

CURSO: AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE TRANSMISIÓN

TEMA:

2.5 PRUEBA DE RELÉS DE PROTECCIÓN

2.5.1 PRUEBAS DE RELÉS DE DISTANCIA

La prueba de relés de protección se puede dividir en cinco etapas

1. ensayos de tipo
2. ensayos de rutina en fábrica
3. ensayos de puesta en servicio
4. ensayos periódicos de mantenimiento
5. ensayos especiales

Los ensayos de tipo se requieren para comprobar que un relé determinado cumple con las especificaciones publicadas y cumple con los standards más relevantes. Como la función principal de un relé de protección es operar correctamente en condiciones anormales del sistema, es esencial que la performance sea evaluada bajo tales condiciones. Este tipo de ensayo se realiza durante la etapa de desarrollo y certificación del equipamiento y se realiza sólo a algunas muestras de los relés.

Los standards que cubren muchos aspectos relativos a la performance de los relés son IEC 60255 y ANSI C37.90. Más adelante se volverá sobre este tema.

Los ensayos de rutina en fábrica se realizan para probar que los relés no tienen defectos de manufactura. Este tipo de ensayo se realiza normalmente en diversas etapas durante la fabricación para asegurar que los problemas se descubran lo antes posible y minimizar el trabajo de reparación. Estos ensayos se realizan a todas las unidades que se fabrican. Se supone que el “tipo” de relé ya fue sometido y pasó los ensayos de tipo.

Los ensayos de puesta en servicio se diseñan para probar que un determinado esquema de protección fue instalado correctamente antes de ser habilitado para el servicio. Todos los aspectos del sistema son chequeados minuciosamente: cableado, lógicas implementadas mediante relés auxiliares, lógicas internas programadas. Todos aspectos en su conjunto definen una aplicación particular del relé, para la cual no está garantizado el correcto funcionamiento, considerando solamente el ensayo de rutina en fábrica. En algunos casos los ensayos de puesta en servicio se realizan en dos etapas. Una primera etapa en fábrica y una segunda etapa en sitio. En otros casos los ensayos de puesta en servicio se realizan en sitio solamente.

Los ensayos periódicos de mantenimiento tienen como objetivo identificar posibles fallas o degradación de componentes en los equipos que puedan llegar provocar un funcionamiento incorrecto de los mismos. Como los esquemas de protección sólo operan bajo condiciones de falla en el sistema eléctrico, ciertos defectos no saldrían a la

luz durante un significativo período de tiempo, hasta la ocurrencia de una falla. Las pruebas regulares sirven para acortar estos períodos de tiempo.

Los ensayos especiales tienen que ver con pruebas puntuales que se necesite hacer a los relés para saber si la funcionalidad de los mismos se adapta a determinados cambios en el sistema eléctrico, o para estudiar un posible comportamiento anómalo del relé ante una determinada falla ocurrida en el sistema.

2.5.1.1 Mantenimiento y pruebas de relés de distancia

Los relés de distancia modernos incluyen numerosas funciones más allá de la propia función de protección. Entre ellas podemos citar a la función RECIERRE y a la función BLOQUEO POR OSCILACION DE POTENCIA.

En lo que sigue se hablará de las pruebas de las funciones Protección de distancia, Recierre y Bloqueo por Oscilación de Potencia, desde el punto de vista de los ensayos de puesta en servicio, mantenimiento y especiales.

Equipo de Pruebas

El elemento principal para la prueba de una Protección de Distancia es una denominada “valija de inyección” o “equipo de ensayos portátil” (EPP). En el mercado existen muchos modelos de tecnologías y prestaciones diferentes y la mayoría de los que se emplean hoy día están basados en microprocesadores disponiendo de software para diferentes aplicaciones. Estos equipos permiten realizar las pruebas de manera automatizada o de forma manual. En lo que sigue, salvo algunos casos excepcionales que se mencionarán más adelante, se supondrá que el equipo de ensayos portátil tiene las siguientes características, y los denominaremos EPP BÁSICOS:

- 3 generadores de tensión independientes ajustables en módulo y ángulo
- 3 generadores de corriente independientes ajustables en módulo y ángulo
- posibilidad de simular fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con los 6 generadores, con posibilidad de definir un estado previo de prefalla.
- cronómetro que pueda ser arrancado simultáneamente con la inyección de la falla y que pueda ser parado mediante una señal externa. Como el tiempo mínimo a medir es el de primera zona (instantánea) que suele ser del orden de 20 a 40 mseg, el error máximo del cronómetro, para estos niveles de tiempo, no debería superar ± 1 mseg. Para la medición de tiempos más largos (los de las zonas 2 y 3) pueden aceptarse errores superiores.

Ver Figura 1

Normalmente, las ondas que generan los equipos de ensayos portátiles son exclusivamente de la frecuencia fundamental del sistema (50 ó 60 Hz) mientras que en una falta real, a la componente fundamental suelen superponerse señales transitorias generadas por la propia falta en combinación con la energía almacenada en los diferentes elementos del sistema de potencia; es decir, la simulación de la falta, con equipos portátiles normales, es sólo una aproximación a la realidad. Por tanto, es

posible que el relé no se comporte exactamente de la misma forma en uno y otro caso. No obstante, la información sobre la respuesta del relé obtenida con estas pruebas, aunque limitada, da una idea suficiente desde el punto de vista práctico para, al menos, comprobar que el relé cumple su función básica.

A los equipos que tienen características superiores a las mencionadas (por ejemplo, que permiten la inyección de transitorios de falla), los denominaremos en adelante EPP AVANZADOS.

