kV.

Interruptores de desconexión

Un interruptor de desconexión es un dispositivo capaz de establecer, conducir e interrumpir la corriente especificada bajo condiciones de servicio normal. Además, puede conducir la corriente de corto circuito especificada y la corriente pico relacionada por un tiempo limitado. Un interruptor de desconexión además cumple con el requisito de distancia de aislamiento especificada para un interruptor de desconexión en la posición abierta.

Interruptores para tracción

El voltaje nominal varía de 600 a 25 kV y en algunos casos con baja frecuencia. Los interruptores operan con frecuencia y tienen que extinguir arcos de mayor duración cuando operan en redes de 16 2/3 Hz. Esto influye en la vida de servicio y los intervalos de mantenimiento.

Interruptores industriales

Los interruptores de alto voltaje se utilizan para diferentes propósitos industriales, por ej. grandes motores, hornos y hornos de fundición.

Interruptores para distribución de 72 kV

Interruptor de vacío (15 kV) para distribución primaria con sensores integrados y unidad de control de protección.

Megger

Tipos principales de interruptores

Interruptor de desconexión (DCB)

Un interruptor de desconexión (DCB, por sus siglas en inglés) reemplaza la combinación convencional de interruptor e interruptores de desconexión separados. La función de desconexión está integrada en la cámara de ruptura. Eso significa que el interruptor cumple con todos los requisitos para uno como así también de un interruptor de desconexión.

El diseño de un DCB es en general el mismo que un interruptor estándar salvo que para este se utiliza una clase de voltaje mayor y que hay un dispositivo para bloquear mecánicamente el DCB en su posición abierta. La ventaja con el DCB es que elimina un interruptor de desconexión separado, lo cual también reduce el tamaño de la subestación. Una desventaja con el DCB es que toda la barra colectora tiene que ser retirada de servicio al realizar mantenimiento en el DCB, dado que un lado del DCB siempre se mantendrá energizado.

Interruptor de desconexión. Los mismos contactos para las funciones de conmutación y desconexión.

Tanque con voltaje

En los interruptores de tanque con voltaje, la cámara del interruptor está aislada de la tierra por un aislante que puede estar hecho de porcelana o de un material compuesto, y está a un potencial elevado. El nivel de voltaje determina la longitud de los aislantes para la cámara del interruptor y la columna del aislante.

En los interruptores de tanque con voltaje no se pueden producir corrientes de falla entre la unidad de interrupción y la carcasa, por lo tanto solo es necesario un transformador de corriente por conjunto de polos.

Una característica adicional de los interruptores de tanque con voltaje de circuito son los compartimientos de gas comparativamente pequeños. La ventaja del volumen de gas pequeño es que hay una reducción en la cantidad de trabajo de mantenimiento del gas.

Interruptor de tanque con voltaje

Tanque sin voltaje

La función distintiva de la tecnología de tanque sin voltaje es que la cámara de interrupción está dispuesta en una carcasa de metal conectada a tierra. Con este diseño el gas SF6 que llena el tanque aísla las partes con alto voltaje del conjunto de contactos respecto de la carcasa. La cámara de interrupción se conecta con los terminales de alto voltaje por medio de aisladores pasamuros para intemperie.

Esta construcción representa un mayor riesgo de falla interna a tierra o cortocircuito dentro del tanque y el riesgo no se puede ignorar. Para manejar esas situaciones los aisladores pasamuros en ambos lados del tanque son generalmente equipados con un transformador de corriente el cual además está conectado con relés de protección. El interruptor del tanque sin voltaje tiene una ventaja en el caso de producirse un terremoto.

Interruptor de tanque sin voltaje

Interruptor de bajo voltaje

Los tipos de interruptores de bajo voltaje son comunes en aplicaciones hogareñas, comerciales e industriales hasta 1000 V CA. Se puede especificar un interruptor en caja moldeada (MCCB, por sus siglas en inglés) hasta 2500 A. Su operación

es térmica o termomagnética. Estos interruptores con frecuencia se instalan en recintos donde es posible extraerlos y reemplazarlos sin desmantelar el conmutador. Algunos MCCB grandes son operados en forma remota por medio de motores eléctricos, con frecuencia como parte de un sistema de conmutador de transferencia automática para energía de reserva.

TECNOLOGÍAS DE INTERRUPTORES

Los interruptores se pueden dividir principalmente en tres grupos que dependen del medio que encierra (aísla) los contactos del interruptor. En un grupo, son de aire o de gas, en el segundo, de vacío y en el tercero, de aceite.

- De aire/gas
  - Interruptor de aire (ACB)
  - De aire comprimido
  - SF6
- De vacío
- De aceite
  - De baño de aceite
  - De volumen mínimo de aceite

Los interruptores aislados con SF6 son más o menos el único tipo instalado actualmente dentro de las redes de transmisión, principalmente debido a sus especificaciones y características totales relativamente altas en relación con su precio. Sin embargo, con nuevas mejoras en su diseño, los interruptores de vacío se están haciendo más comunes en los rangos inferiores de voltaje de las redes de transmisión. Actualmente pueden manejar voltajes de hasta 252 kV pero aún son muy costosos. Los interruptores de vacío se instalan más comúnmente a niveles de voltaje del sistema de 70 kV e inferiores. Tanto los interruptores de SF6 como los de vacío son muy comunes en las redes de distribución actuales.

Con frecuencia las subestaciones se construyen como conmutadores con aislamiento de aire (AIS, por sus siglas en inglés), donde se usa el aire libre como medio de aislamiento entre las diferentes fases y dispositivos.

Los conmutadores con aislamiento de gas (GIS, por sus siglas en inglés) están diseñados y ensamblados por una combinación de módulos de función estandarizada como interruptores, interruptores de desconexión, conmutadores con conexión a tierra, transformadores de corriente y de voltaje y módulos complementarios. El mayor beneficio con una instalación de GIS es la reducción del espacio requerida en comparación con las subestaciones con aislamiento de aire. El intervalo de mantenimiento y prueba para los interruptores instalados en un GIS también es más prolongado en comparación con AIS.

De aire/gas

Interruptores de aire (ACB)

Los ACB se pueden utilizar tanto como interruptores de sistemas eléctricos de distribución de bajo voltaje como para protección de equipos eléctricos en plantas e industrias.

Un principio común de interrupción es utilizar el campo magnético, creado por la corriente que circula a través del ACB, para forzar el arco hacia las laminillas de aislamiento. A medida que el arco avanza entre las laminillas eventualmente se supera la distancia para mantener el arco y se extingue.

De aire comprimido

Los interruptores de aire comprimido comenzaron a ser usados en la década del 30 y se convirtieron en el interruptor común para aplicaciones de alto voltaje y muy alto voltaje. Los robustos diseños eran confiables y resistentes pero ruidosos. Se necesitan muchas interrupciones para altos voltajes y se encuentran comúnmente con los resistores de apertura.

El aire se comprime en un reservorio hasta 14 bar. Los contactos se abren por un soplo de aire comprimido producido por la apertura de una válvula. El aire comprimido es liberado y dirigido hacia el arco a alta velocidad. El aire comprimido enfría el arco y barre los productos del arco. Esto aumenta la rigidez dieléctrica del medio entre los contactos e impide que se restablezca el arco. El arco se extingue y la corriente

Vista en corte de un interruptor de vacío

MCCB (Interruptor en caja moldeada) es un ejemplo de ACB 500 A/600 V

se interrumpe. El corto tiempo del arco, en comparación con el interruptor de aceite, provee un bajo impacto sobre los contactos principales.

SF_6

El hexafluoruro de azufre (SF6) es un gas inerte, pesado que tiene buenas propiedades dieléctricas y de extinción de arco. La rigidez dieléctrica del gas se incrementa con la presión. Es un gas electronegativo que significa que los electrones libres son atraídos al gas y no están libres de movimiento. La consecuencia de esta característica es una rigidez dieléctrica alta. El arco puede producir una serie de subproductos de descomposición más o menos tóxicos, imponiendo grandes exigencias en el reciclado y la eliminación del gas.
Los interruptores de SF6 sufren menos desgaste en el contacto principal que los interruptores de aire y de aceite. El principio de interrupción es enfriar el arco soplando gas con alta presión hacia los contactos de arco.

Hay dos tipos principales: soplador y autosoplador. Los de tipo soplador crean la presión de gas usando una bomba de pistones mientras que el autosoplador se beneficia con la presión creada por el calor del arco. La ventaja del tipo soplador es que tiene buenas propiedades de interrupción para todos los niveles de corriente. La desventaja es que requiere más fuerza mecánica para operar, y requiere un mecanismo de operación más grande. La ventaja del autosoplador es que requiere hasta el 50% menos de energía que el interruptor soplador para operarlo pero sus propiedades de interrupción no son tan buenas.

De vacío

Los interruptores de vacío se utilizan hasta 70 kV. Dado que no hay gas que se pueda ionizar para formar el arco, la separación entre contactos de aislamiento es más pequeña que en otros interruptores. Un arco se forma del material vaporizado de los contactos. La distancia de aislamiento en un interruptor de vacío es de aproximadamente 11-17 mm entre las placas. En general, hay una interrupción por fase pero puede haber dos interruptores en serie.
La forma de las placas de contacto conduce la corriente de una manera que crea un campo magnético que hace que el arco rote y se extinga. Un beneficio con un arco giratorio es la distribución uniforme del calor y que los contactos se desgastan en forma más pareja. Otras ventajas con los interruptores de vacío son su relativamente larga vida operativa y su impacto relativamente limitado en el medio ambiente dado que se diseñan sin gases nocivos y relativamente pocos componentes. Los interruptores vacío también sufren menos desgaste en el contacto principal que los interruptores de aire y de aceite.

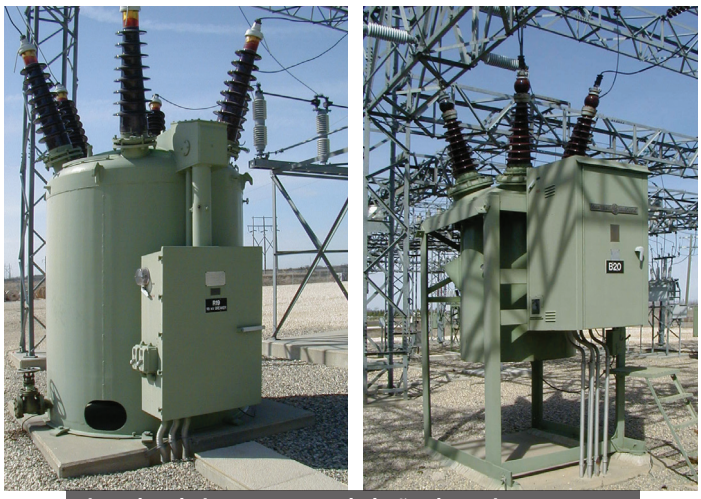
Aceite

De baño de aceite

La interrupción de corriente se produce en el tanque de aceite. El aceite enfría y apaga el arco y también es aislante. Este tipo se ha utilizado principalmente a nivel de distribución y exige mucho mantenimiento de los contactos principales.

De volumen mínimo de aceite

Se utiliza en la transmisión y subestaciones y requiere una pequeña cantidad de aceite y opera muy rápidamente.



Ejemplos de interruptores de baño de aceite

Interruptor, 1000 kV

Elementos importantes de interruptores

Unidad interruptora

Contactos principales

El contacto principal en un interruptor es el elemento que conduce la corriente entre la parte estacionaria y la móvil del interruptor, y de esta manera, una gran superficie con muy baja resistencia (menor de 100 μΩ?) es vital para una vida de servicio prolongada.

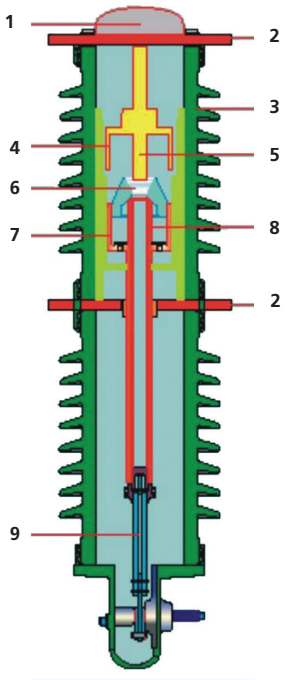
El cobre recubierto con plata es el material más común utilizado para los contactos principales.

Contactos de arco

El contacto de arco es un contacto en paralelo con el contacto principal y se encarga del arco durante la separación. Este tipo de contacto es común en muchos tipos de interruptores. El contacto de arco se libera más tarde que el contacto principal.

Un interruptor sufre desgaste del contacto de arco durante la operación normal así como cuando interrumpe corrientes de cortocircuito. Si el contacto de arco es demasiado corto o de alguna manera está en malas condiciones, el interruptor se hace poco confiable. Las superficies del contacto principal se pueden degradar por la formación del arco, lo que produce una mayor resistencia, calor excesivo y en el peor caso, una explosión.

Los contactos de arco en parte se fabrican con materiales más duros como tungsteno o grafito, para hacerlos más fuertes.



1	Tapa con válvula de ruptura
2	Terminal
3	Recinto de aislamiento
4	Contacto principal fijo
5	Contacto de arco fijo
6	Boquilla de soplado de aire
7	Contacto principal móvil
8	Contacto de arco móvil
9	Varilla de conexión de aislamiento

Ejemplo de diseño simplificado. Partes conductoras de corriente de un interruptor de alto voltaje con dedos de contacto integrados.

Boquilla

La boquilla es una parte en un interruptor de SF6 que separa el contacto principal del arco así como también guía el gas por el lugar correcto a través de la cámara a fin de obtener un apagado eficaz del arco.

Material absorbente

Cuando se produce una severa formación de arco en el interruptor, el SF6 se descompone y se crean subproductos tales como el dióxido de azufre y fluoruros de azufre. Estos subproductos se combinan con la humedad que haya en el gas y producen ácido sulfúrico que es altamente corrosivo y puede dañar el interior del interruptor. Con el uso de desecantes, que absorben estos subproductos y la humedad, se puede proteger al interruptor.

Diseño anterior

Diseño nuevo

Ejemplo de diseño simplificado. Partes conductoras de corriente de un interruptor de alto voltaje con dedos de contacto integrados.

Mecanismo de operación

Una gran mayoría de mecanismos de operación están diseñados a prueba de disparos. Esto significa que el interruptor puede realizar una operación de apertura completa, incluso si la orden de disparo es activada durante una operación de cierre y manteniendo la orden de cierre.

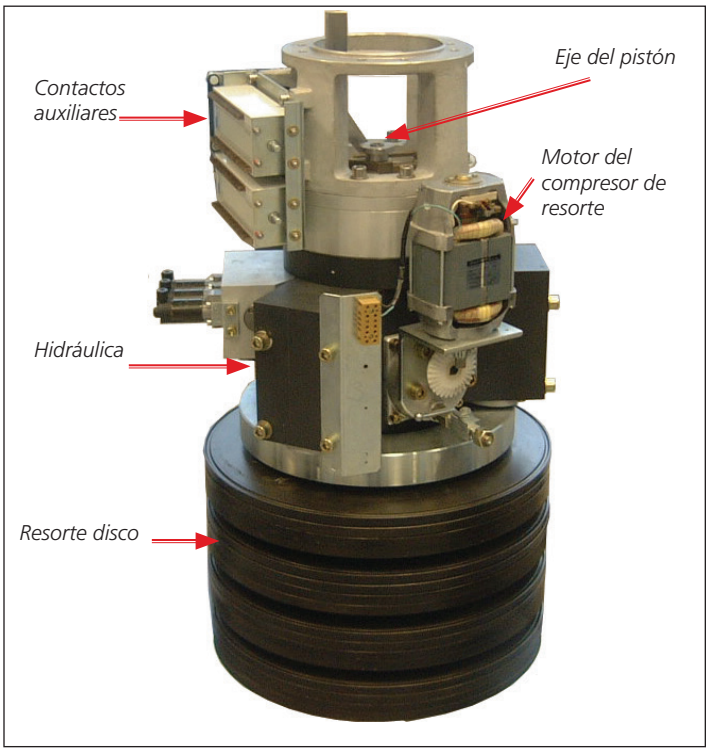
Un problema que tienen los interruptores es que no se los opera con suficiente frecuencia. Pueden permanecer cerrados durante días, semanas o incluso años y años. La carga estática en los cojinetes hace que la lubricación se desplace de modo que el cojinete en última instancia alcance un estado de cero lubricación. Así es que la fricción puede ser muy alta durante el movimiento inicial. Las grasas y los aceites tienden a aumentar su viscosidad a baja temperatura y también se puede solidificar por el tiempo transcurrido y la falta de movimiento.

