

Diagnóstico de Relés de Protección de Línea

Rubén Darío CATAÑO G.

*Facultad IEE, Universidad Pontificia Bolivariana; Cir. 1 #70-01, Medellín, Colombia.
rdcatano@une.net.co*

Resumen: El resultado de un buen diagnóstico de relés permite identificar las deficiencias o debilidades en el desempeño de las funciones de protección y la posible afectación a los equipos protegidos o al sistema de transmisión del cual hace parte la línea que tiene deficiencias en sus protecciones. La motivación primordial de la realización de un diagnóstico adecuado de un relé de protección será la identificación del riesgo y la posibilidad de anticipar, corregir o mitigar dicho riesgo al cual estaría expuesto el sistema si se instala ese relé como protección de línea. *Copyright © UPB 2013*

Palabras clave: Diagnóstico de protecciones, prueba de relés.

Abstract: A good relays diagnostic let to identify problems in the performance of protection functions and the effect upon protected equipment or also upon transmission system which is part of the line that is deficient in its protections. The main motivation for conducting a proper diagnosis of a protection relay will be the identification of risk and the ability to anticipate, correct or mitigate the risk to which the system would be exposed if you install the relay as line protection.

Keywords: Relay test, diagnostics of protective relays.

UPB_autoArt 2013-07-19, s 2013-09-26

1. INTRODUCCIÓN

La realización de este trabajo se fundamenta en parte de un proceso que realizó ISA denominado Homologación de Relés [1], el cual consistió en realizar pruebas a varios relés de protección de línea de diferentes fabricantes para evaluar sus algoritmos de protección, aplicados con ajustes de diferentes líneas de transmisión de Colombia y por ultimo calificar los relés con los resultados de las pruebas y seleccionar los que mejor desempeño presentaron.

Motivados por las evidencias y dificultades que se presentan en la selección para adquisición y luego durante la operación de los relés instalados en los sistemas, se plantea la necesidad de conocer e identificar de forma oportuna el desempeño de los equipos previo a su instalación y puesta en servicio. Este trabajo presenta un procedimiento de pruebas para el diagnóstico de protecciones de línea donde se someta al relé a la mayor cantidad de escenarios posibles de funcionamiento, pronosticando el desempeño del relé de acuerdo con los resultados. Para calificar el desempeño del relé se propone un método en el cual se analizan sistemáticamente los resultados de acuerdo con los escenarios de evaluación y se pondera su probabilidad de ocurrencia, la calificación que resulte de las pruebas permite ponderar y cuantificar el riesgo de instalar este equipo en el sistema eléctrico.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Impacto de la operación de los relés

Los sistemas de protección previenen o limitan los daños causados por las fallas y evitan el colapso del sistema manteniendo la seguridad y continuidad en la transmisión de energía hacia los consumidores. Las protecciones actúan sobre los interruptores de las líneas de transmisión o de los equipos protegidos y como consecuencia alteran de la topología del sistema y posiblemente debilitan o modifican la capacidad de transmisión

2.2. Condiciones anormales de servicio

Las condiciones anormales de servicio suelen aparecer como consecuencia de eventos naturales tales como descargas atmosféricas o terremotos, o eventos físicos atribuibles a errores humanos, también pueden ocurrir después de eventos como sobrecargas o fallas en equipos inductivos o capacitivos y tienen varios síntomas de los cuales el incremento de la corriente es el más común, sin embargo existen otros síntomas que las protecciones deben ser capaces de detectar y medir, tales síntomas son por ejemplo el sobrecalentamiento de equipos, pérdida de aislamiento, cambios direccionales de la corriente, incremento o decrementos de la tensión, desviación angular de los fasores, cambios en la frecuencia, cambios en impedancias, etc.

2.3. Selectividad del sistema de protecciones

Las protecciones deben ser capaces de detectar y medir las condiciones anormales de servicio, también deben decidir cuan tolerable es esa condición para el sistema o el equipo, determinar la severidad de la condición, discriminar la zona de ocurrencia de la falla y emitir un disparo inmediato o temporizado a los equipos de conexión necesarios para aislar el elemento con falla, es decir, los esquemas de protección deben ser selectivos.