Condiciones iniciales

Se parte del supuesto que la protección de distancia a ensayar está mecánica y eléctricamente instalada en su emplazamiento definitivo y que el conexonado está realizado de acuerdo con los esquemas aprobados. En la puesta en servicio de nuevas instalaciones, es conveniente, como mínimo, verificar:

- a) La continuidad del cableado desde la protección hasta los elementos primarios (interruptor, TVs, TIs, batería de acumuladores).
- b) Como los TIs de línea suelen incorporar arrollamientos secundarios para fines de 'medida' y para fines de 'protección', se comprobará que los circuitos de medida de intensidad del relé de distancia se alimentan de arrollamientos secundarios destinados a 'protección'.
- c) La polaridad de los circuitos de medida de tensión e intensidad y de los TVs y TIs, cuando sea necesario.
- d) La polaridad del circuito de alimentación continua auxiliar (batería).
- e) Medida de la resistencia de aislamiento de todos los circuitos contra tierra y entre circuitos independientes, si no se hubiera realizado previamente. Los circuitos a probar han de estar desenergizados y las puestas a tierra de estos circuitos se retirarán temporalmente. Esta prueba suele hacerse con una tensión continua de 1000 V y se considera aceptable un nivel de aislamiento de varios cientos de $M\Omega$ si la prueba se circunscribe a un armario. Si la prueba afecta a circuitos con recorridos superiores pueden encontrarse valores de varios $M\Omega$.
- f) La existencia de una sola puesta a tierra en los circuitos secundarios de medida de intensidad y lo mismo en los de tensión.
- g) Los valores nominales de la intensidad (3x1 ó 3x5 A) y de las tensiones de medida (3x100 ó 3x110 V) así como el de la alimentación continua auxiliar de la instalación (48, 110, 125, 220 V) deben corresponder con los de la protección.
- h) La frecuencia del sistema (50 ó 60 Hz) debe corresponder con la frecuencia nominal de la protección.

Métodos para el conexonado el EEP al relé

En algunas instalaciones, la protección dispone de un conmutador con posiciones de 'prueba' y de 'servicio'. En la posición de servicio los circuitos de medida de intensidad y de tensión alterna de la protección están conectados, respectivamente, a los arrollamientos secundarios de los TIs y TVs de la línea. Cuando se pasa a la posición de prueba, el conmutador asegura primero el cortocircuitado de los secundarios de intensidad de los TIs y a continuación los circuitos de medida intensidad y de tensión de la protección quedan separados de los secundarios de los TIs y TVs y conectados a unos

terminales de prueba. En la posición de prueba, el conmutador corta también el circuito de disparo. Conectando a continuación las salidas del EEP a dichos terminales de prueba, se tiene realizado el montaje del EEP con la protección. En algunos casos, el citado conmutador dispone de una tercera posición intermedia entre las de servicio y prueba que corta solamente el circuito de disparo y permite realizar las pruebas de direccionalidad con la carga real de la línea. El conmutador es de gran ayuda para reducir los tiempos de prueba y evitar errores pero hay que tener cuidado de dejarlo en la posición de 'servicio' cuando se den por concluidas las pruebas. En otras instalaciones, la función del conmutador, la realiza un 'bloque de prueba' que mediante la inserción de una pinza separa el relé de las alimentaciones y lo conecta a puntos de prueba.

Hay también instalaciones que no disponen de conmutador ni de terminales de prueba aunque sí de regleteros con bornes seccionables (Ver Figura 2); en estos casos, si la línea está en servicio, habrá que insertar las corrientes y tensiones del EEP tomando las mismas precauciones que con el conmutador. Es decir, realizando, en los bornes seccionables, las operaciones siguientes en el orden que se indica a continuación:

- 1) Cortocircuitar con puentes los secundarios de los TIs.
- 2) Separar los circuitos de corriente de la protección de los secundarios de los TIs abriendo los bornes seccionables RI.
- 3) Conectar las Salidas de intensidad del EEP con los circuitos de intensidad de la protección.

Para los circuitos de tensión:

- 1) Separar los circuitos de tensión de la protección de los secundarios de los TVs abriendo los bornes seccionables RV.
- 2) Conectar las salidas de tensión del EEP con los circuitos de tensión de la protección.

Habiendo seguido los pasos indicados se tendrá ahora conectado el EEP al relé en prueba en una instalación sin conmutador de prueba (Ver Figura 3).

Metodología para realizar las pruebas de inyección.

Al momento de realizar las pruebas de inyección al relé, se debe tener en claro qué se pretende ensayar y de qué tipo de EPP se dispone. Son distintos los requerimientos de ensayo según el nivel de tensión de una línea. Por ejemplo, el ensayo de un relé que protege a una línea de transmisión en alta tensión, va a requerir un nivel de detalle mayor que el ensayo de un relé de distribución, dado que un mal funcionamiento de un relé de transmisión seguramente va a tener peores consecuencias que un mal funcionamiento de un relé de distribución.

Por lo tanto, para el ensayo de un relé de distribución, en principio alcanzaría con un EPP BÁSICO. En el caso de un relé de transmisión puede que no alcance con un EPP BÁSICO y sea necesario disponer de un EPP AVANZADO para poder simular los transitorios producidos por condiciones más complejas de la red (capacitores serie, líneas paralelas, altas cargas, etc.).

Metodología para realizar las pruebas mediante un EPP BÁSICO

Mediante un EPP BÁSICO se pueden relevar las características de operación de un relé de distancia. Para ello se debe disponer de algún medio para calcular las corrientes y tensiones de prefalla y de falla que se van a cargar al EPP (estados a simular mediante el

EPP) para ser inyectadas al relé. Hay dos maneras básicas de encarar esto: manualmente o mediante un programa.

Para hacer el cálculo manual de las corrientes de carga se debe disponer de un esquema simplificado de la línea protegida (esquema de secuencia positiva), con los equivalentes de Thévenin en ambos extremos de línea. La impedancia de secuencia positiva de la línea son un dato. Los equivalentes de Thévenin se pueden suponer si es que no se tienen datos concretos sobre los mismos.

Ver Figura 4

Para hacer el cálculo manual de las corrientes de falla se debe disponer de los esquemas simplificados de los circuitos de secuencia. Por lo tanto, se debe disponer también de la impedancia de secuencia cero de la línea y las impedancias de secuencia cero y secuencia negativa de los equivalentes Thévenin.

Ver figuras 5, 6, 7 y 8

De esta manera se pueden calcular los juegos de corrientes y tensiones de prefalla y falla para distintas ubicaciones de la falla dentro de la línea.

Estado 1

$$\begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix}_{Pr eFalla} \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix}_{Pr eFalla}$$

Estado 2

$$\begin{bmatrix} U_R \\ U_S \\ U_T \end{bmatrix}_{Falla} \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \end{bmatrix}_{Falla}$$

En la Figura 9 se muestra un ejemplo de dos estados cargados a una valija de ensayo.