Funcionalidad general

Contactos auxiliares y bobina

Las bobinas electromagnéticas se utilizan para controlar la operación de la mayoría de los tipos de interruptores. Son rápidas y confiables pero son una causa común de problemas del interruptor ya que se pueden quemar o atascar en su posición.

Los contactos auxiliares son contactos que siguen o que tienen una posición opuesta al contacto principal. Una tarea importante para un contacto auxiliar es desconectar la bobina cuando ha operado. La bobina se desconecta para evitar daños ya que está diseñada para ser energizada temporariamente.



Hidráulica/mecanismo accionado por resorte

Diversos mecanismos de operación

Accionado por resorte

El mecanismo accionado por resorte es un sistema de activación mecánica que utiliza un resorte como almacenamiento de energía. El resorte se tensa con un motor eléctrico y se sostiene por medio de un sistema de enganche. Cuando el interruptor se dispara, el enganche se libera por fuerza magnética. La energía del resorte mueve los contactos por medio de la transmisión de la energía mecánica. Comúnmente hay resortes separados para las funciones de apertura y cierre.

Hidráulica/presión de gas

El mecanismo de operación hidráulica tiene un acumulador de nitrógeno para almacenar la energía de activación. El fluido hidráulico es presurizado por un colchón comprimido de nitrógeno. Un pistón hidráulico transmite la potencia para activar los contactos del interruptor.

Hidráulica/resorte

Este mecanismo es una combinación de hidráulica y resortes. Se almacena energía en un conjunto de resortes que se tensiona hidráulicamente. Se transmite la potencia hidráulicamente para operar los contactos de CB.

Neumático

Hay varios diseños diferentes de mecanismos de operación neumática. Lo común para la mayoría de los tipos es que la energía se almacena como aire comprimido en un receptor de aire (reservorio) y que la presión de aire se convierte en movimiento mecánico por medio de un pistón. Algunos tipos usan una combinación de resorte y presión de aire, donde el resorte por lo general maneja la operación de cierre y la presión de aire la operación de apertura. En estas configuraciones es común que el resorte de cierre esté cargado durante la operación de apertura. En los interruptores de SF6 y de aceite, se transfiere la potencia mecánica desde el pistón o resorte a los contactos móviles por medio de un sistema de enlace mientras que en los interruptores de aire comprimido el pistón y el contacto móvil, así como el resorte de cierre y los orificios de aire comprimido se integran en la unidad de interrupción, lo que se traduce en muy pocas partes móviles.

Motor

Al recibir la orden, las operaciones necesarias se ejecutan de acuerdo con el programa de movimientos de contactos almacenado y el motor es controlado para mover en concordancia los contactos primarios del interruptor. La carga, la amortiguación, la liberación y la transmisión de la energía son esencialmente eléctricas y como tal, el sistema mecánico se reduce a un mínimo de partes móviles.

Térmico/magnético

La corriente que circula por el circuito calienta el sensor bimetálico de corriente que hace que se doble, esto libera la armadura y un resorte fuerza la apertura de los contactos. La corriente de carga también circula por una bobina que crea un campo magnético que disparará la armadura más rápido que la respuesta de la placa bimetálica cuando circulen corrientes muy grandes.

Modos de falla

Definición de falla – de acuerdo con Cigré

Falla

Deficiencia en el desempeño de la función o funciones de un elemento.

Nota: La ocurrencia de una falla no implica necesariamente la presencia de un defecto si el esfuerzo o los esfuerzos están más allá de lo especificado.

Falla mayor

La falla de un conmutador o equipo de control que causa el cese de una o más de sus funciones fundamentales. Una falla mayor producirá un cambio inmediato en las condiciones de operación del sistema, p. ej. el equipo de protección de reserva requerido para eliminar la falla, o producirá la eliminación obligatoria del servicio en 30 minutos para realizar el mantenimiento no programado.

Nota: O producirá la no disponibilidad del servicio requerido.

Falla menor

Falla de un equipo que no sea una falla mayor o cualquier falla, incluso completa, de un elemento de construcción o de un subconjunto que no provoca una falla mayor del equipo.

Encuesta de interruptores de Cigré 1981, 1985

Los resultados de una encuesta de Cigré publicada en Electra N.° 79, 1981 y estudios adicionales de Cigré desde 1985 cubre el período 1974-77. Se incluyen todos los tipos de interruptores con voltajes de servicio superiores a 63 kV.

Resultados principales

- El 70% de las fallas mayores (MF) fueron de origen mecánico
- El 19% de MF fueron de origen eléctrico con respecto a los circuitos auxiliares y de control
- El 11% de MF fueron de origen eléctrico con respecto al circuito principal
- El 48% de MF se clasificaron como "No abre ni cierra sin una orde"

El mecanismo de operación fue la parte del interruptor responsable de la cantidad mayor de fallas (37% de MF)

Voltajes especificados de 63-800 kV		
Tipo de mecanismo	**Fallas por 100 cb-años**	
	Fallas mayores	Fallas menores
Hidráulica	0,31	2,89
Neumática	0,27	0,80
Resorte	0,27	0,40

La mayoría de las fallas menores de los mecanismos de operación son fugas de aceite hidráulico o de aire. La relación entre los índices de falla menor de los sistemas de accionamiento por resortes, neumático e hidráulico es de 1:2:7 respectivamente.

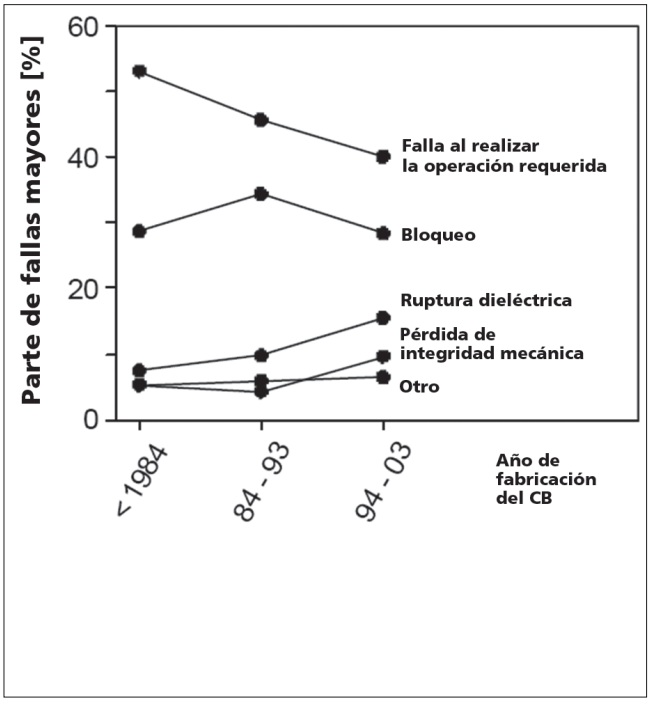
Encuesta de interruptores de Cigré 2005

Fallas mayores clasificadas por componente causante de la falla		
	1988 - 91	2004 - 05
Componente a voltaje de servicio	21%	26%
Control eléctrico y circuitos auxiliares	29%	22%
Mecanismo de operación, incluida la cadena cinemática	50%	52%

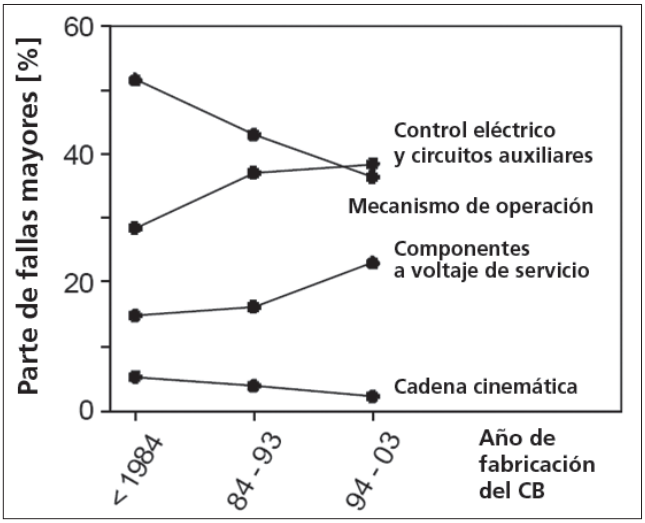
Fallas comunes	
No se cierra sin una orden	34%
No se abre sin una orden	14%
Averías (polos, conexión a tierra)	8%
Opera sin una orden	7%
Otros	<5%

Fallas en componentes	
Mecanismo de operación	70%
Interruptores	14%
Aislamiento	6%
Bastidor/base	5%
Otros	5%

Fallas mayores segmentadas por modo de falla



Fallas mayores segmentadas por subcomponente averiado



El mecanismo de operación sigue siendo la parte menos confiable del interruptor.

"No cierra/abre sin una orden" y "Bloqueado en posición abierta o cerrada" siguen siendo los modos de falla más frecuentes.

El índice general de fallas mayores de los interruptores parece ser esencialmente menor que en las encuestas anteriores.

Aspectos mecánicos

Una gran parte de las fallas mayores son de origen mecánico. El mecanismo de operación y los circuitos eléctricos de control y auxiliares son los componentes responsables por la mayoría de las fallas tanto mayores como menores.

Los modos de fallas mayores dominantes son "No abre ni cierra sin una orden" y "Bloqueado en posición abierta o cerrada". Estos modos suman casi el 70% de las fallas mayores.

Aspectos de mantenimiento

El intervalo promedio entre reacondicionamientos programados es de 8,3 años. Este se puede extender en muchos casos.

La cantidad de fallas causada por mantenimiento indebido ha disminuido en comparación con la primer encuesta (85% de reducción para fallas mayores, 26% para fallas menores), pero todavía hay lugar para mejoras.

Alrededor de una cuarta parte de las fallas son causadas por instrucciones indebidas y construcción, operación y mantenimiento incorrectos.

Los tres temas importantes para el mantenimiento de un interruptor son:

- Lubricación
- Ajuste de contactos
- Negligencia o falta de mantenimiento

En resumen, lo más importante para el mantenimiento de un interruptor es la grasa. Todos los interruptores utilizan grasa como lubricante y la grasa tiende a secarse con el tiempo debido al calor producido en las partes del interruptor que llevan la carga.

Conclusiones

Los resultados de la última encuesta son preliminares y el informe final pronto va ser publicado. Sin embargo, se puede observar que las encuestas de confiabilidad muestran tendencias positivas; los interruptores de alto voltaje están mejorando.

Las encuestas de confiabilidad han:

- Ayudado a los usuarios a elegir equipos y procedimientos de mantenimiento óptimos.
- Ayudado a los fabricantes a mejorar sus productos
- Contribuido al mejoramiento de normas internacionales

Falla de interruptor para generadores

Un polo de un interruptor de distribución totalmente dañado por una explosión.

Estrategias de mantenimiento

Conexión de cables y pinzas en un interruptor de distribución

Cualquiera sea el enfoque de mantenimiento que se elija, el objetivo más importante es lograr una confiabilidad máxima al más bajo costo del ciclo de vida posible.

Dado que la prueba de interruptores muchas veces se basa en la comparación y el análisis de tendencias, es importante empeñarse por tener las mismas condiciones en todas las pruebas. La adquisición de señales de alta precisión también es necesaria, junto con la alta exactitud de medición y un medio confiable de almacenamiento para datos.

Si el trabajo de preparación requerido se puede minimizar y la conexión del instrumento de prueba con el aparato se puede simplificar, se pueden lograr pruebas y evaluación de resultados más rápidos.

La prueba se puede llevar a cabo en varias etapas en la vida de un CB, incluyendo:

- Desarrollo
- Producción
- Puesta en servicio
- Mantenimiento/Trazado de fallas
- Después de servicio (volver a poner en servicio)

Enfoques de mantenimiento

Varias empresas de servicios de energía, personas y organizaciones tienen diferentes puntos de vista y enfoques con respecto a las estrategias de mantenimiento. Las metodologías de prueba y mantenimiento han cambiado con los años y con toda probabilidad continuarán desarrollándose a medida que surjan nuevas tecnologías. Esta sección solamente pretende concientizar acerca de algunos de los enfoques posibles. No hay estrategias correctas o incorrectas, pero a veces hay maneras mejores de hacer las cosas.

Los enfoques respecto al mantenimiento incluyen pero no se limitan a lo siguiente:

- Mantenimiento centrado en la confiabilidad
  - Mantenimiento predictivo pero con prioridades de valor/importancia tomadas en consideración. El objetivo primario aquí es preservar las funciones del sistema determinando la criticidad de los componentes individuales, etc.
- Mantenimiento correctivo
  - cuando algo ya ha sucedido.
  - Si se adopta una estrategia de mantenimiento que es estrictamente correctiva, no se intenta ocuparse de una falla en desarrollo de un interruptor antes de que se torne fatal. Esto no garantiza, sin embargo, el suministro confiable de energía eléctrica que los consumidores tienen derecho de esperar. Los ahorros a corto plazo de los costos de mantenimiento pronto serán superados por el costo del daño y el costo de corregir una falla.
- Mantenimiento preventivo
  - basado en tiempo o cantidad de operaciones Incluye la inspección, la prueba, el reacondicionamiento y las modificaciones. Esta estrategia se presenta con más frecuencia.
- Mantenimiento basado en intervalos periódicos de tiempo
  - realizados a intervalos regulares.
    En un mantenimiento basado en intervalos, se toman una serie de medidas en tiempos predeterminados, sin tener en cuenta las condiciones bajo las cuales opera un interruptor. Si este método se aplica de manera muy estricta, sin embargo, es posible llegar a hacer intervenciones innecesarias. Desensamblar un interruptor que no tiene fallas acarrea gastos innecesarios, y no mejora la confiabilidad.
- Mantenimiento basado en las condiciones
  - Se coloca una bandera de mantenimiento.
    La necesidad de hacer mantenimiento en un interruptor se basa menos en el tiempo que en las condiciones a las que está expuesto, la frecuencia con la que opera y su medio ambiente. El mantenimiento basado en las condiciones brinda excelentes oportunidades para mejorar la confiabilidad y recortar los costos, pero requiere métodos de diagnóstico eficaces. Muchos interruptores proporcionan vidas de servicio más prolongadas de lo que se espera.
  - Prueba en línea
  - Verificación de la condición sin retirar el CB de servicio. Brinda información valiosa en un tiempo relativamente corto. Los métodos de prueba que están disponibles para la prueba en línea son:
  - Prueba de primer disparo/primer cierre con análisis de corrientes de bobina y de vibraciones
  - Temporización de contactos principales a través del sensado de la corriente secundaria de transformador de corriente
  - Temporización de contactos auxiliares
  - Medición de voltaje de control
  - Medición de movimiento (en ciertas condiciones)

Megger

Guía de prueba

Tipo de CB	de vacío	Aceite	Volumen mínimo de aceite		SF_6			De aire comprimido			GIS
Aplicación	1 – 36	Cualquiera	6 – 145	145 – 400	6 – 40	72 – 245	>245	6 – 40	40 – 130	>130	Cualquiera
Temporización	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	(x)[1]
Movimiento	(x)[2]	x	x	x	x	x	x	(x)[3]	(x)[3]	(x)[3]	x
Corriente de bobina	x	x	x	x	x	x	x	(x)[2]	(x)[2]	(x)[2]	x
DRM	n/a	(x)[2]	(x)[2]	(x)[2]	x	x	x	(x)[2]	(x)[2]	(x)[2]	(x)[6]
SRM	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	(x)[1]
Vibraciones	(x)[2]	(x)[2]	(x)[2]	x	(x)[2]	x	x	(x)[2]	(x)[2]	(x)[2]	x
DCM	(x)[2]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	(x)[1]
Corriente del motor	x	x	(x)[4]	(x)[4]	(x)[4]	(x)[4]	(x)[4]	n/a	n/a	n/a	(x)[4]
Volt. mín para operar CB	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Voltaje mínimo	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Voltaje de estación	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Densidad de gas		n/a	n/a	n/a	x	x	x	n/a	n/a	n/a	n/a
Integridad de voltaje	x	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Presión de aire/flujo	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	x	x	x	n/a
Contactos resistores de preinserción	n/a	x	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]
Capacitores de reparto de voltaje	n/a	n/a	n/a	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]	(x)[5]

Leyenda

x	Aplicable
(x)[1]	Si es accesible
(x)[2]	Posible
(x)[3]	Opcional – si la cuchilla/contacto de desconexión se incluye en el diseño del CB.
(x)[4]	La corriente del motor solo es aplicable en los accionamientos por resorte.
(x)[5]	La aplicabilidad y la presencia de capacitores de reparto de voltaje así como de contactos Pir dependen del diseño de la red y no están relacionados con el diseño del CB.
(x)[6]	Si es accesible y si no es un CB de vacío
n/a	No aplicable

Comentarios

Corriente del motor	Hay tres tipos diferentes de mecanismos de operación: resorte, hidráulico y neumático. La corriente del motor solo es aplicable en los accionamientos por resorte.	
Contactos Pir Capacitores de reparto de voltaje	La aplicabilidad y la presencia de capacitores de reparto de voltaje así como de contactos Pir dependen del diseño de la red y no están relacionados con el diseño del interruptor. Generalmente no se usan en las redes de distribución.	
CB de aceite	Trazado de trayectoria bien definido y puntos de fijación del transductor. Con voltajes mayores, contactos seriales por fase pero no se pueden acceder, así que se temporizan como contactos únicos por fase. Si hay contacto Pir, esos son con frecuencia contactos deslizables en el tanque principal, no es posible una separación. Tienen que ser temporizados como contactos paralelos. Los valores Pir pueden bajar a 10 Ω. Los trazos de corriente de bobina son esenciales. Siempre un único mecanismo de operación si el diseño es de tanque único.	
CB de volumen mínimo de aceite 6 – 145 kV	CB de volumen mínimo de aceite 145 – 400 kV	Las corrientes de bobina son esenciales, así como las amortiguaciones del mecanismo de operación. La trayectoria es esencial y es en general relativamente fácil encontrar documentación sobre los puntos de fijación de transductores etc.
Minimum Oil CBs 145 – 400 kV	2-6 contactos/fase. 400 kV siempre con (3) mecanismos de operación separados.	