3. ESQUEMA GENERAL DE PRUEBAS

En la Figura 1 se muestra un esquema general de la implementación de las pruebas a un relé de protección. Se describe aquí el procedimiento de pruebas y en los siguientes capítulos se describe en detalle cada parte del proceso.

3.1. Descripción del esquema de pruebas

Los siguientes numerales están referidos todos a la Figura 1. Se debe determinar el escenario en el cual se pretende evaluar el relé de protección:

1. Se definen los tipos de líneas (nivel de tensión, longitud, tipo de torre, disposición de fases, tramos doble circuito, etc.) que serán consideradas para la evaluación del desempeño del relé.

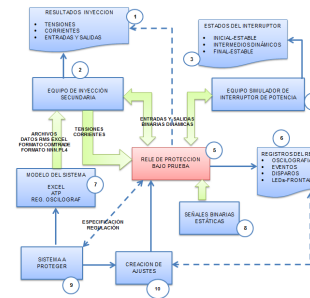


Figura 1 Esquema general de pruebas

Fuente: Elaboración propia

2. Se define los tipos de fuentes, homogeneidad del sistema, niveles de cortocircuito de las fuentes extremas de las líneas de transmisión y en general el modelo del sistema.
3. Se define el tipo de fallas (fases falladas, resistencia de falla, localización de la falla, tiempos de prefalla, tiempo de falla) que deben ser consideradas para la evaluación del desempeño del relé.
4. Se define cuales funciones de protección van a ser evaluadas, se definen los criterios para el ajuste de esas funciones, parámetros, lógicas o esquemas de protección.
5. Con base en las normas regulatorias, los requerimientos del sistema y los criterios técnicos empresariales se definen

también la filosofía de los esquemas de protección que deben cumplir los relé a instalar en el sistema

3.2. Sistema a proteger

Se debe definir y modelar un sistema eléctrico que incluya todos los elementos eléctricos aledaños a la ubicación en la cual se introducirá el relé de protección a ser evaluado, en la se muestra el esquema resumido de un sistema.

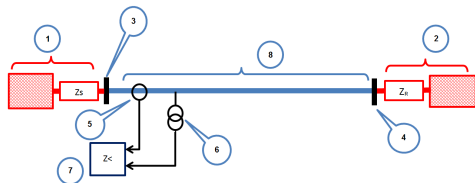


Figura 2 Modelo simplificado del sistema a proteger

Fuente: Elaboración propia

3.3. Fuentes (local y remota)



Figura 3 Modelo de Fuentes local o remota

Fuente: Elaboración propia

El elemento 1 de la Figura 2 debe ser modelado de acuerdo a los siguientes parámetros

Parámetros de las fuentes. Con los valores máximos y mínimos y niveles de corto monofásico y trifásico de la barra a modelar se obtienen las componentes de secuencia de la fuente que se pueden calcular a partir de las ecuaciones (1) y (2), ver referencias [2] y [3]

$$Z_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} \times I_{CC}^{3\Phi}} \quad (1)$$

$$Z_0 = \frac{\sqrt{3} \times V_{LL}}{I_{CC}^{1\Phi}} - 2 \times Z_1 \quad (2)$$

Donde

V_{LL}	Tensión Línea-Línea del sistema
$I_{CC}^{3\Phi}$	Corriente de cortocircuito trifásico en la barra
$I_{CC}^{1\Phi}$	Corriente de cortocircuito monofásico en la barra
Z_1	Impedancia de secuencia positiva de la fuente equivalente
Z_0	Impedancia de secuencia cero de la fuente equivalente

Se ha hecho la aproximación al asumir que la magnitud de la secuencia positiva es igual a la secuencia negativa, y se podría suponer que para las fuentes $X \gg R$

De las ecuaciones (1) y (2) se obtiene una relación entre las corrientes de corto monofásica y trifásica, para obtener valores positivos para la componente de secuencia cero de los parámetros de la fuente real, se debe cumplir que

$$I_{cc}^{3\phi} \geq \left(\frac{2}{3}\right) \times I_{cc}^{1\phi} \quad (3)$$

Para modelar las fuentes de nuestro sistema acotamos además que se cumpla la siguiente condición:

$$0.8 \leq \frac{I_{cc}^{3\phi}}{I_{cc}^{1\phi}} \leq 1.25 \quad (4)$$

Tabla 1. Rangos de cortocircuito de las fuentes (*)