Dando distintos valores al punto de falla y a la resistencia de falla R_F , se puede obtener un conjunto de Estados que cubran una porción suficiente del plano de impedancia como para chequear las transiciones entre las distintas zonas del relé ensayado. Para chequear estas transiciones, se debe conectar el disparo del relé a una entrada del EPP que pare al cronómetro que fue arrancado con el paso del Estado 1 al Estado 2. Observando el tiempo registrado por dicho cronómetro, y sabiendo los tiempos teóricos de disparo de cada zona, se puede determinar en qué zona disparo el relé para cada falla inyectada.

Se debe tener cuidado especial en el caso del ensayo de relés de distancia con característica Mho con Polarización por Memoria de Tensión o Polarización por Fase Sana. En estos casos, la forma de la característica relevada difiere de la que normalmente se muestra en los manuales (característica mho que pasa por el origen). La

característica relevada normalmente no va a pasar por el origen, a no ser que se use en los cálculos una impedancia de Thévenin igual a cero.

Ver Figura 10

Como se dijo anteriormente, otra manera de generar los Estado 1 y Estado 2 es mediante programas. Para generar el vector de Estado 1 se necesita tener la red modelada en un programa de Flujo de Potencia, y para generar el vector de Estado 2 se deberá usar un programa de Cortocircuito. De esta manera se va a tener una aproximación más cercana al caso real, pudiéndose observar mejor el comportamiento de la protección ante los efectos de infeed o de líneas paralelas. Por lo tanto, este método no reemplaza al anterior sino que lo complementa.

Algunos EPP BÁSICOS tienen también un método gráfico de inyección de fallas. En dicho método se generan las fallas mediante la representación gráfica en un plano de impedancia. En algunos casos, se definen distintas zonas y pasos dentro del plano y el EPP genera automáticamente fallas y evalúa los tiempos de disparo para generar así automáticamente un diagrama con las zonas relevadas. En nuestro caso particular hemos tenido algunos problemas con este tipo de métodos automáticos, ya que se han encontrado casos en que no funcionó correctamente en algunos EPP la determinación automática, generando diagramas de zonas incorrectos. Por lo tanto, si se opta por usar un método automático, recomendamos analizar en detalle los resultados obtenidos del mismo, y además leer en el manual del EPP, qué modelo de la red usa en este tipo de ensayos, para conocer de antemano qué limitaciones puede tener el mismo (por ejemplo, en la determinación de las características mho mencionadas anteriormente).

Ver Figura 11

Metodología para realizar las pruebas mediante un EPP AVANZADO.

Un EPP AVANZADO, además de las características de un EPP BÁSICO, incluye alguna forma para inyectar transitorios. Normalmente estos transitorios provienen de algún registro oscilográfico de una falla real (tomado de un osciloperturbógrafo digital) o de un programa de simulación de transitorios, por ejemplo el ATP. Los transitorios se cargan al EPP mediante una PC portátil y dependiendo del modelo de EPP, pueden requerir la conversión a algún formato especial, o en el caso de los más modernos aceptan el formato COMTRADE. El Standard COMTRADE define un formato común para el intercambio de datos correspondientes a transitorios de sistemas eléctricos de potencia. Los archivos COMTRADE contienen información digitalizada de ondas de tensión y corriente, y eventos lógicos, en una base de tiempos coherente. Debido a que este formato es muy usado y muy apropiado para el ensayo de protecciones, es conveniente conocerlo en detalle, de manera de poder efectuar modificaciones a archivos. Por ejemplo, los registros tomados de osciloperturbógrafos normalmente no tienen el tiempo suficiente de prefalla para que puedan ser usados en el ensayo de un relé que utiliza polarización por memoria de tensión. Por lo tanto, se deben editar los archivos y extenderle el tiempo de prefalla. Debido a que no hay muchos editores comerciales que permitan hacer esto, es necesario hacerlo manualmente mediante algún editor standard, u hoja de cálculo tipo EXCEL. Pero para esto hay que conocer ciertos detalles del formato que es necesario manipular para que el archivo modificado sea coherente y mantenga la norma, para que no sea rechazado por el EPP al momento de

intentar cargarlo. Se incluye como Anexo 1 la descripción del Standard COMTRADE de IEEE.

La inyección de un transitorio es necesaria cuando se quiere estudiar el comportamiento de un relé ante fallas reales. Por ejemplo cuando se quiere reemplazar un relé por otro y se tiene registro de fallas reales del relé a reemplazar. O por ejemplo, cuando un relé tuvo un comportamiento “extraño” ante una falla (que quedó registrada) y se quiere evaluar si con un cambio de ajuste o de configuración se puede revertir ese comportamiento irregular.

También es necesaria la inyección de transitorios cuando se quiere estudiar el comportamiento de un relé ante futuros cambios del sistema. Por ejemplo, si se planifica agregar capacitores serie a una línea, se debe evaluar si el relé instalado va a ser adecuado para la aplicación. En este caso se deberá modelar la red ampliada en un programa de transitorios (por ejemplo ATP) y generar distintos archivos correspondientes a fallas que se consideren críticas para ser inyectados al relé y evaluar el comportamiento del mismo.

Como se verá más adelante, la inyección de transitorios también es útil cuando se quieren ensayar ciertas funciones especiales de los relés, como ser el Bloqueo por Oscilación de Potencia.

Existen numerosos otros casos para los cuales es importante disponer de un EPP AVANZADO si se quiere hacer un estudio completo del relé. Entre estos casos podemos citar:

- Evaluación del comportamiento de un relé ante Fallas Evolutivas
- Evaluación de lógicas de bloqueo por inversión de corriente por falla en línea paralela
- Evaluación del comportamiento de un relé ante fallas Cross-country.

Para los casos en que se requiere estudiar en detalle el comportamiento de un relé ante transitorios, es muy útil disponer de una simulación digital de dicho relé. Si bien no es fácil conseguir una simulación de un relé determinado, conociendo el algoritmo del relé y con datos que aporte el fabricante, se puede llegar a desarrollar una aproximación, que si bien no funcione exactamente igual al relé, sí permita ver la tendencia de ciertas variables internas que normalmente no se pueden extraer del relé. Como ilustración se agrega como anexo 2 con un caso real en que se aplicaron todas estas herramientas.