Cómo realizar pruebas

Falla de interruptor para generadores

Las pruebas se realizarán de acuerdo con las normas, regulaciones locales y mejores prácticas que sean de aplicación. El material instructivo y la chapa del fabricante del interruptor también pueden ser útiles para asistir durante la prueba. El aspecto de seguridad es muy importante: siga cuidadosamente todas las regulaciones e instrucciones de seguridad.

Antes de la prueba realice una inspección visual para verificar si hay señales de daños.

Un requerimiento importante para la confiabilidad del interruptor. Después de un tiempo prolongado sin operación, el interruptor debe funcionar perfectamente cuando se lo necesita. Para probar esto usted tendrá una sola oportunidad de hacer una "prueba de primer disparo", que se describe luego en este capítulo.

La especificación de secuencia de operación (también conocida como servicio de operación estándar o ciclo de servicio estándar) es la secuencia de operación especificada, que el interruptor debe ser capaz de realizar en las condiciones de sus especificaciones. Los fabricantes de interruptores normalmente especifican estas secuencias y los correspondientes tiempos especificados, que se definen según IEC 62271-100.

Los principales temas cubiertos en este capítulo son:

- Seguridad
- Elementos que deben ser probados/inspeccionados
- Métodos y parámetros de prueba
- Montaje del transductor de movimiento

Seguridad

La mejor manera de mejorar la seguridad del personal al trabajar en una subestación es aumentar la distancia entre el personal y los dispositivos con voltaje. Las regulaciones y leyes exigen que todos los objetos deben tener conexión a tierra en ambos extremos antes de realizar tareas de mantenimiento. Para el mantenimiento de los interruptores la prueba más básica e importante, la temporización de los contactos principales, se realiza sin este prerrequisito básico de seguridad. La tecnología convencional simplemente no permite una forma segura de temporizar un interruptor, pero ahora es posible realizar pruebas de forma mucho más segura usando la tecnología DualGround (DCM) descrita en las próximas páginas.

Prácticas de empresas de energía y fabricantes de instrumentos

Antes de conectar el instrumento a la alimentación de red, conecte el cable separado de tierra a la tierra de prueba/trabajo, y cuando desconecte el instrumento desconéctelo primero de la alimentación de red y por último desconecte la tierra de prueba/trabajo.

La mayoría de las subestaciones tienen un sistema de tierra común y no se requiere realizar acciones adicionales. En subestaciones que tienen sistemas de conexión a tierra separados, son posibles dos alternativas:

- Conectar en forma temporaria los dos sistemas de conexión a tierra (por ejemplo ESA 99)
- Utilizar un transformador de aislamiento para alimentar el instrumento de prueba (por ejemplo 1910.269(i)(2)(ii)C)

Si no se adopta alguna de estas acciones, la tierra de protección del instrumento actúa como una conexión entre los dos sistemas de tierra. Esto puede llevar a una alta corriente por los conductores de tierra de protección de los sistemas para la que el sistema no está diseñado, y que es un riesgo para la seguridad del personal.

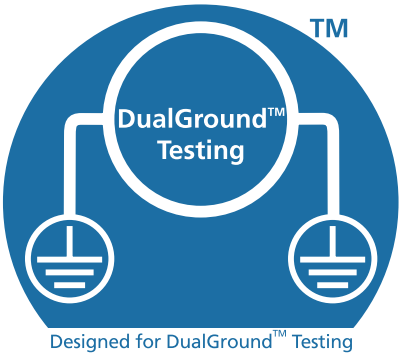
Rutinas paso a paso

- Conectar ambos extremos a tierra al conectar, y si fuera posible al medir (DualGround).
- Instrumento conectado a tierra.
- Conductores de tierra cortos.
- No dejar el interruptor abierto cuando está conectado a tierra en un extremo.
- Retirar las conexiones en el orden correcto.

Prueba con DualGround

- Mayor seguridad para el personal de campo
- Adecuada para todo tipo de interruptores
- No intrusiva y no requiere información previa.

- No modifica la interpretación ni la forma de trabajar. Solo las hace más rápidas y fáciles.



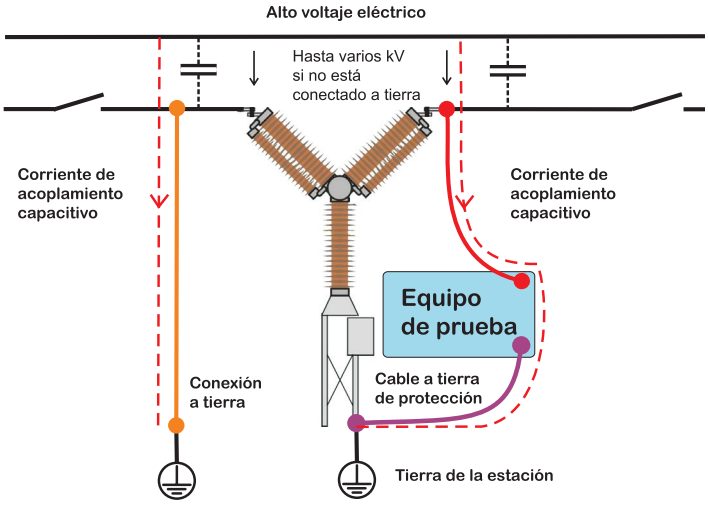
Una tecnología de 2006 que posibilita temporizar los contactos principales de un interruptor con ambos extremos conectados a tierra. Por lo tanto los voltajes peligrosos se pueden mantener a distancia. Se puede crear un área segura alrededor del interruptor y marcarlo claramente con un vallado de seguridad. Se pueden evitar los accidentes con arcos eléctricos y electrocuciones. Los resultados de una temporización de contactos principales basados en la nueva tecnología no son diferentes para la interpretación y son totalmente compatibles con una temporización convencional de contactos principales. Para el personal de campo la forma de trabajar resulta un poco más rápida pero por lo demás sigue siendo conocido.

La temporización de contactos principales se puede realizar actualmente utilizando el método DualGround. Este es un método revolucionario que permite probar el interruptor con exactitud, con mayor seguridad y en forma eficiente comparado con la temporización convencional. Los procedimientos de seguridad establecen que ambos extremos de un interruptor se deben conectar a tierra cuando se trabaja sobre el interruptor en pruebas en el campo. Los métodos de temporización convencionales requieren que se levante la conexión a tierra en un extremo del interruptor para permitir que el instrumento detecte el cambio de estado de los contactos. Este procedimiento hace que los cables de prueba y el instrumento sean parte del trayecto de las corrientes inducidas mientras se realiza la prueba. El método DualGround permite la medición confiable con ambos extremos del interruptor conectados a tierra, haciendo que la prueba sea más rápida y fácil. Esta técnica también permite probar interruptores en configuraciones tales como aplicaciones GIS (interruptores aislados por gas), interruptores para generadores, y aplicaciones de transformadores donde los métodos de temporización convencionales requieren retirar los puentes y conexiones de barras, lo que resulta difícil y complicado.

Temporización con ambos extremos conectados a tierra

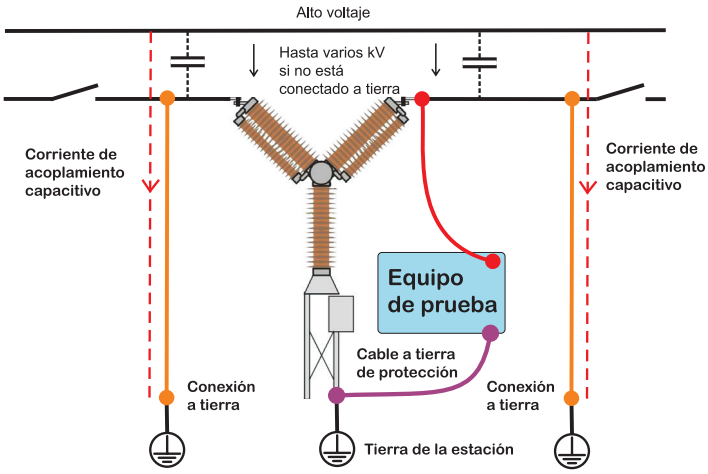
Las mediciones de temporización son difíciles de hacer con ambos extremos de un interruptor conectados a tierra. Sin embargo, el temporizado DualGround™ patentado de Megger (Medición dinámica de capacidad, DCM por sus

Un extremo conectado a tierra



Con un único extremo conectado a tierra, las corrientes de acoplamiento capacitivo pueden alcanzar valores suficientemente elevados para ser dañinos o letales para los humanos.

Ambos extremos conectados a tierra



Las pruebas son mucho más seguras utilizando DualGround

Conventional vs. DualGround	
Preparación del sitio (aislar el área de trabajo, aplicar conexión a tierra de seguridad, emitir el permiso de trabajo)	Preparación del sitio (aislar el área de trabajo, aplicar conexión a tierra de seguridad, emitir el permiso de trabajo)
Conectar el equipo de prueba Emitir autorización para la prueba	Conectar el equipo de prueba Emitir autorización para la prueba
Autorizar a que una persona retire la conexión a tierra	Paso riesgoso que se omite
Realizar la prueba	Prueba segura con ambos extremos conectados a tierra
Persona autorizada aplica la conexión a tierra	Paso riesgoso que se omite
Cancelar autorización para la prueba.	Cancelar autorización para la prueba.
Desconectar el equipo de prueba	Desconectar el equipo de prueba
Cerrar el sitio (cancelar el permiso de trabajo, desconectar la conexión a tierra)	Cerrar el sitio (cancelar el permiso de trabajo, desconectar la conexión a tierra)

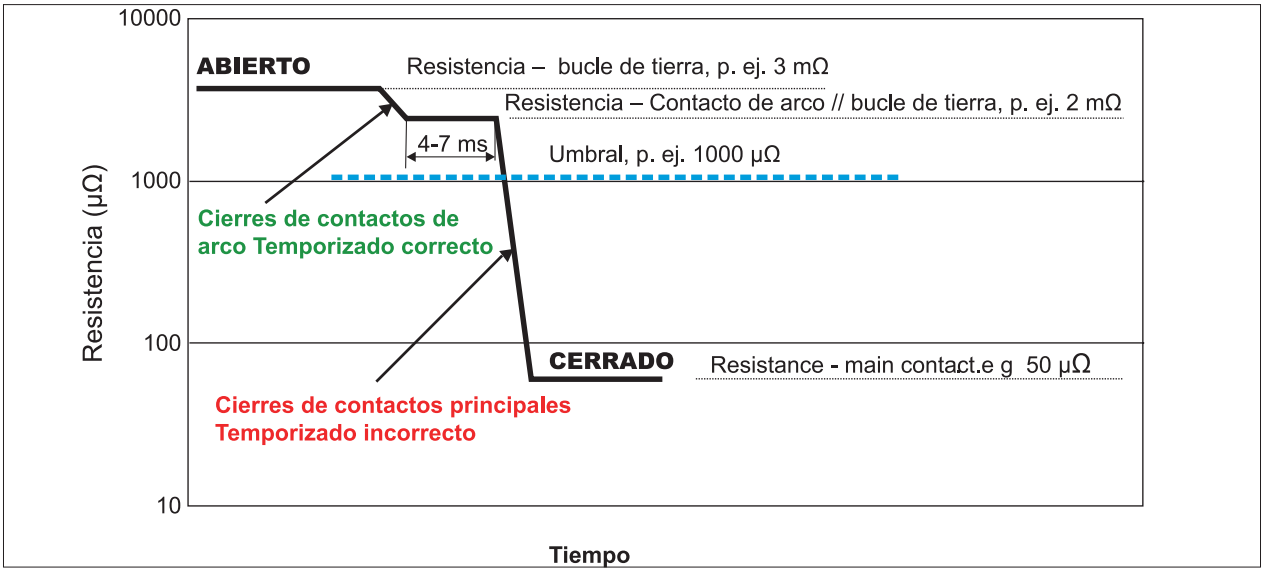
siglas en inglés), es muy adecuado cuando la resistencia de bucle de tierra es baja. La solución no tiene límite inferior de resistencia de bucle de tierra. El bucle de tierra puede incluso tener una resistencia más baja que el trayecto de los contactos principales/contactos de arco y aún funcionar. Esto es particularmente importante cuando se prueban interruptores GIS e interruptores para generadores pero también para interruptores AIS que tienen mecanismos decentes de conexión a tierra. El motivo de la superioridad de utilizar DualGround con el método DCM es que utiliza alta frecuencia para obtener una resonancia en el circuito de prueba. El hecho de que la frecuencia de resonancia varía cuando el interruptor cambia su estado se puede utilizar fácilmente para la detección de estados cerrado/abierto.

Hay otros métodos que utilizan la medición de resistencia dinámica (DRM, por sus siglas en inglés) para temporizar un interruptor con ambos extremos puestos a tierra. Se inyecta una corriente y se registra la caída de voltaje a través del interruptor, y luego se puede calcular la resistencia. La determinación del estado de un interruptor se estima simplemente evaluando el gráfico de resistencia contra un umbral ajustable. Si la resistencia está por debajo del umbral el interruptor se considera cerrado y si la resistencia está por encima del umbral el interruptor se considera abierto. Los problemas surgen cuando se debe establecer este umbral, ya que debe estar por debajo de la resistencia de bucle de tierra (que es inicialmente desconocida) y por encima de la resistencia resultante de los contactos de arco (que también es desconocida) y el bucle de tierra en paralelo. La razón para esto es que, de acuerdo con la norma IEC, para el tiempo de operación del interruptor se deben considerar el cierre y la apertura de los contactos de arco, no los contactos principales, y la diferencia entre los tiempos de operación de los contactos principales y de arco puede, dependiendo de la velocidad de los contactos, alcanzar valores cercanos a los 10 ms. Un cable de cobre para puesta a tierra de 2 x 10 m con una sección transversal de 95 mm2 tiene una resistencia de alrededor de 3.6 mΩ (sin contar las resistencias de transición en los dispositivos de conexión). Un contacto de arco también está usualmente en el rango de los miliohmios, desde un par de miliohmios hasta alrededor de 10 mΩ, dependiendo del tipo de interruptor pero también del estado de los contactos de arco. Estos factores hacen que el ajuste de los umbrales sea una tarea arbitraria, ya que no se sabe qué valores usar. Se deben usar valores diferentes hasta que se obtenga un resultado razonable.