2.5.1.2 Pruebas de la Función Recierre

Introducción

Los defectos en líneas suelen clasificarse en permanentes, semipermanentes y transitorios. Solamente el 10-20% de las faltas que se originan en las líneas aéreas se pueden considerar permanentes o semipermanentes.

Las faltas permanentes son normalmente debidas a roturas de conductores o a fallos en tramos de cable que pueden formar parte de la línea. Este tipo de faltas se corresponde con averías que hay que localizar y reparar antes de poder restablecer el suministro eléctrico.

Las faltas semipermanentes se pueden eliminar retirando transitoriamente la tensión de la línea varias veces. Un ejemplo típico de falta semipermanente puede ser el contacto

con una pequeña rama de árbol que ha caído sobre la línea; en este caso, con el disparo inmediato de los interruptores no se conseguirá la eliminación de la falta, sino que será necesario que la rama arda y se desprenda posteriormente.

Sin embargo, el 80-90% de las faltas en las líneas aéreas son de carácter transitorio. En la red de transporte, el porcentaje de faltas transitorias está más próximo al 90%, mientras que en subtransporte y distribución el porcentaje se aproxima al 80%.

Las faltas transitorias tienen lugar a través de descargas eléctricas en el aire originadas por diversas causas, entre las cuales se encuentran en primer lugar las sobretensiones por cebado inverso debidas a los rayos. Otras causas son caída directa de rayos, oscilación de conductores por la acción del viento y contacto transitorio con objetos.

El hecho de que la mayoría de los defectos en líneas aéreas sean transitorios quiere decir que si tras la falta, se interrumpe rápidamente la corriente de falta, desconectando los interruptores de la línea, y se deja un pequeño tiempo sin tensión (varias décimas de segundo suelen ser suficientes) para que, en la zona donde se desarrolló el arco eléctrico, la renovación de aire disperse el aire ionizado y el arco eléctrico se autoextinga hay una alta probabilidad de que al volver a cerrar los interruptores y dar tensión a la línea, no se produzcan ya recabados del arco, la falta haya desaparecido completamente y la línea reanude el servicio tras la breve interrupción indicada.

En este hecho están basados los equipos de reenganche o reconexión automática, RA (función 79 según IEEE) que se asocian a los equipos de protección para trabajar conjuntamente con ellos.

Los equipos de reenganche son automatismos que están estrechamente ligados con las protecciones y que pueden formar parte de la misma, como es el caso de los equipos modernos, o ser equipos independientes de la protección, pero vinculados con la misma mediante cableado. Cualquiera sea el tipo de equipo de recierre, la operación del mismo se podría resumir de la siguiente manera.

1. La actuación de la protección abre interruptor
2. El equipo de recierre recibe esta información desde la protección, espera un tiempo preprogramado y envía una orden de cierre al interruptor.
3. Si la falla persiste, la protección abre nuevamente al interruptor.
4. Si el recierre está programado para más de un ciclo, se repiten los pasos 2 y 3. Si el recierre está programado para un solo ciclo, el paso 3 es el último.

La mayoría de equipos de reenganche del mercado permiten ser configurados para los siguientes esquemas:

- Reenganche unipolar para faltas monofásicas y reenganche tripolar para faltas polifásicas.
- Reenganche unipolar para faltas monofásicas, sin reenganche para faltas polifásicas.
- Reenganche tripolar para todo tipo de faltas.
- Reenganche tripolar para faltas monofásicas, sin reenganche para faltas polifásicas.
- Disparo tripolar definitivo para todo tipo de faltas sin reenganche automático.

Ensayo

Antes de ensayar el recierre, se debe tener en claro cuál es el esquema configurado en el mismo. En lo que sigue se tomará el ejemplo más clásico para el caso del Transporte, que es Reenganche unipolar para fallas monofásicas, sin reenganche para fallas

polifásicas. No obstante los procedimientos que se describan se podrán extender fácilmente a los otros esquemas de recierre.

Se describirán a continuación las entradas y salidas típicas de un módulo de recierre, y los ajustes típicos.

Señales de entrada:

- **BLOQUEO RECIERRE:** a esta entrada se conectan los disparos de las funciones de protección con las que no se quiere hacer recierre (por ejemplo, disparo en zona de respaldo)
- **ARRANQUE RECIERRE:** a esta entrada se conectan los disparos de las funciones de protección con las que se quiere hacer recierre (por ejemplo, disparos en primera zona y disparos por teleprotección).
- **DISPARO TRIFÁSICO:** a esta entrada se conecta una señal proveniente de la protección que indica que la misma realizó un disparo trifásico. Se usa para contar el número de disparos trifásicos (si el recierre trifásico está programado), o para bloquear el recierre (si el recierre trifásico no está programado).
- **INTERRUPTOR APTO:** para iniciar un ciclo de recierre, debe estar presente esta señal. Es una señal que viene del interruptor y que indica que el interruptor tiene presión suficiente para un ciclo O-C-O (Open-Close-Open).
- **INTERRUPTOR CERRADO:** para iniciar un ciclo de recierre, debe estar presente esta señal, que indica que el interruptor está cerrado.

Señales de salida:

- **CIERRE INTERRUPTOR:** es la señal de cierre al interruptor.
- **PREPARACION DISPARO TRIFASICO:** es una señal que se conecta a la protección y que predispone a la misma para un disparo trifásico, en caso que el ciclo de recierre programado así lo requiera.

Ajustes:

- **TIEMPO MUERTO DE RECIERRE:** tiempo que transcurre desde la llegada de la señal de disparo al equipo de recierre, hasta la emisión de la orden de CIERRE. Puede haber distintos tiempos muertos para los distintos intentos de recierre programados.
- **TIEMPO DE RECLAMO:** temporizador que arranca junto con la orden de cierre. Si aparece una falla antes de la finalización del mismo, se la considera parte del mismo ciclo de recierre. Si una falla aparece luego de finalizado el temporizador, el equipo de recierre se resetea, y la falla es considerada la primera del ciclo.

Además, el equipo de recierre normalmente tiene visible un contador de recierres, ya sea mecánico, en los relés electromecánicos o electrónicos, o accesible mediante un menú en el display del relé, en el caso de las protecciones modernas.