Además, si no se puede visualizar el gráfico de resistencia porque el mismo no es registrado por el instrumento de pruebas utilizado, la tarea de ajustar el umbral se hace aún más complicada.

Finalmente, un método basado en una evaluación contra umbrales es más sensible a las corrientes de CA inducidas en el objeto de la prueba. Cuando se conectan a tierra ambos extremos del interruptor se forma un bucle con una gran área expuesta al campo magnético de los conductores con voltaje cercanos. Los campos magnéticos alternos inducirán una corriente en el interruptor y el bucle de tierra. Esta corriente puede alcanzar las decenas de amperios, lo que constituye una proporción importante de una corriente de prueba de por ejemplo 100 A. Si la evaluación de los umbrales está al límite, estas fluctuaciones de corriente definitivamente afectarán a los resultados de temporización.

La solución DualGround DCM de Megger es totalmente insensible a la interferencia de 50/60 Hz.



De acuerdo con la norma IEC, para los tiempos de operación del interruptor se deben considerar el cierre/la apertura de los contactos de arco, no los contactos principales. Ejemplos que ilustran los problemas para encontrar el valor de umbral:
Umbral > 3 mΩ " Continuamente cerrado
2 mΩ < umbral < 3 mΩ " tiempo correcto de cierre (establecer el umbral entre estos límites es una especie de lotería)
50 µΩ < umbral < 2 mΩ " tiempo incorrecto de cierre (p. ej., 1000 µΩ en el diagrama)
Umbral < 50 mΩ " Continuamente abierto

Elementos que deben ser probados/ inspeccionados

- Mecanismos de operación/Accesorios eléctricos
- Contactos de arco y principales
- Cámaras de arco
- Circuito principal — barras colectoras — contactos de aislamiento
- Pinzas de conexión a tierra (solo para interruptores de potencia extraíbles)
- Conexión de puesta a tierra (solo para interruptores de potencia fijos)
- Suministro de voltaje del circuito auxiliar

Métodos y parámetros de prueba

- Prueba de primer disparo
- Temporización de contactos
- Prueba de inyección primaria
- Movimiento
- Medición de resistencia estática (SRM)
- Medición de resistencia dinámica (DRM)
- Interrupción sincronizada
- Prueba de bobina
- Prueba de voltaje mínimo
- Voltaje mínimo requerido para operar el interruptor
- Prueba de vibraciones
- Prueba de botella de vacío
- Prueba primaria
- Prueba de aceite
- Fuga de SF6
- Prueba de humedad
- Prueba de presión de aire
- Factor de potencia / tangente delta / aislamiento

Prueba de primer disparo

Una manera buena y efectiva de verificar la condición de un interruptor es documentar su comportamiento en la primera operación de apertura después de un largo tiempo de inactividad. Las mediciones y conexiones en el interruptor se realizan mientras el mismo está en servicio. Todas las conexiones se realizan dentro del gabinete de control.

El mayor beneficio de usar la prueba de primer disparo es que se prueba en las condiciones operativas del "mundo rea". Si el interruptor no se ha operado durante años, el primer disparo revelará si el interruptor está más lento debido a problemas en los enlaces mecánicos o armaduras de bobinas causados por la corrosión o la grasa seca. Con los métodos tradicionales, las pruebas se realizan después de que se ha sacado de servicio al interruptor y se lo ha operado una o dos veces.

En un interruptor de operación común (interruptor con un mecanismo de operación común), se mide una corriente de bobina, y en un interruptor con polos de operación independiente (IPO, por sus siglas en inglés) se miden tres corrientes de bobinas. El análisis de la característica de corriente de bobinas provee información sobre la condición del interruptor. También se puede medir la temporización de los contactos auxiliares. Los tiempos de operación se pueden medir monitoreando la corriente secundaria de los transformadores de corriente, pero el tiempo de arco también estará incluido. Si existe un camino en paralelo para la corriente, los tiempos de operación se pueden medir con mayor exactitud, ya que se minimizarán los efectos del arco. Un enfoque más moderno para las pruebas de primer disparo agrega la medición de vibración. Esto proporciona información detallada sobre el estado del interruptor. Estas mediciones durante el primer disparo son posibles con los equipos TM1800 y TM1700.

Se debe tener especial precaución ya que hay circuitos con voltaje en el gabinete de control y el mecanismo está plenamente cargado. El interruptor puede operar en cualquier momento, cuando se produzca una falla.

Interruptor conectado listo para prueba y medición

Temporización de contactos

Contactos principales

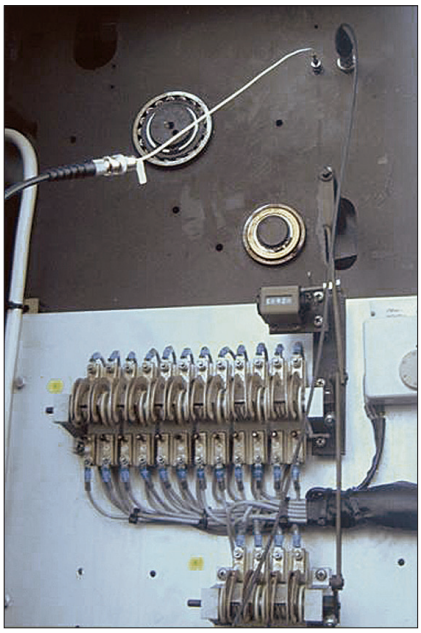
Definición de mediciones de tiempo de acuerdo con IEC	
Tiempo de apertura	El intervalo de tiempo desde la activación de la liberación de apertura (p. ej., bobina) hasta el instante en que los contactos de arco se separaron en todos los polos.
Tiempo de cierre	El intervalo de tiempo desde la activación del mecanismo de cierre (p. ej., bobina) hasta en instante en que los contactos de arco se tocaron en todos los polos.

Es importante la simultaneidad en una misma fase en situaciones en las que una cantidad de contactos se conectan en serie. En este caso, el interruptor se convierte en un divisor de voltaje cuando se abre un circuito. Si la diferencia de tiempos es muy grande, el voltaje se hace muy alto sobre un contacto, y la tolerancia para la mayoría de los tipos de interruptores es de menos que 2 ms. La razón es que las múltiples aperturas configuran en conjunto un divisor de voltaje (en la posición de abierto). Una dispersión de tiempos muy grande producirá sobrevoltaje en uno de los contactos. Se pueden producir daños severos en la cámara de ruptura.

La tolerancia de tiempo para simultaneidad entre fases es mayor para un sistema de transmisión de potencia trifásico operando a 50 Hz, ya que siempre habrá 3,33 ms entre cruces por cero.

De todos modos la tolerancia de tiempo se suele establecer en menos de 2 ms, aún para estos sistemas. Se debe resaltar que los interruptores que realizan conmutación sincronizada deben satisfacer

requerimientos más exigentes en ambas situaciones indicadas arriba.



Contactos auxiliares. Acelerómetro instalado para mediciones de vibraciones

Sincronización de interruptores (fase contra fase)

- < 1/4 ciclo @ operación de cierre (IEC62271-100)
- < 1/6 ciclo @ operación de apertura (IEC62271-100)

Sincronización de fase (interruptores en la fase)

- - < 1/8 ciclo (IEC62271-100)

Contactos con resistores

Los contactos con resistores pueden ser de tipo preinserción o postinserción. La temporización de los contactos con resistores se realiza en simultáneo con los contactos principales, pero los contactos con resistores se detectan únicamente cuando los contactos principales están abiertos. El valor de la resistencia es un buen parámetro para la evaluación.

Temporización de contactos auxiliares

No hay límites de tiempo generalizados para la relación de tiempos entre contactos principales y auxiliares, pero sigue siendo importante comprender y verificar su operación. El propósito de los contactos auxiliares es cerrar y abrir un circuito. Este circuito puede habilitar una bobina de cierre cuando el interruptor está a punto de realizar una operación de cierre y luego abrir el circuito inmediatamente después del inicio de la operación, evitando de esa manera que se queme la bobina.

Los contactos auxiliares son de tres tipos: a (normalmente abiertos, NO por sus siglas en inglés), b (normalmente cerrados, NC por sus siglas en inglés) y temporarios (wiper). El tipo a sigue la posición de los contactos principales y el tipo b está en la posición opuesta. El temporario realiza un cierre temporario durante las operaciones de cierre y de apertura.

Los contactos auxiliares también se utilizan a veces para expresar diversas propiedades dinámicas del interruptor, tales como la velocidad y el amortiguamiento. Los resultados de la temporización de estos contactos se pueden utilizar para ajustar el interruptor.

También hay contactos auxiliares usados para interbloqueo tales como la indicación de carga del resorte, presión hidráulica, monitoreo de densidad de SF6, relé X/Y, relé de antibombeo, etc.

Temporización de interruptores de grafito

Los métodos de prueba de temporización tradicionales no se pueden aplicar a los interruptores que tengan boquillas de grafito porque los mismos arrojarán resultados de temporización inestables y no repetitivos. En este caso se debe realizar una medición de resistencia dinámica (DRM) y los gráficos de resistencia se deben evaluar con un algoritmo ajustado a la medida para determinar la referencia de tiempo, que es la transición entre grafito/plata y plata/plata en el cierre y entre plata/plata y plata/grafito en la apertura. El software también compensará el desplazamiento de tiempo creado por el tiempo que se requiere para que el contacto móvil recorra la longitud correspondiente a la longitud de la boquilla de grafito.

Prueba de inyección primaria

Para la prueba de inyección primaria se inyecta una corriente alta en el extremo primario del transformador de corriente. Toda la cadena está cubierta por esta prueba: transformador

de corriente, conductores, puntos de conexión, protección del relé y a veces también los interruptores. Se debe retirar de servicio al sistema bajo prueba durante una prueba de inyección primaria. Las pruebas se hacen normalmente como parte de la puesta en servicio.

La única manera de verificar que un interruptor de acción directa y bajo voltaje opera adecuadamente es inyectar una alta corriente.

Movimiento

Un interruptor de alto voltaje está diseñado para interrumpir corrientes de cortocircuito de manera controlada. Esto representa una fuerte demanda de desempeño mecánico para todos los componentes en la cámara de ruptura así como en los mecanismos de operación. Debe operar a una velocidad específica a fin de acumular suficiente presión para permitir un flujo de enfriamiento de aire, aceite o gas (dependiendo del tipo de interruptor) para que el arco que se genera después de la separación de los contactos se extinga antes del próximo cruce por cero. Es importante interrumpir la corriente para evitar un nuevo encendido. Esto se realiza asegurando que los contactos se muevan a una distancia mutua suficiente antes de que el contacto móvil ingrese en la llamada zona de amortiguamiento.

La distancia a lo largo de la cual se debe extinguir el arco eléctrico del interruptor en general se denomina zona de arco. A partir de la curva de movimiento, se puede calcular una curva de velocidad o aceleración para revelar aún cambios marginales que pueden haberse producido en los mecanismos del interruptor.

El movimiento por la trayectoria del contacto es capturado conectando un transductor de trayectoria en la parte móvil del mecanismo de operación. El transductor provee un voltaje analógico relacionado con el movimiento del contacto. El movimiento se representa como una curva de distancia contra tiempo que permite análisis adicionales.

A partir de la curva de movimiento, se puede calcular una curva de velocidad o aceleración para revelar cambios en los mecanismos de interruptor que pueden afectar la operación de este.

Trayectoria

La traza de trayectoria indica la posición instantánea de los contactos del interruptor durante una operación. Esto provee información importante tal como la trayectoria total, la trayectoria en exceso, el rebote, la trayectoria en defecto, el barrido de contactos o la penetración del contacto móvil o posición de la varilla de operación en el momento de cierre o apertura, así como anomalías que resultan evidentes en la traza.

Velocidad

La velocidad se calcula entre dos puntos en la misma curva de movimiento. El punto superior se define como la distancia en longitud, grados o porcentaje de movimiento entre a) la posición cerrada o abierta del interruptor, y b) el punto de cierre de contactos o separación de contactos. El tiempo que transcurre entre estos dos puntos varía entre 10 y 20 ms, lo que corresponde a 1-2 cruces por cero. El punto inferior está determinado a partir del punto superior. Puede ser ya sea una distancia por debajo del punto superior o un tiempo después del punto superior.

El beneficio individual más importante que se obtiene de las curvas de velocidad y de aceleración instantáneas es la percepción que proveen respecto de las fuerzas involucradas durante la operación de un interruptor.

Aceleración

La aceleración promedio se puede calcular a partir de la traza de velocidad.

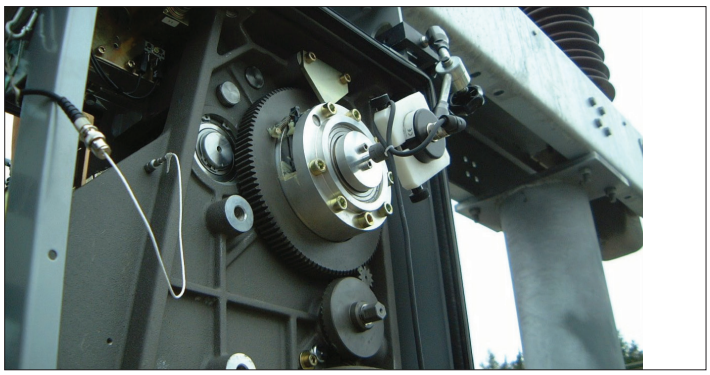
Amortiguamiento

El amortiguamiento es un parámetro importante para ser monitoreado y probado, ya que la energía almacenada utilizada por un mecanismo de accionamiento para abrir y cerrar un interruptor es considerable. La poderosa solicitación mecánica puede fácilmente dañar al interruptor y/o reducir su vida útil. El amortiguamiento de las operaciones de apertura se suele medir como una segunda velocidad, pero también se puede basar en el tiempo que transcurre entre dos puntos justo por encima de la posición de abierto del interruptor.

Medición de resistencia estática (SRM)

La prueba se realiza inyectando corriente CC por el sistema de contactos principales del interruptor cuando el interruptor está cerrado. La medición de la caída de voltaje permite calcular la resistencia. El valor de la resistencia del contacto principal refleja el estado de las partes conductoras.

Un valor de resistencia estática provee un valor de referencia para todos los tipos de contactos y uniones eléctricos. IEC56 establece que este tipo de resistencia se debe medir con una corriente de entre 50 A y la corriente nominal del interruptor.



Mecanismo de operación de un interruptor con acelerómetro y transductor de movimiento rotativo (para medición de vibraciones).

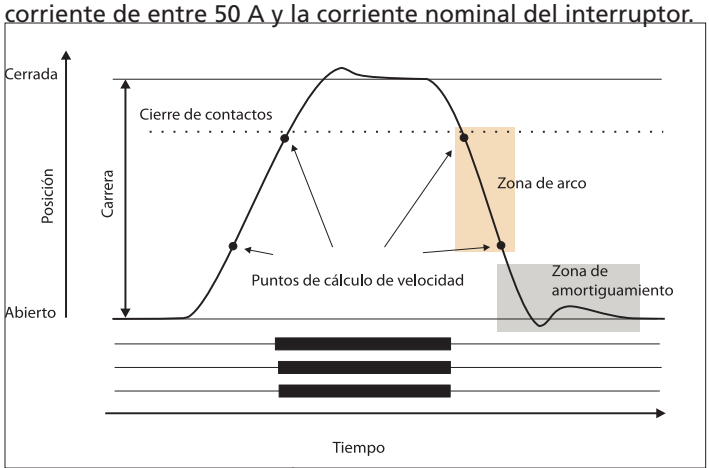


Diagrama de movimiento y gráfico de temporización para una operación cerrado-abierto

ANSI C 37.09 especifica una corriente de prueba mínima de 100 A. Otras normas internacionales y nacionales establecen lineamientos generales a fin de eliminar el riesgo de obtener valores erróneamente altos si la corriente de pruebas es muy baja. En algunos casos, el calor generado por una alta corriente de prueba dispersa cualquier resto de grasa u otras impurezas de las superficies de los contactos (resultado de numerosas operaciones de apertura con alta corriente).