El ensayo del equipo de recierre conviene realizarlo en conjunto con la protección asociada al mismo. Se recomienda construir un simulador de interruptor como el mostrado en la Figura 12, mediante tres relés biestables (uno por fase).

Primero se deberá aislar a la protección/recierre de la forma descripta en el apartado anterior. Se supone que la señal de recierre pasa por la llave de prueba o bornera de prueba.

Luego se conectarán al simulador de interruptor las señales:

- DISPAROS MONOFÁSICOS INTERRUPTOR (de la protección)
- CIERRE INTERRUPTOR (del equipo de recierre)
- INTERRUPTOR APTO (al equipo de recierre)
- INTERRUPTOR CERRADO (al equipo de recierre)

Una vez conectadas estas señales se procederá a la simulación de fallas y recierres según el procedimiento que se describe más abajo. Conviene hacer primero pruebas cambiando los ajustes del tiempo muerto de recierre y del tiempo de reclamo, para que sean más apreciables los distintos estados del interruptor simulado, sin necesidad de conectar ninguna señal a algún tipo de equipo registrador. Una vez realizado este ensayo cualitativo, si se dispone de algún tipo de equipo registrador (RTU de estación o entradas digitales en el EEP), se deben volver los ajustes a sus valores originales, y registrar los estados en estos equipos.

Procedimiento para ensayo de recierre monofásico de un intento:

1. Simular una falla monofásica en Zona 1 mediante EEP (la valija debe ser cortada mediante una señal de disparo de la protección)
2. Verificar que el interruptor se abre “instantáneamente” en la fase en que se simuló la falla, y que permanece cerrado en las otras dos fases.
3. Verificar que el interruptor se cierra luego de transcurrido el tiempo muerto de recierre.
4. Simular nuevamente la misma falla antes de que transcurra el tiempo de reclamo.
5. Verificar que el interruptor abre “instantáneamente” en las tres fases y que no hay recierre.
6. Verificar que luego de todo el ciclo se incrementó en “1” el contador de recierres de la protección.
7. Cerrar el interruptor simulado mediante el pulsador “SC”
8. Simular una falla monofásica en Zona 1 mediante EPP.
9. Verificar que el interruptor se abre “instantáneamente” en la fase en que se simuló la falla, y que permanece cerrado en las otras dos fases.
10. Verificar que el interruptor se cierra luego de transcurrido el tiempo muerto de recierre.
11. Esperar que pase el tiempo de reclamo
12. Simular nuevamente la misma falla.
13. Verificar que el interruptor se abre “instantáneamente” en la fase en que se simuló la falla, y que permanece cerrado en las otras dos fases.
14. Verificar que el interruptor se cierra luego de transcurrido el tiempo muerto de recierre.
15. Mediante el pulsador “SRY”, sacar la señal de INTERRUPTOR APTO.
16. Simular una falla monofásica en Zona 1 mediante EPP.
17. Verificar que el interruptor abre “instantáneamente” en las tres fases y que no hay recierre.
18. Cerrar el interruptor simulado mediante el pulsador “SC”
19. Simular inmediatamente una falla monofásica Zona 1 mediante EPP.

20. Verificar que el interruptor abre “instantáneamente” en las tres fases y que no hay recierre.

2.5.1.3 Pruebas de la Función Bloqueo por Oscilación de Potencia

Introducción

Cuando ocurre una inestabilidad transitoria en la red, se produce una variación periódica de muy baja frecuencia del valor de la potencia y al mismo tiempo la impedancia aparente en cada punto de la red de transporte cambia, también cíclicamente, de módulo y de argumento. Las protecciones de distancia y direccionales sensibles a estas magnitudes podrían disparar indebidamente sin existir ningún cortocircuito en la red. Para evitar disparos indeseados, las protecciones de distancia disponen de la función *Bloqueo por oscilación* (o *penduleo*) de potencia o PSB (acrónimo de Power Swing Blocking) que normalmente puede habilitarse o inhabilitarse a voluntad del usuario. Esta función, caso de estar habilitada, se desactiva automáticamente si ocurre una falta en la red mientras existe una situación de oscilación de potencia.

En condiciones normales, el extremo del vector impedancia que mide el relé estará en algún punto dentro del *área de carga*.

Si (por el momento, se supone que el relé de distancia no dispone de la función PSB o bien la tiene deshabilitada), en caso de oscilación de potencia, el extremo del vector impedancia sale del área de carga y se mueve hacia la zona del plano de impedancia donde está la línea, puede acabar entrando en cualquier zona de operación del relé de distancia. Una vez dentro, puede retroceder (lo que es indicio que el sistema de potencia se recuperará por sí solo) o bien seguir avanzando y salir por el otro extremo de la característica (lo que representaría una oscilación inestable). Si la zona afectada es la II o la III que están temporizadas y el tiempo que permanece el vector impedancia dentro de ellas es inferior a la temporización de zona no habría disparo. Pero si permanece más tiempo o bien la zona afectada es la I (instantánea) se produciría un disparo sin haber cortocircuito en la red por lo que debe evitarse a toda costa.

Cuando ocurre una falta en el tramo protegido, la impedancia también pasa del área de carga hasta el interior de las zonas de operación debiendo, en este caso, garantizarse el disparo.

Afortunadamente, ambos cambios de impedancia presentan una diferencia fundamental: en una falta, el cambio de la impedancia es instantáneo mientras que en un penduleo de potencia es mucho más lento. Este es el hecho diferencial que se utiliza para distinguir entre una oscilación de potencia y una condición de falta.

Para ello, los relés tienen normalmente una característica adicional para la detección del penduleo, que envuelve a la característica de operación para faltas polifásicas más externa del relé, manteniéndose separada de ella por unos márgenes (banda de penduleo) tanto en la dirección resistiva (ΔR) como en la dirección inductiva (ΔX). Cuando la impedancia entra en la *característica de penduleo* arranca un temporizador que mide el tiempo que tarda en llegar a la característica de operación. Si el tiempo medido es superior a un tiempo preestablecido, la condición se declara como una oscilación de potencia y se produce el bloqueo del disparo. Los relés efectúan estas mediciones normalmente en las tres fases.