Cuando los interruptores están en mal estado, los valores cambiarán en forma dramática respecto de los valores de fábrica. ANSI describe un incremento de aproximadamente 200% de resistencia sobre el valor máximo especificado por la fábrica.

Medición de resistencia dinámica (DRM)

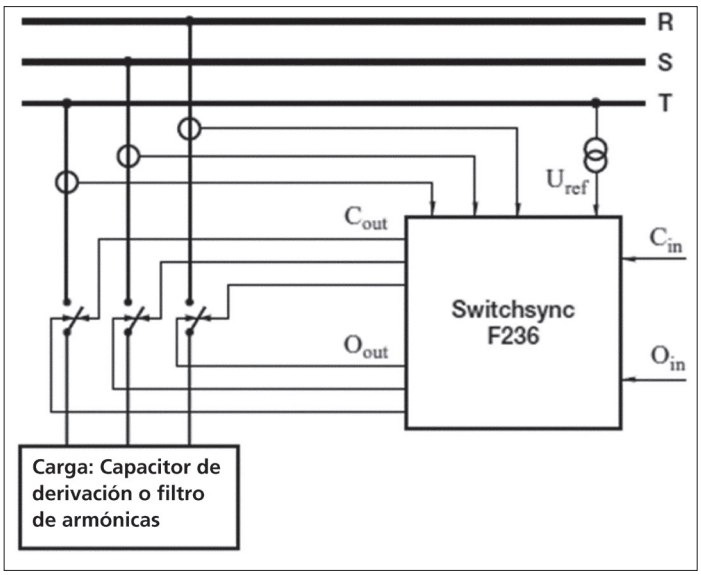
Las pruebas se realizan inyectando corriente de CC por los contactos principales y midiendo la caída de voltaje y la corriente mientras se opera el interruptor. El analizador de interruptores calcula y grafica la resistencia en función del tiempo. Si se registra en forma simultánea el movimiento del contacto, se puede leer la resistencia en cada posición del contacto. Este método se utiliza para el diagnóstico de contactos, y en algunos casos se usa también para medir tiempos.

Con mediciones de resistencia dinámica se puede estimar la longitud de los contactos de arco en forma confiable. La única alternativa real para determinar la longitud de los contactos de arco es desarmar el interruptor. En interruptores de SF6 el contacto de arco se suele hacer de wolframio (tungsteno). Este contacto se quema y se hace más corto con cada interrupción de la corriente de carga.

Una interpretación confiable de la medición de resistencia dinámica requiere de una alta corriente de prueba y un analizador de interruptores con buena resolución de medición.

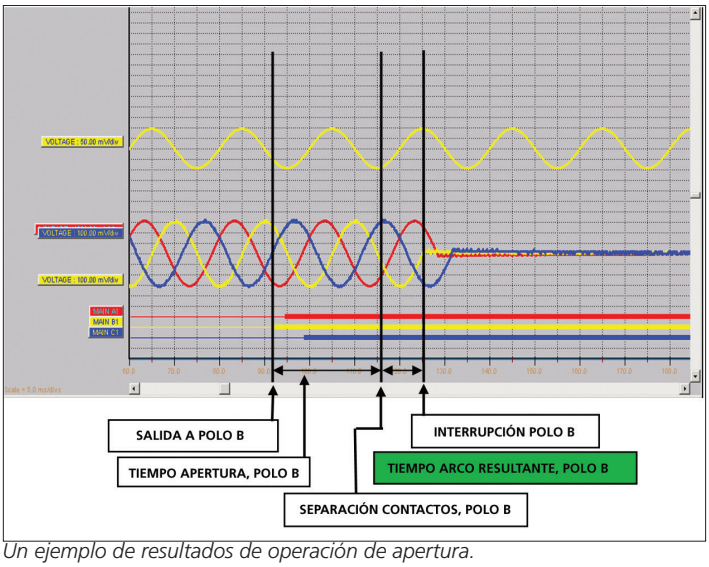
Interrupción sincronizada (controlada)

A fin de probar el funcionamiento de un dispositivo de interrupción controlada se registran una o más corrientes de los transformadores de corriente y voltaje de referencia desde los transformadores de voltaje, junto con señales de salida del controlador, mientras se generan órdenes de apertura o cierre. Las configuraciones específicas dependen de la instrumentación de prueba, las fuentes de corriente y de voltaje disponibles y el controlador de interrupción instalado. Abajo se muestra una configuración típica usando controladores, donde los polos se controlan por separado.



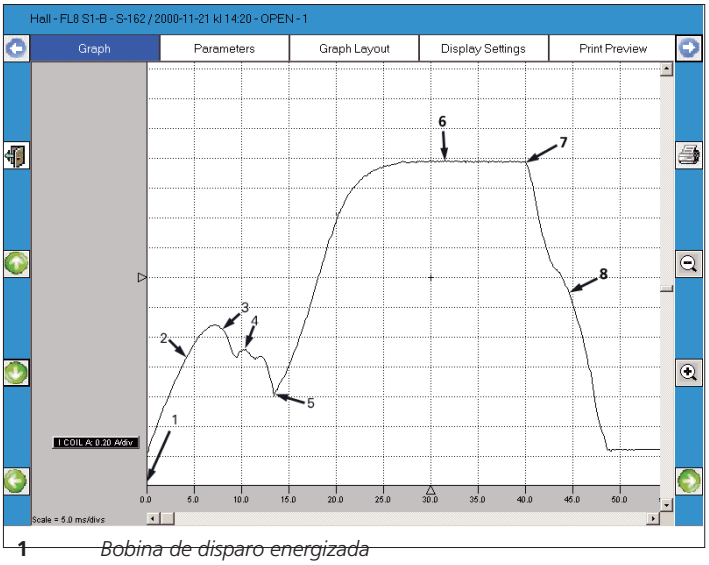
Cin *Orden de Cierre*
Oin *Orden de apertura*
Uref *Voltaje de referencia*
Cout *Órdenes de cierre individuales para cada fase*
Oout *Órdenes de apertura individuales para cada fase*

DRM es un método confiable para estimar la longitud y el desgaste de los contactos de arco. El SDRM202 provee alta corriente y el TM1800 provee una medición exacta y con muy buena resolución. Además, es posible usar prueba DualGround.



Un ejemplo de resultados de operación de apertura.

Prueba de bobina



1	*Bobina de disparo energizada*
2-5	*Trayectoria de armadura*
3-4	*Armadura opera enganche de disparo*
4-5	*Armadura completa su trayectoria*
5	*Armadura alcanza el tope*
6	*Proporcional a la resistencia CC de la bobina*
7	*Se abren los contactos auxiliares*
8	*Decaimiento de corriente*

Cuando se energiza una bobina de disparo [1], la corriente fluye por sus devanados. Las líneas de fuerza magnéticas en la bobina magnetizan el núcleo de hierro de la armadura, lo que induce una fuerza en la armadura. La corriente que fluye por la bobina de disparo aumenta hasta el punto en que las fuerzas ejercidas sobre la armadura son suficientes para superar a las fuerzas combinadas de la gravedad y la fricción, empujando [2] a la armadura a través del núcleo de la bobina de disparo.

La magnitud de la corriente inicial [1-2] es proporcional a la energía requerida para mover la armadura desde su posición de reposo inicial. El movimiento del núcleo de hierro a través de la bobina de disparo genera una fuerza electromagnética en la bobina, que a su vez tiene un efecto sobre la corriente que fluye por ella. La velocidad de crecimiento de la corriente depende del cambio en la inductancia de la bobina.

La armadura opera el enganche de disparo [3-4], que a su vez colapsa el mecanismo de disparo [4-5]. La anomalía en [4] es el punto donde la armadura se detiene en forma momentánea con el soporte. Se requiere más energía para que la armadura continúe su movimiento y supere la carga adicional del soporte. La anomalía puede deberse a la degradación de los cojinetes del soporte, lubricación, cambios de temperatura, fuerza excesiva en los resortes de apertura o ajustes del mecanismo. La armadura completa su trayectoria [4-5] y alcanza el tope [5].

Resulta de interés la curva [4-5]. Mientras la armadura se mueve desde el punto en que se desengancha el mecanismo de disparo [4] hasta el tope [5] la inductancia de la bobina cambia. La curva es una indicación de la velocidad de la armadura. Cuanto mayor sea la pendiente de la curva, más rápido será el movimiento de la armadura.

Una vez que la armadura ha completado su trayectoria y ha alcanzado el tope [5], hay un cambio en la característica de la corriente.
La magnitud de la corriente [7] depende de la resistencia de CC de la bobina.

El contacto 'a' se abre [8] para desenergizar la bobina de disparo y la corriente decae hasta cero.

La interpretación de las características de las bobinas de operación de los interruptores puede proveer información acerca de la condición de los mecanismos de enganche.

Corriente

Cuando se aplica un voltaje a una bobina, la curva de corriente muestra inicialmente una transición recta cuya velocidad de subida depende de las características eléctricas de la bobina y del voltaje aplicado.

Cuando se empieza a mover la armadura de la bobina (que actúa el enganche del paquete de energía del mecanismo de operación), la relación eléctrica cambia y la corriente de la bobina cae.

El valor pico del primer pico de corriente (inferior) se relaciona con la corriente de la bobina totalmente saturada (corriente máxima), y esta relación provee una indicación de la dispersión del voltaje inferior de disparo. Si la bobina alcanzara su corriente máxima antes de que la armadura y el enganche empezaran a moverse, el interruptor no se dispararía. Es importante notar, sin embargo, que la relación entre los dos picos de corriente varía, en particular con la temperatura. Esto también se aplica al voltaje inferior de disparo.

Las corrientes de armadura se pueden medir en forma rutinaria para detectar posibles problemas mecánicos y/o eléctricos en las bobinas de actuación mucho antes de que emerjan como fallas reales.

Voltaje

En algunos casos también es de interés medir la disminución temporal del voltaje de CC durante la operación de la bobina. El voltaje sobre la bobina variará durante la operación. Este cambio influirá sobre la corriente en la bobina, el tiempo de liberación de la armadura y, en última instancia, el temporizado de los contactos.

Prueba de voltaje mínimo

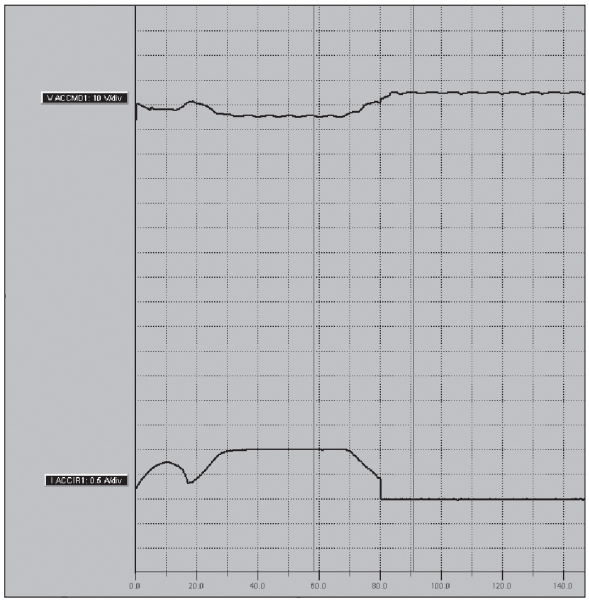
Esta prueba se deja de lado con frecuencia aunque está especificada y recomendada en las normas internacionales. El objetivo de la prueba es asegurar que el interruptor puede operar al nivel de voltaje mínimo provisto por la batería de la estación cuando el interruptor debe operar durante un corte de energía. La prueba se realiza aplicando el mínimo voltaje de operación especificado y verificando que el interruptor opere dentro de los parámetros de operación especificados. El voltaje de prueba estándar es 85% y 70% del voltaje nominal para cierre y apertura respectivamente.

Voltaje mínimo requerido para operar el interruptor

Esta prueba no se debe confundir con la previamente descrita. En esta prueba se determina el voltaje mínimo al que el interruptor puede operar. Es una medición de la fuerza necesaria para mover la armadura de la bobina. En esta prueba no interesan los parámetros de temporización de contactos, solo si el interruptor opera o no. Se comienza con un voltaje bajo, enviando un pulso de control al interruptor. Si el mismo no opera se incrementa el voltaje en, por ejemplo, 5 V y se intenta nuevamente, y se repite el procedimiento hasta que el interruptor actúe. Una vez que el interruptor ha operado, se debe registrar el voltaje para el que ocurrió la operación. La próxima vez que se hagan tareas de mantenimiento se podrán comparar los resultados con los viejos valores de prueba para determinar la presencia de cambios.

Prueba de vibraciones

La prueba de vibraciones se basa en la premisa de que todos los movimientos mecánicos en un equipo producen sonidos y/o vibraciones, y que si se los mide y se comparan los resultados con resultados de pruebas anteriores (datos conocidos), se puede evaluar la condición del equipo correspondiente.



La figura muestra corrientes de bobina de disparo y la disminución temporal del voltaje de CC durante una operación de apertura. El voltaje de circuito abierto es 128 V y la disminución temporal del voltaje es de aproximadamente 14 V a la corriente máxima de disparo de 11 amperios. Estos son valores normales y no indican defectos de funcionamiento en el circuito de voltaje de operación de CC

El factor de medición más simple es el nivel total de vibración. Si el mismo excede de un valor dado, se considera que el equipo está en la zona de falla o de riesgo.

Para todo tipo de prueba de vibraciones, se debe haber medido previamente un nivel de referencia en un equipo del que se sabe que está libre de fallas. Todas las mediciones en el equipo medido se relacionan luego a esta característica de referencia a fin de determinar si el nivel de vibración medido es “norma” o si el mismo indica la presencia de fallas.

Prueba de vibraciones en interruptor

El análisis de vibraciones es un método no invasivo que utiliza un sensor de aceleración sin partes móviles. El interruptor puede permanecer en servicio durante la prueba. Todo lo que se requiere para la medición es una operación de apertura – cierre. La primera operación puede ser diferente comparada con la segunda y la tercera debido a la corrosión y otros problemas de los contactos de metal con metal. Las vibraciones son un método excelente para capturar la primera operación en la misma posición.

El análisis compara la serie de mediciones tomadas en el tiempo con una referencia tomada previamente. El método de vibraciones detecta fallas que son muy difíciles de descubrir con métodos convencionales. Sin embargo, si se dispone de datos convencionales tales como tiempo de contactos, curva de trayectoria y corriente y voltaje de bobinas además de los datos de vibraciones, entonces es posible realizar una evaluación de condición aún más precisa. Los datos de vibraciones se almacenan junto con los datos convencionales disponibles.

El método de vibraciones está publicado en papeles técnicos de CIGRÉ y IEEE®

Desde hace aproximadamente 15 años se utiliza en la industria para la prueba de todo tipo de interruptores, desde transmisión hasta sitios industriales. El método se estableció en primer lugar en el mercado escandinavo. La prueba de vibraciones se puede realizar de manera muy segura para el técnico de mediciones, ya que ambos extremos se pueden conectar a tierra durante la prueba. Además requiere de menos actividades de trepar, ya que no se requiere acceso al sistema de contactos del interruptor. El sensor de aceleración se puede montar fácilmente sobre el interruptor.

Uno o más acelerómetros se fijan a los polos y al mecanismo de operación del interruptor. Las señales de vibraciones de los acelerómetros paran por una unidad de acondicionamiento de señales que incorpora un amplificador y filtro al sistema de análisis de interruptores TM1800, donde se las registra durante la operación del interruptor. Las señales de vibraciones registradas en forma directa se pueden analizar en el software CABA Win, junto con datos de tiempo, movimiento y corriente de bobinas.

Se puede utilizar un procedimiento sofisticado, conocido como alineamiento temporal dinámico (DTW, por sus siglas en inglés) para análisis adicionales. DTW compara señales de vibración con características de referencia obtenidas (preferiblemente) de una prueba previa realizada en el mismo interruptor. En la fase inicial de las pruebas se pueden utilizar comparaciones con los resultados de pruebas realizadas sobre otros interruptores del mismo tipo. Los resultados de las comparaciones se presentan en un diagrama tiempo-tiempo que muestra desviaciones de tiempo y también en

un diagrama de desviaciones que muestra diferencias en contenido espectral y amplitud.
Todos los datos de prueba y de análisis se pueden informar junto con otros datos tales como movimiento y velocidad. Los resultados globales proveen una imagen más detallada de la condición de los interruptores que lo que antes era posible.