La función PSB normalmente puede ser habilitada/inhabilitada por el usuario. Cuando se habilita, puede seleccionarse si el bloqueo del disparo tendrá lugar en una zona de operación determinada o en todas las zonas.

Supongamos que se ha detectado una oscilación de potencia y se ha producido el correspondiente bloqueo del disparo. Si en estas condiciones, ocurre una falta en el tramo de línea protegido por el relé de distancia, la zona de operación, inicialmente bloqueada por la oscilación, es desbloqueada siempre que se cumpla alguno de los siguientes criterios :

- La intensidad residual supera un umbral ajustable
- La intensidad de secuencia inversa supera un umbral ajustable
- La intensidad de fase supera un umbral ajustable.

Cuando una oscilación de potencia persiste, es indicativo de una condición seria de sobreintensidad ; en estos caso, es posible limitar el tiempo durante el que se aplica el bloqueo a cualesquiera de las zonas de medida del relé, mediante un temporizador ajustable. Si el punto de impedancia se sale de la característica de operación antes de que expire el tiempo ajustado, el temporizador se resetea y no se envía orden de disparo al interruptor.

Ensayo

Para ensayar la función Bloqueo por Oscilación de Potencia se debe tener en claro previamente la forma en que trabaja dicha función en el relé. Debido a que no todos los relés trabajan de la misma manera, se sugieren aquí algunos puntos a tener en cuenta:

- Las características usadas para oscilación de potencia ¿son ajustes especiales o alguna de ellas es el ajuste de alguna zona de protección o arranque?
- La función PSB ¿bloquea todas las zonas o sólo la zona 1?
- ¿Existe en el relé un temporizador de desbloqueo?
- ¿De qué manera detecta el relé una condición de falla en medio de una oscilación de potencia?
- Verificar en los ajustes, que las características de oscilación de potencia contengan a las zonas a bloquear.
- ¿Se dispone en el relé de acceso a variables internas utilizadas por la función PSB? Este punto es importante para el ensayo, ya que la calidad del mismo dependerá de la observabilidad de variables. En caso que no se pueda verificar la actuación de las características, solamente se podrá verificar si el relé bloquea o no.

Una vez determinada la lógica de funcionamiento de la PSB, y las posibilidades de observación de la misma, se deberá determinar de qué forma realizar el ensayo, dependiendo de qué tipo de EEP se disponga.

La base del ensayo consiste en poder simular estados con impedancia variable. Algunos EEP disponen de potenciómetros con los cuales se pueden controlar variables previamente definidas, por ejemplo tensión, corriente, o la propia impedancia. Con esta herramienta se puede partir de un punto de impedancia en la zona de carga y manualmente moverlo hasta la zona de impedancia que teóricamente se debe bloquear. Esto permite sólo un análisis cualitativo, ya que no se puede conocer a qué “velocidad” se está moviendo manualmente el punto de impedancia.

Otros EEP permiten definir rampas de tensión y/o corriente. De esta manera se puede tener más control sobre el ensayo, ya que se puede programar en el EPP una variación determinada de impedancia, controlando por ejemplo la rampa de tensión.

Los EPP AVANZADOS, que permiten la inyección de transitorios en formato COMTRADE, son los más adecuados para el ensayo de la función PSB. Mediante un programa tipo hoja de cálculo, se puede generar artificialmente cualquier trayectoria de impedancia, transformarlo a formato COMTRADE e inyectarlo al relé. Se adjunta archivo EXCEL donde se muestra la generación de un transitorio con esas características. De esta manera se pueden generar transitorios cuya pendiente de caída esté controlada y de esta manera verificar con mayor exactitud los límites de detección del relé.

En la descripción de ensayo que sigue se supondrá que se tiene acceso a la actuación de las dos zonas que usa el relé para detectar la oscilación (se las llamará ZB1 a la externa y ZB2 a la interna).

1. Generar un transitorio “rápido” entre dos puntos de impedancia (el primero en la zona de carga y el segundo en Zona 1), para el cual el relé dispare.
2. Verificar y registrar el paso por ZB1 y ZB2. Para el registro de estos puntos convendría conectar estas salidas a la RTU de estación o a entradas digitales de el EEP (si es que se dispone de las mismas).
3. Generar un transitorio “lento” entre los dos puntos de impedancia de la prueba anterior y verificar que el relé bloquea.
4. Verificar y registrar el paso por ZB1 y ZB2 y el arranque de Zona 1.
5. Verificar que el relé dispara luego de transcurrido el temporizador de desbloqueo. Registrar la señal de disparo.
6. Generar el transitorio “lento” del punto 3.
7. Antes de que transcurra el tiempo de desbloqueo puentear una de las corrientes de entrada al relé.
8. Verificar que el relé dispare.

2.5.1.4 Mantenimiento de relés de distancia

Toda protección de un sistema eléctrico presenta un particular modo de funcionamiento:

- estado de reposo, en ausencia de falla, con supervisión de las variables del sistema eléctrico a proteger;
- actuación, con comportamiento selectivo, ante el acontecimiento de una falla o perturbación del sistema eléctrico.

La gestión del mantenimiento, de tal tipo de equipamiento, debe contemplar los siguientes conceptos:

Selectividad de una protección:

Capacidad de funcionamiento coordinado, respecto del resto de las protecciones de sistema eléctrico de potencia. La *selectividad* garantiza la eliminación, en el tiempo programado, de la falla o perturbación que compromete a la red, así como la actuación de los respaldos previstos, en caso de anomalía en el sistema de protección principal.

La actuación no selectiva de una protección, puede deberse a:

- a) Error de ajuste ("setting").
- b) Elección de la protección no adecuada (característica de accionamiento no compatible con los requerimientos).
- c) Avería de la protección.

Avería de una protección:

De las posibles causas de actuación no selectiva de una protección, el personal de mantenimiento se ocupa generalmente de la avería de la protección, procurando evitarla, anticiparse a su ocurrencia, o solucionarla. Se considera *avería de un dispositivo de protección* al cambio de estado de uno o más de sus componentes, que provoca un funcionamiento incorrecto del mismo.

Tipificación de la avería:

- a) *Avería paramétrica*: anormalidad que produce un funcionamiento apartado de los valores programados por ajuste
- b) *Avería catastrófica*: aquella que declara fuera de servicio a la protección.

Confiabilidad de una protección:

Propiedad de una protección, que expresa la probabilidad de funcionamiento correcto de la misma, siendo función del tiempo de utilización y de la tasa de fallas de la protección.

Dado el particular modo de funcionamiento del dispositivo de protección:

- a) protección en reposo ante ausencia de perturbación, con supervisión de las magnitudes variables del sistema protegido;
- b) accionamiento programado de la protección al producirse la falla o perturbación, con rápida respuesta selectiva;

El concepto de *confiabilidad* de la protección implica:

- a) Seguridad de ausencia de acción incorrecta ("security"): que la protección no actúe cuando no deba hacerlo (sin actuaciones intempestivas o no selectivas).
- b) Seguridad de acción correcta ("dependability"): que la protección actúe selectivamente cuando deba hacerlo.

Mantenimiento de protecciones:

Acción que tiene por objeto lograr la mayor *disponibilidad* de la protección, en condiciones de buen funcionamiento ("security" y "dependability"). El mantenimiento de protecciones puede ser tipificado en:

- a) *Mantenimiento preventivo*: revisión periódica que procura la detección de una avería acontecida en la protección, antes de que la misma ocasione una pérdida de selectividad o funcionamiento no previsto de la protección, con la consiguiente afectación no deseada del sistema eléctrico de potencia. Se refiere fundamentalmente al ensayo de verificación funcional y acondicionamiento de componentes.

- b) *Mantenimiento predictivo*: verificación periódica de la protección, o de alguna de sus partes componentes, para anticipar el conocimiento de una avería potencial, antes que la misma se produzca. Incluye las acciones para evitar la avería.
- c) *Mantenimiento adaptivo*: trabajo no periódico, necesario para adecuar funciones de la protección a nuevos requerimientos sobre la misma. Frecuentemente se trata de una modificación de ajuste o de conexionado.
- d) *Mantenimiento correctivo*: acción no periódica, ejercida para la reparación de la avería, por reemplazo o reconstitución de las partes dañadas de la protección.

Mantenimiento preventivo de protecciones.

Puede efectuarse bajo diferentes modalidades:

Revisión periódica automática ("Autotest"): Necesaria cuando, por confiabilidad no suficiente de componentes de la protección, se requieren reducidos tiempos de mantenimiento e intervenciones de corta duración. Generalmente implementada, tal posibilidad, en protecciones de última generación, mediante utilización de microprocesador, con período de ensayo programado, anuncio de avería e identificación de la misma. Sin el estricto cumplimiento de lo expresado en el primer párrafo, la posibilidad de "autotest" puede proveerse como mejora adicional.

Revisión periódica manual:

Es el procedimiento normalmente adoptado en protecciones convencionales, demostrando que, cuando es de carácter exhaustivo, es el que brinda un mayor índice de detección de avería. En las protecciones más elaboradas existe el complemento de la función *supervisión*, para la detección de anomalías en circuitos asociados, e interrupción de funcionamiento de componentes vitales de la protección.

Este procedimiento requiere apartar a la protección del servicio, con o sin afectación de la continuidad del servicio de la instalación primaria, para realizar las verificaciones necesarias. Puede clasificarse, según su alcance, en:

- a) *Mantenimiento manual parcial* (cualitativo): realizado sin la utilización de equipos de ensayo específicos, mediante el accionamiento de elementos previstos a tal efecto (pulsadores de comprobación y/o llaves selectoras). El alcance de la verificación cubre: operación de la lógica interna de la protección (arranque, selección de fases, disparos, etc.), señalizaciones, continuidad de circuitos propios o asociados, accionamiento de equipos asociados a la protección y discriminación direccional de la misma.
- b) *Mantenimiento manual total o exhaustivo* (cualitativo - cuantitativo): se efectúa mediante la utilización de equipos de ensayo específicos. Tiene por objeto agregar a las verificaciones anteriores, las comprobaciones cuantitativas siguientes: límites de las características de operación, exactitud y sensibilidad de las funciones de medición, relación de retorno de las unidades de excitación, exactitud de temporizadores, etc.

Determinación del período de mantenimiento preventivo.

Tratándose, el mantenimiento preventivo, de una intervención de carácter periódico, es de interés la determinación del *período recomendable de mantenimiento*.

Se puede demostrar que la máxima disponibilidad de equipo impone un valor para el período de mantenimiento, denominado *período óptimo de mantenimiento*. Un análisis técnico-económico, que contemple además las consecuencias de una actuación no selectiva de la protección, permite obtener el valor del *período recomendable de mantenimiento*, que puede resultar diferente al del período óptimo.

A los efectos de la determinación del período recomendable para mantenimiento se han desarrollado programas para PC basados en análisis sistemáticos de carácter estadístico. Los datos estadísticos que se manejan son: Duración del período de análisis - Nro. de fallas catastróficas - Nro. de fallas paramétricas - Cantidad de mantenimientos preventivos efectuados - Suma de tiempos de mantenimiento - Suma de tiempos de reparación. Cada período de análisis se selecciona estratégicamente, considerando el tiempo durante el cual el nro. de muestras se mantiene constante. Toda habilitación o cesación de servicio implica un cambio en el nro. de muestras, indicando un cambio en el período de análisis.

Los resultados del relevamiento se agrupan para toda la población de equipos del mismo tipo, por período de análisis, permitiendo obtener: Tasa de fallas catastróficas - Tasa de fallas paramétricas - Tasa de fallas - Duración media del mantenimiento preventivo - Período medio de mantenimiento preventivo - Tiempo medio de reparación - Tiempo medio de indisponibilidad - Tiempo medio entre fallas - Confiabilidad - Disponibilidad - Probabilidad de falla - Período óptimo de mantenimiento.

Conclusiones:

- a) Un método asistido, como el indicado, permite conocer la indisponibilidad anual de cada tipo de protección, en función del período de mantenimiento elegido.
- b) La estimación del tiempo de indisponibilidad anual máximo tolerado, dependerá de valores de ponderación que fije la política empresarial, para la valoración de las consecuencias de una actuación no selectiva.
- c) Relacionando las conclusiones obtenidas, de las dos consideraciones anteriores, es posible determinar el período recomendable de mantenimiento preventivo.
- d) Del conocimiento del valor de tal período recomendable, así como del costo del mantenimiento, se concluirá sobre la elección del tipo de protección, en la etapa de Planificación y/o Ingeniería, o bien sobre la frecuencia del mantenimiento, durante la Explotación.