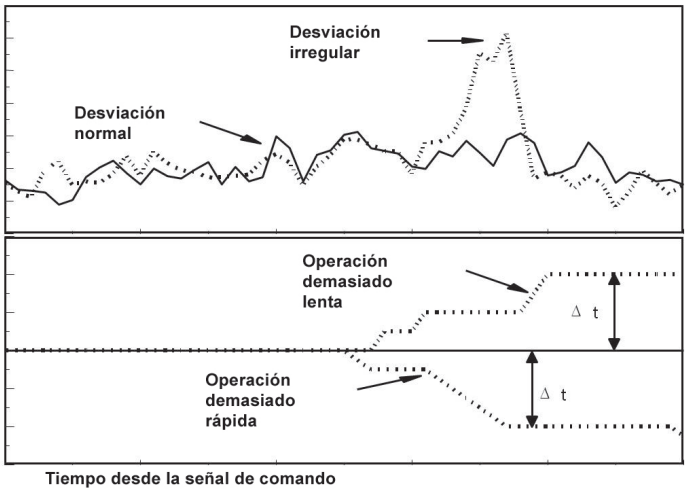
El análisis de vibraciones DTW está disponible en un módulo separado del programa que se puede adquirir como un agregado opcional para CABA Win. Este tipo de medición requiere una alta velocidad de muestreo y un amplio rango dinámico. El TM1800 utiliza una resolución de 16 bits y una velocidad de muestreo de 40 kHz. Junto con un amplificador de acondicionamiento de señales SCA600 especialmente diseñado, el M1800 permite la medición de vibraciones con un rango de frecuencias de hasta 15 kHz.

Prueba de botella de vacío

La botella de vacío en un interruptor de vacío se prueba con alto voltaje de CC o CA para verificar que la integridad del vacío esté intacta. El comportamiento de la resistencia eléctrica del vacío en un interruptor es idéntico para CA y CC. La principal diferencia entre el uso de CC y AC es que la AC es también sensible a la capacidad del interruptor.
La componente CC (resistiva) de la corriente es 100 a 1000 veces menor en magnitud que la componente CA (capacitiva) de la corriente, dependiendo de la capacidad de la botella individual, y por lo tanto es difícil de distinguir cuando se prueba con CA. Como consecuencia, para probar con CA se requiere un equipo mucho más pesado que para probar con CC.
Tanto los métodos con CC como los de CA están detallados en las normas ANSI/IEEE 37.20.2-1987, IEC 694 o ANSI C37.06.

Fuga de SF_6

La fuga de SF6 es uno de los problemas más comunes con interruptores. La fuga se puede producir en cualquier parte



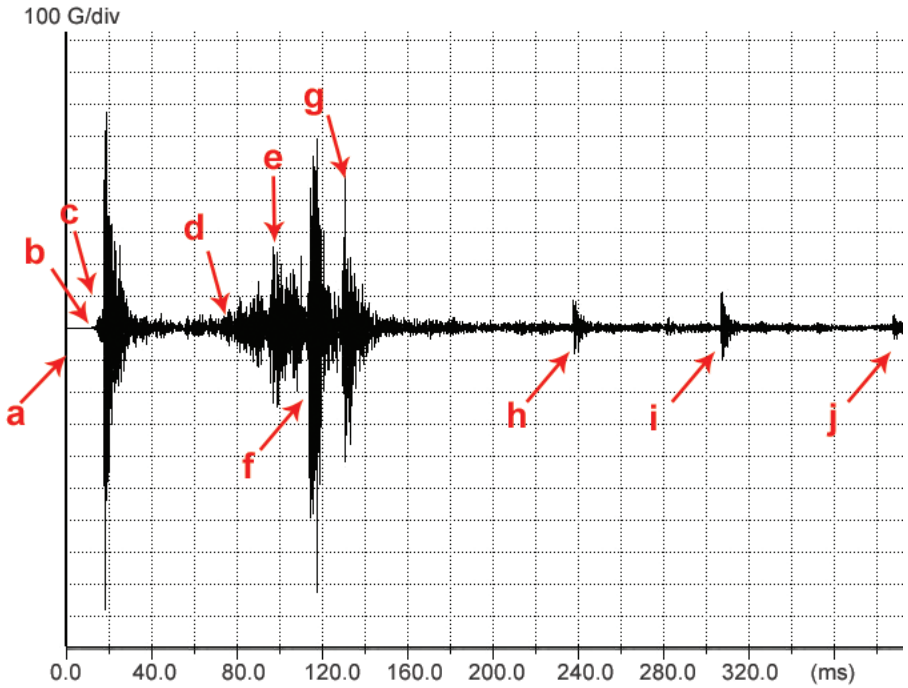
Desviación entre las características de prueba y de referencia. En esta figura se pueden distinguir claramente desviaciones que comienzan a aparecer, así como sus causas

del interruptor donde se juntan dos partes, tal como en encastres de válvulas, aisladores pasantes y bridas, pero en algunos casos poco frecuentes puede suceder directamente a través del aluminio debido a una fundición de baja calidad.

Estas pérdidas se pueden localizar utilizando detectores de fugas de gases (rastreador) o equipos de imágenes térmicas.

Prueba de humedad

Dado que la humedad puede causar corrosión y descargas disruptivas dentro de un interruptor, es importante verificar que el contenido de humedad dentro de un interruptor de SF6 se mantenga en niveles mínimos. Esto se puede lograr ventilando una pequeña cantidad de gas SF6 del interruptor en un analizador de humedad para medir el contenido de humedad en el gas.



a) Impulso para energizar la bobina de operación

b) El electromagneto de la bobina de cierre está operando.

c) El gran enganche es liberado y el disco de leva comienza a moverse.

d) La creciente fricción debida al creciente tamaño del disco de leva se muestra como vibraciones.

e) Comienza el amortiguamiento.

f) El brazo pasa al enganche cuando se lo libera y se produce un movimiento extra.

g) El brazo se detiene en el dispositivo de enganche y se detiene el movimiento de los contactos.

h, i, j) El disco de leva gira a la posición de enganche

Una señal de vibración característica registrada en el mecanismo de operación en una operación de cierre

Megger

Prueba de presión de aire

La prueba de presión de aire se realiza en interruptores de aire comprimido. El nivel de presión, la velocidad de caída de presión y el flujo de aire se miden durante varias operaciones. También se puede medir la presión de bloqueo que bloqueará al interruptor en el caso de que la presión sea muy baja.

Montaje del transductor de movimiento

Durante muchos años, el movimiento (trayectoria) de los contactos del interruptor ha sido considerado como uno de los parámetros más importantes para verificar la capacidad de interrupción de un interruptor. Algunos tipos de interruptores están acompañados de instrucciones que explican cómo montar un transductor de movimiento y algunos, no. Existe, por lo tanto, la necesidad de unas simples directivas para seleccionar el tipo correcto de transductor y el lugar del interruptor donde se tomarán las mediciones.

La relación entre el movimiento mecánico del contacto principal y la salida de los datos del transductor puede ser proporcional 1:1, 1:x o no lineal. Idealmente, un transductor lineal se debe utilizar cuando el contacto principal se mueve lo largo de un trayecto recto. El transductor se debe fijar lo suficientemente firme como para eliminar el juego, y alineado en la dirección tomada por la varilla del mecanismo de operación.

Otra opción es utilizar un transductor rotatorio conectado al extremo de un eje en el mecanismo ubicado debajo del polo de ruptura. Utilizar un accesorio de transductor es la manera más rápida de fijar un transductor de movimiento. El movimiento en el punto seleccionado para fijar el sensor puede no ser proporcional al movimiento del contacto principal. Para solucionar este problema, se puede preparar una tabla de conversión. Esta tabla de conversión permitirá que el software de la PC presente el movimiento y velocidad del contacto. Existen dos opciones disponibles:

- 1. Averiguar la función de transferencia geométrica entre el punto de fijación del transductor y el contacto móvil. A partir de esta función se puede generar entonces una tabla, con grados en la columna izquierda y la distancia en la columna derecha.
- 2. Realizar una medición con un transductor lineal fijado al contacto móvil y un transductor rotatorio fijado al punto más práctico. La posición de los transductores lineales, para cada grado de giro del transductor rotatorio, se lee preferentemente durante una operación de "cierre lento". Sin embargo, si esto no es posible, se puede utilizar una operación normal y después se debe elegir la más crítica, p. ej. apertura.

Si resulta imposible obtener puntos de límite y cálculo verificados para las velocidades de cierre y apertura del interruptor, una alternativa es seleccionar un punto de fijación adecuado y producir una "huella" que se pueda utilizar como referencia para el interruptor en cuestión.

Como mínimo, esto permitirá que se detecten las desviaciones respecto de las condiciones presentes. Hay disponibilidad de buenos accesorios de fijación universales para transductores. Uno se denomina kit para transductor rotatorio. Si se prueba con frecuencia un tipo de interruptor en particular, puede ser aconsejable obtener una herramienta hecha a medida que pueda ser utilizada para fijar el transductor al punto seleccionado. No olvide utilizar un acoplamiento flexible entre el transductor rotatorio y el eje del interruptor dado que los cambios en la posición del eje que se producen con el tiempo pueden dañar el transductor.

Megger

Equipo de prueba

El equipo de prueba para probar interruptores incluye uno o más de los siguientes:

- Microóhmetros
- Analizadores de interruptores
- Fuentes de alimentación
- Equipos de prueba de vacío
- Fuentes de alta corriente
- Software – incluida la capacidad de realizar lo siguiente
  - Establecer parámetros definidos para el usuario
  - Crear base de datos
  - Generar reportes
  - Analizar datos
  - Crear presentaciones gráficas

A continuación una guía de selección para los analizadores de interruptores Megger.

GUÍA DE SELECCIÓN

Entidad de medición	Configuración del interruptor	Modelo/ configuración EGIL	Modelo TM1700	Módulos/configuración TM1800
Temporización de contactos principales	1 interrupción/fase	EGIL básico	Todos los TM1700	1 temporización Main/Resistance (M/R)
	2 interrupciones/ fase		Todos los TM1700	1 temporización Main/Resistance (M/R)
	≥ 4 interrupciones/ fase		Todos los TM1700 7)	2 - 7 temporización Main/Resistance (M/R)
Temporización de contacto principal y PIR	1 interrupción/fase	EGIL básico	Todos los TM1700	1 temporización Main/Resistance (M/R)
	2 interrupciones/ fase		Todos los TM1700	1 temporización Main/Resistance (M/R)
	≥ 4 interrupciones/ fase		Todos los TM1700 7)	2- 7 temporización Main/Resistance (M/R)
Corriente de bobina	1 mecanismo de operación	EGIL básico	Todos los TM1700	1 control
	3 mecanismos de operación		TM1720/50/60	2 controles o 1 control + 1 analógico + 3 pinzas de corriente externas
Movimiento	1 mecanismo de operación	Movimiento EGIL EGIL SDRM	Todos los TM1700 8)	1 analógico o 1 digital
	3 mecanismos de operación			
Temporización de contactos auxiliares	1 mecanismo de operación	EGIL básico	TM1710 4)	1 Control [4] or 1 Timing AUX
	3 mecanismos de operación		TM1720/50/60	2 control 4) o 1 control + 1 temporizado auxiliar
	≥ 3 auxiliares/fase		TM1720/50/60	1 control 4) y 1 temporizado auxiliar o 2 temporizado auxiliar
SRM 6)	Cualquiera	EGIL SDRM	Todos los TM1700	1 temporización M/R + 1 analógico
DRM 6)	Cualquiera	EGIL SDRM		1 temporización M/R + 1 Analógico + 1 digital 5)

4) 52 temporización a/b solamente

5) Si es transductor de movimiento digital

6) Se requieren accesorios de SDRM201/202

7) Fase por fase y 6 interrupciones/fase como máximo

8) Con 6 transductores digitales u opción con 3 canales analógicos.

Importancia de conocer las causas de los errores

Acoplamiento capacitivo

La corriente acoplada en forma capacitiva es la corriente que se fuga a través de las capacitancias parásitas formadas por líneas aéreas con voltaje como un electrodo, aire u otro medio de aislamiento como dieléctrico y un dispositivo bajo prueba o tierra como el otro electrodo. Si el dispositivo bajo prueba está flotando, es decir, no está conectado a tierra, el nivel de voltaje del dispositivo podría alcanzar valores de decenas de kV debido a la división capacitiva de voltaje, línea/dispositivo vivo y dispositivo/tierra.

Las corrientes acopladas en forma capacitiva pueden alcanzar en el peor de los casos valores de hasta 20 mA CA en las subestaciones de alto voltaje. El nivel de corriente depende de la distancia desde el dispositivo que se está probando hasta las líneas aéreas vivas, la longitud de la línea con voltaje a la que está expuesto el dispositivo que se está probando y la humedad del aire. La corriente acoplada en forma capacitiva se puede ver como una fuente de corriente constante.

Al temporizar un interruptor de la forma tradicional (no DualGround) la corriente acoplada en forma capacitiva pasará a través de los contactos principales del interruptor y los contactos con resistores (si existen) e interferirá con la corriente de prueba generada por el equipo de prueba. Esto es particularmente importante al temporizar contactos con resistores y medir el valor de los resistores de preinserción, dado que la corriente de interferencia podría estar en el mismo rango que la corriente de prueba por lo tanto tener un gran impacto sobre el resultado. La corriente de interferencia es una CA que contribuirá a la corriente de prueba durante la mitad del período y será opuesta durante la otra mitad haciendo que sea difícil compensarla incluso si sabe el valor.

No considerar el efecto de la corriente de interferencia podría causar errores de temporización de los contactos con resistores de hasta más o menos medio período.

Al medir los valores de los resistores de preinserción la corriente acoplada en forma capacitiva que pasa a través del objeto de la prueba superpone una corriente de interferencia que produce una lectura errónea de la caída de voltaje. Dado que en general los contactos con resistores están acoplados durante un tiempo muy corto (algunos milisegundos) no hay posibilidad de determinar la cantidad de corriente de interferencia observando los cambios periódicos (50/60 Hz). Suprimir estas frecuencias por medio de filtros no es posible debido a las demoras de propagación que introducirían los filtros. Medir sin supresión de interferencia producirá en consecuencia resultados inexactos, no repetibles dependiendo de lugar del ciclo donde se encuentre la corriente de interferencia de CA en el instante de la medición del valor de PIR. El error de medición será proporcional a: La corriente de interferencia pico dividida por la corriente de prueba. Ejemplo: Si la corriente de prueba es de 50 mA a través de PIR y la corriente de interferencia es de 10 mA pico, el error será 10/50 = 20%. (La corriente de pruebe se debe calcular como el voltaje de prueba dividido por el valor de PIR.)

Para minimizar la corriente acoplada en forma capacitiva, se debe conectar a tierra el extremo del objeto de prueba que tiene la mayor parte expuesta a líneas aéreas con voltaje, si se puede elegir y si se aplica una única conexión a tierra. Para DualGround la corriente acoplada en forma capacitiva no es un problema.

El TM1800 utiliza una supresión de interferencia activa patentada que hace despreciable la influencia de la corriente de interferencia.

Acoplamiento inductivo

Las corrientes acopladas en forma inductiva se crean por el campo magnético alterno al que está expuesto un bucle conductivo. Los cables de prueba o un objeto de prueba conectados a tierra en ambos extremos podrían ser ejemplos de tal bucle. El área del bucle, el campo magnético y la resistencia en el bucle determinan el valor de la corriente inducida. El voltaje creado por inducción en general es muy bajo, menor que un voltio, pero la corriente puede alcanzar valores de decenas de amperios CA.

Esta corriente puede interferir con la medición de resistencia estática y dinámica y afecta el valor de la medición. Como la corriente acoplada en forma inductiva es de CA, la misma contribuirá a la corriente de prueba durante una mitad del período, será opuesta durante la otra mitad introduciendo un error en la lectura de la caída de voltaje. Para minimizar la influencia de las corrientes inducidas, los bucles de cables se deberán minimizar, p.ej., retorciendo los cables entre sí todo lo que sea posible.

Perturbaciones

Los instrumentos usados en el entorno de conmutadores en general están bien protegidos contra las perturbaciones pero por supuesto tienen limitaciones de lo que pueden resistir. Necesitan tener un suministro adecuado de un sistema de CA o baterías.

Para evitar perturbaciones innecesarias los instrumentos en general deben estar conectados a tierra y el objeto de prueba debe estar desconectado de la red y también conectado a tierra en al menos un extremo.

Cuando el contacto auxiliar interrumpe de la bobina se crea un pico de voltaje sobre el contacto. El pico tiene contenidos de alta frecuencia que se pueden propagar fácilmente a los circuitos de medición, introduciendo perturbaciones en el resultado de la prueba. Para evitar la diafonía entre los circuitos de control y los circuitos de mediciones, se deben separar entre sí los cables de ambas aplicaciones.

Temperatura

La temperatura puede afectar tanto a los instrumentos de medición como al objeto de medición y de allí, el resultado. Las temperaturas bajas, en particular, pueden hacer que las partes mecánicas se muevan más lentamente debido a que el aceite y la grasa se tornan más viscosos.

A bajas temperaturas la presión del medio de interrupción (SF6, SF6/N2 o mezcla de SF6/CF4) disminuye, lo que podría afectar la temporización del contacto y la velocidad de operación del contacto móvil.

Por lo tanto, se deben realizar mediciones en momentos con temperaturas lo más similares posibles si desea comparar las lecturas. Si no fuese posible se debe registrar la temperatura y almacenarla juntamente con los datos de prueba.

Suministro de voltaje

Al suministrar voltaje a las bobinas de operación del interruptor es necesario contar con un suministro estable que pueda proveer la corriente que las bobinas necesitan. Si utiliza un suministro de CC debe tener bajo rizado.

Además, es importante que el suministro tenga una salida sin referencia a tierra, aislada de la tierra, no solo por razones de seguridad personal sino también porque el circuito de voltaje auxiliar de la estación puede estar equipado con un sistema de indicación de falla de tierra.

Medición de voltaje de control

Es muy importante medir el voltaje de control en cada registro ya que los resultados de temporización y de trazas de corriente de bobina dependen del voltaje que se aplica. A fin de realizar una comparación justa entre dos pruebas es fundamental verificar que los voltajes de control sean iguales.

La exclusión del parámetro de voltaje de control podría complicar el seguimiento de la causa de una falla al hacer el análisis de tendencias.

Conexiones, conductores y pinzas

Asegúrese de que hay un buen contacto eléctrico con el objeto de prueba. Cuando hay pintura o corrosión en el objeto debe eliminarlos para tener un buen contacto. Asegúrese de que conecta lo más cercano posible al punto de medición, en especial durante las mediciones de resistencia.

La operación del interruptor es muy poderosa y las vibraciones pueden hacer que las pinzas pierdan la conexión con el objeto durante la medición. Esto puede causar "resultado" extraños y "falsos rebote" causado por la mala conexión.

Al utilizar transductores incrementales, evite utilizar cables largos; la señal se puede amortiguar.

En general, mantenga los cables cortos y retuérzalos cuando sea necesario para evitar inducción de los campos magnéticos.

Mantenga diferentes tipos de cables de prueba alejados entre sí.

Asegúrese de usar el cable correcto destinado para la medición específica.

Algunos cables tienen pantallas conectadas a tierra para reducir perturbaciones. Estas se utilizarán para mediciones de entidades analógicas mientras que los cables sin blindaje se deben utilizar para temporizar contactos.

En la prueba DualGround con DCM, los cables de prueba no se moverán después de ajustar el circuito. Si la posición de los cables se cambia, se debe realizar un nuevo ajuste cuando el interruptor esté en la posición cerrada.

Tolerancias de transductores y acoplamientos flexibles

Evite extremos agudos en los transductores lineales ya que la carrera eléctrica puede ser más corta que la carrera mecánica. La exactitud del transductor influye el resultado del movimiento, por lo tanto es importante utilizar un transductor con una buena linealidad y propiedades dinámicas.

Un acoplamiento flexible de buena calidad que proteja al transductor de daños mecánicos y transfiera el movimiento sin distorsionarlo es altamente recomendable.

La amplitud angular eléctrica de un transductor rotatorio analógico en general es menor que 360° y produce un espacio libre de aproximadamente 3° con valores indefinidos. Este espacio libre debe ser evitado durante la medición.

Frecuencia de muestreo

La frecuencia de muestreo es la cantidad de muestras que el canal de mediciones realiza por segundo. Medir con una frecuencia de muestreo demasiado baja puede hacer que la información importante, p. ej., rebotes de contactos, nunca se registre. Se recomienda utilizar al menos 10 kHz pata temporizar mediciones, 20 kHz para mediciones de resistencia dinámica y 40 kHz para mediciones de vibraciones.

Inexactitud

La prueba se debe realizar con instrumentación con baja inexactitud. La falla total depende no solo de las especificaciones de los canales de los instrumentos, sino también de transductores, cables y accesorios. Durante las mediciones de movimiento, los cables, los acopladores flexibles, la inexactitud del transductor, el montaje del transductor y (si se utilizan) las tablas de conversión influyen sobre las fallas. Las lecturas de corriente son influidas por las perturbaciones en la pinza de corriente, los cables, el desplazamiento del transductor y la especificación del transformador de corriente.

La temperatura puede influir en las especificaciones de los instrumentos y accesorios.

Para minimizar el error causado por el instrumento de prueba se deben observar los intervalos de calibración recomendados por el fabricante.

El mantenimiento eficaz de los interruptores requiere de pruebas bien organizadas y exactas. Es esencial la capacidad de poder comparar con exactitud las pruebas de circuito de interruptores contra resultados de pruebas anteriores. Es, por lo tanto, imperativo llevar a cabo pruebas exactamente de la misma manera y bajo las mismas condiciones como las que se condujeron antes. La comparación puede proveer un panorama claro de las desviaciones y los cambios, y con ello

Megger

Interpretación de los resultados de la prueba

indicar si el interruptor debe ser mantenido en operación o ser retirado de servicio para realizar más investigaciones.

Las pruebas integrales y exactas también requieren herramientas analíticas e informes eficaces. Debe ser posible validar resultados de la prueba en detalle y compararlos fácilmente con otros resultados de prueba.

Los datos de la prueba representan información valiosa que se debe almacenar con seguridad, incluida la copia de seguridad en medios que se puedan utilizar en años futuros.

Análisis del modo de falla

Las siguientes tablas indican algunos modos de falla típicos de temporización, mediciones de voltaje y corriente en interruptores de alto voltaje y analizan las varias áreas mecánicas que podrían causar una condición fuera de tolerancia.

Mediciones de temporización

Hora de cierre	Hora de apertura	Amortiguamiento Tiempo	Carga Motor	Causa posible de condición de falla
Más rápido/ más lento	Normal	Normal	Normal	Cambio en la característica del sistema de cierre. Sistema de enganche está reteniendo.
Más rápido	Normal	Normal	Normal	Sistema de carga del resorte utilizado para cerrar es defectuoso.
más lento	Normal	Normal	Normal	
Normal	Más lento	Normal	Normal	Cambio en la característica del sistema de cierre. Sistema de enganche está reteniendo.
Más rápido	Más lento	Normal/más lento	Normal/más lento	Fuerza reducida ejercida por resortes de apertura. Uno de los resortes de apertura está roto.
Más lento	Más lento	Normal/más lento	Normal/más lento	Mayor fricción en todo el interruptor causada por (por ejemplo) corrosión en el sistema de enlace.
Normal	Más rápido	Normal	Normal	Mal funcionamiento del sistema soplador o presión de SF6 extremadamente baja.
Normal	Normal	Más rápido	Más rápido	Amortiguador de apertura dañado, no hay suficiente aceite en el amortiguador hidráulico.
Normal	Normal	Más lento	Más lento	Amortiguador de apertura dañado, mayor fricción en el amortiguador hidráulico.

Sistema de operación de los interruptores

Parámetro probado	Resultado
Corriente de bobina	Varía con la resistencia de la bobina y el voltaje de control
Voltaje de control	La mayor caída de voltaje indica una mayor resistencia en el cable de alimentación de la bobina. ▸ Se debe medir para obtener trazabilidad de las mediciones de la corriente de bobina y mediciones de temporización.
Resistencia de la bobina	Un cambio podría indicar una bobina quemada o un cortocircuito entre vueltas del devanado. ▸ Se puede calcular a partir del voltaje de control y la corriente de pico
Tiempo de parada de la armadura	El tiempo más largo indica una mayor resistencia mecánica en el sistema de enganche o armadura de la bobina
Corriente de arranque de la armadura	El tiempo más largo indica una mayor resistencia mecánica en el sistema de enganche o armadura de la bobina ▸ Indica el voltaje de operación más bajo (arranque de la bobina)
Corriente máxima del motor	Varía con la resistencia de devanados, el voltaje de suministro y la fuerza aplicada. ▸ No se tiene en cuenta la corriente de arranque.
Voltaje del motor	La mayor caída de voltaje indica una mayor resistencia en los cables de suministro del motor
Tiempo de arranque del motor de carga del resorte	Tempo de cierre del contacto auxiliar para el motor de carga del resorte
Tiempo de parada del motor de carga del resorte	Tiempo más largo presentado muestra p.ej. la mayor fricción mecánica

Megger

Preguntas más frecuentes

¿Cómo puedo obtener más corriente de mi equipo de prueba de inyección primaria?	Retuerza los cables para reducir la inductancia Mantenga los cables lo más cortos posibles Utilice cables más gruesos o más cables en paralelo Asegúrese de que las superficie de contacto estén limpias Confirme que los montantes de sujeción y las pinzas de conexión estén firmemente ajustados
¿Que tipo de transductor de movimiento debo usar para un interruptor?	Siga las recomendaciones del fabricante del interruptor La recomendación general es utilizar la fijación de un transductor rotatorio y fijarla a un punto giratorio del mecanismo. Para los interruptores de tanque con voltaje en general se utiliza un transductor rotatorio pero para los interruptores de tanque sin voltaje y los interruptores de baño de aceite, en general se utiliza un transductor lineal.
¿Dónde debo fijar el transductor de movimiento?	Siga las recomendaciones del fabricante del interruptor Si no hay indicaciones del fabricante, debe elegir un punto que refleje lo más posible el movimiento del contacto móvil. Este punto podría tener un movimiento lineal o rotatorio y podría estar instalado en el mecanismo de operación o en una caja de engranajes cercana al polo del interruptor
¿Por qué es necesario probar el interruptor con ambos extremos conectados a tierra?	Cuando el interruptor está conectado a tierra en solo extremo, el lado opuesto se desconectará de tierra cuando se abra el interruptor. Esto expondrá al ingeniero de prueba a daños causados para las corrientes acopladas en forma capacitiva, rayos o la energización no intencional del objeto de prueba. Las normas y regulaciones nacionales, internacionales y locales establecen que todas las partes metálicas en una subestación deben estar conectadas a tierra.
¿Cómo obtengo tablas de conversión para mi interruptor?	▸ Contacte al fabricante de su interruptor ▸ Busque la función de transferencia geométrica entre el punto de sujeción del transductor y el contacto móvil y cree su propia tabla. ▸ Haga una medición de referencia con un transductor fijado al contacto móvil y uno en el punto de fijación del transductor deseado. Se puede crear una tabla a partir del resultado de la medición de referencia.
No tengo datos del fabricante sobre mi interruptor. ¿Cómo puedo analizar el objeto de prueba?	▸ Haga una medición de referencia (huella) del interruptor cuando es nuevo y utilícela para compararla con las pruebas subsiguientes. ▸ Utilice los ajustes predeterminados para los puntos de cálculo de velocidad ▸ Compare los resultados con otros interruptores del mismo tipo

Megger

Productos Megger para prueba de interruptores

ANALIZADORES DE INTERRUPTORES

TM1800

El TM1800™ es la plataforma de instrumentos para el mantenimiento de interruptores, basado en más de 20 años de experiencia de más de 4.000 analizadores de interruptores entregados. La construcción modular hace que sea posible configurar el TM1800 para mediciones en todos los tipos de interruptores conocidos en operación en el mercado mundial.

El robusto diseño contiene tecnología poderosa que optimiza la prueba de interruptores. Los sofisticados módulos de medición permiten un gran ahorro de tiempo ya que muchos parámetros se pueden medir en forma simultánea, eliminando la necesidad de una nueva configuración cada vez.

La prueba patentada DualGround™ que utiliza el nuevo módulo DCM hace que la prueba sea segura y ahorre tiempo, manteniendo el interruptor conectado a tierra en ambos extremos durante todo la prueba. El módulo de DCM utiliza una tecnología de medición denominada medición capacitiva dinámica.

La temporización de los contactos principales y con resistencia utiliza la supresión activa de la interferencia patentada para obtener la temporización correcta y valores exactos de PIR (resistor de preinserción) en subestaciones de alto voltaje.

Serie TM1700

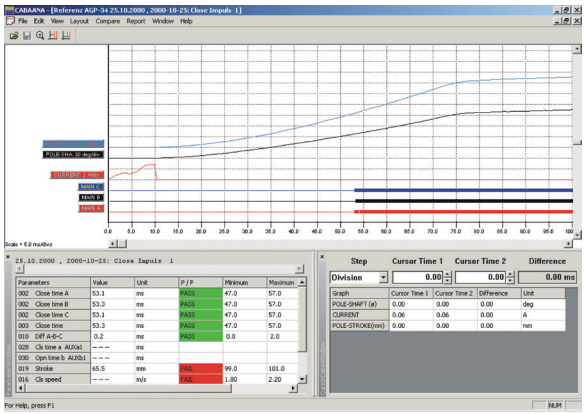
El más reciente instrumento de la familia de los TM ha utilizado la mayoría de la tecnología de la versión TM1800 que constituye el tope de la línea. TM1700 viene en cuatro modelos a partir de modelos controlado en forma remota por una PC hasta los modelos autónomos. Una novedad importante es el asistente de prueba que guía rápidamente al operador a lo largo de la configuración del equipo de prueba.

EGIL

EGIL está diseñado en especial para los interruptores de medio voltaje con un contacto principal por fase. Los contactos principales y los contactos paralelos que tienen resistores de preinserción se registran y exhiben en forma simultánea. Las corrientes de bobina y dos contactos auxiliares también se miden como estándar. EGIL se puede equipar con un canal analógico, p. ej. para la medición de movimiento y un puerto USB para comunicaciones con el programa de computadora de CABA. EGIL en conjunto con la opción SDRM y el accesorio de SDRM permite las mediciones de resistencia estática y dinámica.

Programa de analizador de interruptores CABA Win

Después de conectar el analizador de interruptores a una computadora personal (PC), puede utilizar CABA para acelerar la prueba y mejorar la confiabilidad. CABA se puede utilizar con las series de instrumentos TM1800, TM1700 y EGIL. Los resultados se presentan en el visor tanto en forma gráfica como en una tabla después de cada operación del interruptor de manera que pueda hacer comparaciones con valores de límite y resultados de prueba anteriores. Los procedimientos sencillos le permiten crear planes de prueba individuales hechos a medida para interruptores individuales. Las tablas de conversión que ahorran tiempo simplifican la tarea de conectar y vincular los transductores con el interruptor. Los informes creados en su propio formato se pueden obtener fácilmente utilizando funciones estándar de enlace de campos.



VIDAR

El VIDAR prueba el vacío en las cámaras del interruptor utilizando voltaje de CC. Cuando se usa CA, se debe probar el componente capacitivo de la corriente que circula a través de la cámara. Con CC, esto se elimina. El componente resistivo de la corriente de fuga es muy pequeño en comparación con el componente capacitivo, a causa de la alta rigidez dieléctrica de la cámara. El voltaje de descarga disruptiva de CC es igual al voltaje pico de CA. La prueba se puede finalizar en algunos minutos.

EQUIPO AUXILIAR

B10E

Suministra potencia adecuada para las bobinas del interruptor y a los motores para carga de resortes. Ya que esta potencia no está afectada por la carga y está básicamente libre de rizado, es ideal para pruebas de voltaje mínimo de disparo.

SDRM202

El SDRM202 es un accesorio para TM1800, TM1700 y EGIL con opción de SDRM.

El SDRM202 está destinado para usar en mediciones de resistencia estática y dinámica (SRM y DRM) en interruptores de alto voltaje u otros dispositivos de baja resistencia. Utilizado en conjunto con TM1800, TM1700 o EGIL se miden la corriente y también la caída de voltaje sobre los contactos del interruptor. La unidad de medición puede entonces calcular la resistencia como una función del tiempo.