Se adjunta un anexo 3 con el desarrollo teórico de los métodos para evaluación de los tiempos de mantenimiento.

2.5.2 NORMAS PARA PRUEBA DE FÁBRICA DE LOS RELÉS.

Los ensayos de tipo se requieren para comprobar que un relé determinado cumple con las especificaciones publicadas y cumple con los standards más relevantes. Como la

función principal de un relé de protección es operar correctamente en condiciones anormales del sistema, es esencial que la performance sea evaluada bajo tales condiciones. Este tipo de ensayo se realiza durante la etapa de desarrollo y certificación del equipamiento y se realiza sólo a algunas muestras de los relés.

Los standards que cubren muchos aspectos relativos a la performance de los relés son IEC 60255 y ANSI C37.90.

Existen numerosos ensayos para determinar la habilidad de un relé para soportar el ambiente eléctrico en el cual están instalados. El ambiente de las subestaciones eléctricas es muy severo en cuanto a interferencias eléctricas. Hay muchas fuentes de interferencia dentro de una subestación, algunas originadas internamente y otras que, generadas externamente, son conducidas a través de las líneas o cables que convergen a la subestación. Las más comunes son:

- maniobra de equipos
- fallas
- caída de rayos
- contorno de conductores
- operación de equipos de telecomunicaciones (ej: telefonía celular)

Los ensayos que se realizan tienen por objeto simular este tipo de interferencias y se denominan Ensayos EMC (Electro Magnetic Compatibility). Entre los ensayos de Compatibilidad Electromagnética podemos citar:

1 MHZ BURST DISTURBANCE TEST (IEC 255-22-1)

En este ensayo se simulan los transitorios de alta tensión que se generan en fallas en el sistema y maniobras de equipos de estación. Consiste en la generación de una onda sinusoidal de 1 MHz amortiguada, como se muestra en la Figura. La interferencia se entre circuitos independientes (modo diferencial) y entre cada circuito independiente y tierra (modo común) a través de un circuito externo de acoplamiento. El relé se pone en condiciones de reposo y disparo y debe operar correctamente en ambos casos cuando la interferencia es aplicada durante 2 segundos. Existen distintas clases de severidad para el ensayo. En la Clase II, las tensiones aplicadas para los modos común y diferencial son 1 kV y 0.5 kV respectivamente. En la Clase II estas tensiones son 2.5 kV y 1 kV.

Ver Figuras 13, 14 y 15

ELECTROSTATIC DISCHARGE TEST (IEC 255-22-2)

En este ensayo se simula la interferencia que ocurre cuando un operador toca el frente del relé estando cargado con electricidad estática. En este caso, la descarga sólo se aplica al panel frontal del relé. El ensayo se realiza con descargas simples repetidas en cada punto de prueba 10 veces con polaridad positiva y 10 veces con polaridad negativa. El relé se pone en condiciones de reposo y disparo y debe operar correctamente en ambos casos.

Ver Figura 16

RADIATED ELECTROMAGNETIC FIELD DISTURBANCE TEST (IEC 255-22-3)

El propósito de este ensayo es asegurar que el equipo es inmune a los niveles de interferencia provenientes de equipos de comunicación por radio, a los que puede estar expuesto. El ensayo radica en el hecho de que los conductores dentro de un equipo electrónico pueden actuar como antena. Las frecuencias de ensayo se eligen en general en coincidencia con las frecuencias de las bandas de transmisión de radio, y en

particular, con las frecuencias de los equipos de comunicación portátiles usados por el personal de subestación. En este caso, el ensayo sólo se realiza en condiciones de reposo del equipo, ya que se considera que una interferencia electromagnética de este tipo durante una falla es muy poco probable.

Ver Figura 17

FAST TRANSIENT DISTURBANCE (IEC 255-22-4)

El objeto de este ensayo es confirmar que el relé en prueba no va a mal operar cuando está sujeto a transitorios rápidos, como los producidos por la interrupción de una carga inductiva, el rebote de contactos de relés auxiliares, etc. El ensayo consiste en una serie de trenes de pulsos de 50 nseg de ancho cada pulso, 15 mseg cada tren y 300 mseg entre trenes. La tensión se aplica en modo común a todas las entradas y salidas del relé. El relé se pone en condiciones de reposo y disparo y debe operar correctamente en ambos casos.

Ver Figura 18

Por otro lado, entre los ensayos de rutina que se realizan a todos los relés fabricados, están los ensayos de Aislación. Los ensayos de aislamiento aplicados son los siguientes:

- Dielectric Test 2 kVac, 1 min
IEC 255-5
ANSI C37.90
Se realiza entre todos los terminales y tierra, y también entre circuitos independientes.
- Impulse Voltage Test 5kV, 1.2/50 μ s, 0.5 J
IEC 255-5
ANSI C37.90.1
Este ensayo simula las sobretensiones producidas por rayos. Se realiza entre todos los terminales y tierra, y también entre circuitos independientes.
- Insulation Resistance >100 Mohm a 500 Vdc
IEC 255-5
Se realiza entre todos los circuitos y la carcasa a tierra y entre contactos Normal Abiertos.

Finalmente podemos mencionar los ensayos que simulan las condiciones ambientales a que están sometidos los relés. Estos ensayos responden a las siguientes normas.

- Vibration: IEC 255-21-1
- Shock and Bump: IEC 255-21-2
- Seismic: IEC 255-21-3

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Protecciones de Distancia – Guía de aplicación. AREVA T&D
- [2] Network Protection & Automation Guide. ALSTOM
- [3] Manual REL531. ABB
- [4] New methodology for transmission line relay testing and evaluation using advanced tools. Dragan Ristanovic, Texas A&M University
- [5] Electrical disturbance test for measuring relays and protection equipment – Parts 1, 2, 3 & 4. International Electrotechnical Commission
- [6] Un método para evaluar la confiabilidad y el mantenimiento preventivo de dispositivos de protección. Ing. José Juan Osvaldo Pesce, TRANSENER S.A.