MICROÓHMETROS

El amplio rango de productos está diseñado para usar altas corrientes para la medición de resistencia tanto estática como dinámica. A continuación una parte de

la cartera de micro-óhmetros.

MJÖLNER 200 y MJÖLNER 600

El MJÖLNER 600 está diseñado para medir la resistencia de contactos de interruptores, uniones de barras colectoras, elementos de contactos en barras colectoras y otros enlaces de alta corriente. Este producto fue diseñado teniendo en mente la seguridad, la facilidad de uso y la versatilidad. Con MJÖLNER 600 es posible realizar mediciones de acuerdo con el método DualGround™. Esto significa que el elemento bajo prueba estará conectado a tierra en ambos extremos durante la prueba, lo que se traduce en un flujo de trabajo más seguro, más rápido y más sencillo.

MOM2

La robustez y su peso liviano de 1 kg (2,2 lb) hacen de MOM2, un instrumento manual muy adecuado para el trabajo de campo, como en subestaciones.

El sistema de prueba MOM2 está diseñado para su uso en diversas aplicaciones. Las más comunes son la medición de resistencia de contacto de interruptores de bajo, medio y alto voltaje y también en uniones de barras colectoras y otros enlaces de alta corriente.

Con el MOM2 es posible realizar mediciones de acuerdo con el método DualGround™. Esto significa que el elemento bajo prueba estará conectado a tierra en ambos extremos durante la prueba, lo que se traduce en un flujo de trabajo más seguro, más rápido y más sencillo.

MOM200A y MOM600A

El MOM200A está diseñado para verificar y medir resistencias de contacto en interruptores de alto voltaje, interruptores de desconexión (aisladores) y juntas de barras colectoras. El MOM200A es una elección excelente cuando se necesitan 200 amperios o menos para la medición. El MOM600A es adecuado cuando son necesarias corrientes más altas.

DLRO200

El DLRO200 mide resistencias entre 0,1 μΩ y 1 Ω, con altas corrientes. Este versátil instrumento puede proporcionar corrientes de prueba desde 10 A hasta

200 A dependiendo de la resistencia de carga y el voltaje de suministro. Una pantalla de cristal líquido grande proporciona toda la información necesaria para realizar una prueba; se visualizan todos los parámetros de prueba y los resultados de la medición.

Serie DLRO 247000

Los óhmetros digitales de baja resistencia (DLRO, por sus siglas en inglés) pertenecen a una familia de instrumentos altamente exactos que ofrecen un medio sencillo, práctico y confiable para realizar pruebas de baja resistencia en el campo. También son ideales para el control de calidad en producción. Operan sobre el principio de medición de cuatro cables, de esta manera se eliminan las resistencias de cables y contactos. A pesar de sus exactitudes básicas de ±0.25% y resolución de hasta 0,1 µΩ, están diseñados para ser robustos y portátiles para ser utilizados en el sitio de trabajo.

JUEGOS DE PRUEBA DE INYECCIÓN PRIMARIA

ODEN A y ODEN AT

Creados para probar interruptores de bajo voltaje y primarios, ODEN está diseñado para generar extraordinariamente alta potencia sin sacrificar la portabilidad. Las salidas pueden alcanzar muchos miles de amperios, y gracias a la altamente sofisticada sección de medición, ODEN cuenta con un muy amplio rango de aplicaciones.

INGVAR

Este poderoso sistema de prueba está diseñado para pruebas de inyección primaria de equipos de relés de protección e interruptores. El sistema consta de una unidad de control y una unidad de corriente. Las dos partes son portátiles, siendo posible ensamblar y conectar a INGVAR rápidamente.

CSU600A y CSU600AT

Las unidades de suministro CSU600A y CSU600AT tienen dos campos principales de aplicación. La primera es realizar pruebas primarias en relés de protección. Una prueba primaria muestra si todas las partes del sistema de protección están funcionando en conjunto adecuadamente dentro de los límites de tiempo especificados bajo las condiciones de operación. El segundo campo de aplicación implica realizar pruebas de corriente en interruptores de bajo voltaje y dispositivos de sobrecorriente.

Megger

Abreviaturas y términos

ABCB	Interruptor de aire comprimido
Relé de antibombeo	El relé está allí para impedir que la bobina opere el interruptor en forma accidental debido al pulso de cierre remanente después de la operación de cerrado-abierto (CO, por sus siglas en inglés). Un dispositivo que impide que el interruptor opere accidentalmente a causa de pulsos de comando permanentes o muy largos. Hay dos tipos: a. Impide que el interruptor vuelva a cerrarse después de un CO cuando la orden de cierre es demasiado larga o continua. El relé de antibombeo se reinicia liberando el pulso de orden de cierre, después de esto el interruptor se puede cerrar de nuevo. b. Impide que el interruptor se cierre cuando se aplica una orden de apertura continua. Para restablecer el relé de antibombeo, se debe retirar la orden de apertura. Al realizar una operación libre de disparos (CO sin demora) el pulso de orden de apertura debe ser demorado levemente (10-20 ms) para impedir la excitación del relé de antibombeo.
Arco	Un arco eléctrico es una ruptura eléctrica de un gas que produce una descarga continua de plasma, causada por una corriente que circula a través de un medio de interruptor.
Contacto de arco	Un contacto de arco puede ser un contacto separado o una parte integral del contacto principal. El objetivo del contacto de arco es soportar la energía durante la interrupción y proteger al contacto principal de resultar quemado durante el arco. Con frecuencia se utiliza en el diseño un material como el grafito o el carburo de tungsteno.
Recierre automático	El recierre automático es una interrupción breve de los sistemas de líneas aéreas para eliminar fallas o cortocircuitos transitorios, como los que son causados por tormentas, rayos o animales. Esto se simula en la prueba llevando a cabo una operación de abrir-demora-cerrar. La demora es en general de 300 ms.
Interrupción/Unidad de ruptura/Interruptor	Describe un subcomponente de un interruptor que incluye al menos un contacto principal. También puede indicar un interruptor, un interruptor siempre incluye al menos una interrupción por fase y puede incluir hasta 6 interrupciones por fase en casos extremos. El nivel de voltaje y la aplicación para los interruptores decide la cantidad de interrupciones.
DCM	La medición dinámica de capacidad es un método patentado que se utiliza para la medición de resistencia con el objeto de prueba conectado a tierra en ambos extremos (DualGround). El método DCM utiliza alta frecuencia para obtener resonancia en el circuito de prueba. El hecho de que la frecuencia de resonancia varíe cuando el interruptor cambia de estado se puede utilizar fácilmente para detección de cerrar/abrir.
DRM	La medición de resistencia dinámica es un método reconocido y bien probado para evaluar el estado de los interruptores. La resistencia del contacto se mide mientras opera el interruptor. Del comportamiento dinámico de la resistencia de los contactos principal y de arco se pueden establecer importantes parámetros como el desgaste del contacto de arco.
EHV	Voltaje extra alto, ≥345 kV
Interruptor de carga/ Interruptor de desconexión/ Interruptor	Interruptor de carga/Interruptor de desconexión ANSI/IEEE Interruptor - IEC
Contacto principal	El contacto principal es la parte mecánica dentro del interruptor que lleva la carga cuando está cerrado y proporciona aislamiento eléctrico en la posición abierta. El contacto principal puede tener contactos de arco por diseño. La resistencia típica del contacto principal en la posición cerrada es 30-50 μΩ.
Medición de microohmios/ SRM/Prueba Ducter	La medición de resistencia estática, SRM, también denominada medición de microohmios o prueba ducter (medición de bajas resistencias), es un método reconocido y bien probado para evaluar el estado de los interruptores. La resistencia se mide con el interruptor cerrado. Según ANSI, se debe medir con al menos 100 A.
Boquilla	La parte en el extremo superior del polo del interruptor que protege los contactos principales del arco entre los contactos de arco y que también apaga el gas eficazmente.
OCB	Interruptores de aceite
Prueba en línea	Mediciones realizadas cuando el interruptor está en servicio y energizado. Las conexiones en las partes con voltaje no se pueden hacer. Se puede realizar una medición de temporización aproximada detectando la presencia y la ausencia de corriente en el lado secundario de los transformadores de corriente. Por otra parte, se pueden realizar la mayoría de las mediciones en las que está involucrado el mecanismo de operación. Ejemplos de tales mediciones son: corriente de bobina, temporización de contacto auxiliar, voltaje de control, movimiento y vibraciones.
Mecanismo de operación	El mecanismo de operación incluye el medio de almacenamiento de energía, el circuito actuador y los sistemas de interbloqueo. Los medios comunes de almacenamiento de energía son dispositivos accionados por resortes, aire o hidráulicos. Dependiendo de la fuerza necesaria para operar el interruptor, el interruptor está provisto de un mecanismo de operación por fase (separado o con polos operados independientemente (IPO)) o uno para las tres fases (común o con operación en común).
PIR, resistor de postinserción (resistor de apertura)	Resistores montados en paralelo con el interruptor como parte integral del interruptor para limitar la magnitud de los sobrevoltajes transitorios, los resistores se montan en interruptores donde se deben controlar o minimizar los sobrevoltajes durante una operación de apertura. Los resistores de postinserción están dentro del rango de 10Ω – 10kΩ.

PIR, resistor de preinserción (resistor de cierre)	Resistores montados en paralelo con el interruptor como parte integral del interruptor para limitar la magnitud de la corriente de irrupción y los sobrevoltajes transitorios, los resistores se montan en interruptores donde se deben controlar o minimizar los sobrevoltajes durante una operación de cierre. Por su diseño mecánico el resistor se conecta antes de que el contacto principal se cierre lo cual también cortocircuita el resistor cuando se cierra. Los resistores de preinserción están dentro del rango de 10Ω – 10kΩ.
S/G, Plata/Grafito	Diseño patentado de Siemens de interruptores de alto voltaje donde el contacto de arco se hace con material de grafito. Los diseños tradicionales de contacto de arco utilizan carburo de tungsteno, el grafito soporta mejor la energía del arco generado pero desde el punto de vista de la medición es difícil detectar el tiempo de apertura y de cierre debido a la gran resistencia del grafito.
SF6	Gas utilizado en interruptores y conmutadores por sus excelentes propiedades dieléctricas y de extinción de arco así también como por su estabilidad en altas temperaturas.
UHV	Voltaje ultra alto, ≥800 kV

Megger

Índice

A

Abreviaturas y términos 40
Accionado por resorte 14
Aceite 13
Acoplamiento capacitivo 31
Acoplamiento inductivo 31
Amortiguamiento 24
Análisis del modo de falla 33
Áreas de aplicación para los interruptores 8

B

Boquilla 14

C

Capacitor de reparto de voltaje 7
Capacitores 7
Cigré 15
Cómo realizar pruebas 19
Conexiones, conductores y pinzas 32
Contactos auxiliares y bobina 14
Contactos con resistores 23
Contactos de arco 13
Contactos principales y de arco 6
Corriente 27

D

DCB 9
De aire comprimido 11
De baño de aceite 13
DRM 25
DualGround 20

E

Elementos de interruptores 13
Elementos que deben ser probados/inspeccionados ..22
Enfoques de mantenimiento 17
Equipo auxiliar 36
Equipo de prueba 30
Estrategias de mantenimiento 17

F

Frecuencia de muestreo 32
Fuente de errores 31
Fuga de SF6 29
Funcionalidad controlada 6
Funcionalidad sincronizada 6
Función general de los interruptores 6

G

Guía de prueba 18
Guía de selección de productos 30

H

Hidráulica 14
Hidráulica/resorte 14

I

Inexactitud 32
Interrupción controlada 26
Interrupción sincronizada 26
Interruptores de carga 5
Interruptores de CC 9
Interruptores de aire (ACB) 11
Interruptores de alto voltaje 8
Interruptores de bajo voltaje 10
Interruptores industriales 9
Interruptores para bancos del capacitores 8
Interruptores para distribución 9
Interruptores para tracción 9
Interruptores de desconexión 9
Interruptores para generadores 8
Interruptores para reactores 8

J

Juegos de prueba de inyección primaria 39

M

Material absorbente 13
Mecanismo de operación 14
Medición de resistencia dinámica (DRM) 25

Medición de resistencia estática 24
Métodos de prueba 22
Microóhmetros 37
Modos de falla 15
Montaje del transductor de movimiento 29
Motor 14
Movimiento 24
Múltiples interrupciones por fase 7

N

Neumático 14
Normas 4

P

Perturbaciones 31
Prueba de aceite 12
Prueba de botella de vacío 28
Prueba de humedad 28
Prueba de inyección primaria 23
Prueba de presión de aire 29
Prueba de primer disparo 22
Prueba de vibraciones 27
Prueba de voltaje mínimo 27

R

Resistores de preinserción (PIR) 7
Resultados de la prueba 33

S

SDRM202 36
Seguridad 19
SF6 29
Soluciones para reducir el arco 6
SRM 25
Suministro de voltaje 32

T

Tanque con voltaje 10
Tanque sin voltaje 10
Tecnologías de interruptores 11
Temperatura 31
Temporización de contactos 23
Temporización de interruptores de grafito 23
Térmico/magnético 14
Tipos principales de interruptores 9
Tolerancias de transductores y acoplamientos flexibles 32
Trayectoria 24

U

Unidad interruptora 13

V

Velocidad 24
Voltaje de control 32

Megger

REFERENCIAS

1. "Colloquium on Monitors and condition assessment equipment". IEE 1996.
2. H.V. Stephandes y otros, "Modern Methods for the Reduction of the Operating Energy for SF Circuit Breakers". CIGRE 13-12 1993.
3. H. Aeschbach y otros, "Maintenance of SF High Voltage Circuit Breakers". CIGRE 23- 105 199
4. Interpretation of Circuit Breaker Operating Coil Signatures
5. W. E. Dueck Programma Electric AB
6. Ferrography and Electrical Switching Apparatus Mike Munroe Leslie Morovek Bill Dueck MUNROE EQUIPMENT SERVICES MUNROE EQUIPMENT SERVICES MANITOBA HYDRO
7. Anderson, D. P. / Wear Particle Atlas (Revisado)/1982/página 7
8. Anderson, D. P. / Wear Particle Atlas (Revisado)/1982/ página 8
9. Scott, D. and Mills, G. H. / Spherical Debris- It's Occurrence, Formation, and Significance in Rolling Contact Fatigue/ Wear, 24/1973/pp.235-242
10. Anderson, D. P. /Wear Particle Atlas (Revisado)/1982/página 34
11. Lockwood, F. E. , Dalley, R. /Lubricant Analysis/Friction, Lubrication, and Wear Technology/1995/página 30
12. Hogmark, S. , Jacobson, S., Vingsbo, O. , /Technology/1995/ página 176
13. Oerilikon Engineering Company/Service Publication H 401620/1969/ pp. 5 y 6
14. Imperial Oil/ Información de producto/ Novena edición/1996/página 138
15. Stadnyk, N. M. , Tandon, K. N. /Industrial Technology Center/Proyecto n.° 01340/ 1984/página 1
16. Stadnyk, N. M. , Tandon, K. N. /Industrial Technology Center/ Proyecto n.° 01340/ 1984/página 3
17. Michael Beanland, P.E., TriAxis Engineering, Corvallis, O Thomas Speas, Southern States LLC, Hampton, GA
18. Joe Rostron, P.E., Southern States LLC, Hampton, GA Preparado para la conferencia occidental de relés de protección,octubre 19-21, 2004 Spokane, WA
19. Mirsad Kapetanovich, "High voltage circuit breakers"
20. Live Tank Circuit Breaker, Buyer´s Guide, Edición 3, 2004-06, ABB
21. Roberto Pilenga, Jornadas Técnicas Medium Voltage Service Retrofit & Revamping, ABB
22. CE Sölver, ABB Ludvika

DURANTE MÁS DE 100 AÑOS, MEGGER HA SIDO EL PRIMER PROVEEDOR DE EQUIPOS DE PRUEBA ELÉCTRICOS Y DE MEDICIÓN PARA APLICACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Megger
4271 Bronze Way
Dallas, TX 75237
T: 1 214 330 3293
E: csasales@megger.com
www.megger.com

Megger®

MeggerCSA

@MeggerCSA

WWW.MEGGER.COM