Tensión de Red (kV)	Nivel de corto 1F (kA)		Nivel de corto 3F (kA)	
	Max	Min	Max	Min
230	55	3	55	3
500	18	5	18	5

Fuente: “Plan de Referencia Generación – Transmisión 2010-2014” de la UPME

3.4. Línea de transmisión a proteger

Se deben usar parámetros de líneas construibles dentro del escenario del sistema colombiano, sin embargo, se pueden realizar variaciones en algunos datos como la geometría de las torres para considerar la influencia sobre los parámetros de secuencia de las líneas y sensibilizar su efecto en los parámetros eléctricos finales

del circuito y poder ampliar el rango de validación de desempeño de los relés

Impedancia típicas de líneas de transmisión – Circuito Sencillo. Los datos de las líneas de transmisión en circuito sencillo, pueden ser calculados a partir de las siguientes formulas [3]:

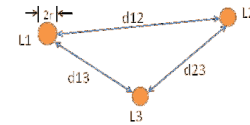


Figura 4 Disposición general para circuito sencillo – Un conductor por fase

Fuente: Elaboración propia

Resistencia efectiva por unidad de longitud, ver referencias [2] y [3]

$$R = \frac{\rho}{q} \quad (5)$$

Reactancia de secuencia positiva por unidad de longitud para líneas con un solo conductor por fase, ver [2] y [3]

$$Z_{pos} = R + j2\omega \times 10^{-4} \ln \frac{d_m}{r \cdot e^{-\gamma/4}} \quad (6)$$

Distancia media entre fases, ver [7] y [8]

$$d_m = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L1L3} \cdot d_{L2L3}} \quad (7)$$

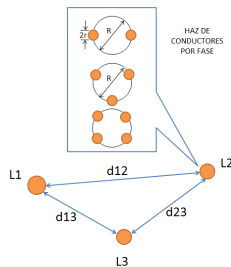


Figura 5 Disposición general para circuito sencillo –
Más de un conductor por fase

Fuente: Elaboración propia

Reactancia de secuencia positiva por unidad de longitud para líneas con más de un conductor por fase, ver [2] y [3]

$$X_{pos} = 2\omega \times 10^{-4} \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d_m}{r_B} \right) \quad (8)$$

$$r_B = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \quad (9)$$

n es el número de subconductores por fase

Impedancia de secuencia cero para líneas de transmisión con varios conductores por fase, sin cable de guarda, ver [2] y [3]

$$Z'_{zero} = (R'_{ac} + \frac{3\omega\pi \cdot 10^{-4}}{2}) + j6\omega \cdot 10^{-4} \ln \left(\frac{658.87 \sqrt{\rho}}{\sqrt{f}} \frac{1}{3\sqrt{GMR_{equiv} \cdot d_m^2}} \right) \text{ in } \Omega/km \quad (10)$$

$$\therefore GMR_{equiv} = \sqrt[n]{n \cdot GMR \cdot R^{n-1}} \quad (11)$$

$$\therefore GMR = r \cdot e^{-1/4} \quad (12)$$

3.5. Transformadores de tensión y de corriente

Los transformadores de tensión y los transformadores de corriente son dos de los elementos más importantes en el desempeño de los relés de protección porque las señales de tensión y corriente son tomadas directamente de estos equipos. Los transformadores de medida producen una réplica o imagen de los valores primarios del sistema de potencia y esta imagen es usada por los relés para tomar la decisión de emitir un disparo o quedarse estables. Las características funcionales (precisión, rango de transformación, cargabilidad, saturación, etc.) de los transformadores deben ser tenidas en cuenta al momento de evaluar el desempeño de los relés. Sin embargo en el alcance de este proyecto se supondrá que no hay desviaciones en la transformación de señales que afecten el desempeño de los relés. Por lo tanto no se tendrán en cuenta en la modelación del sistema

4. MÉTODO DE PRUEBAS

El proceso de prueba consiste en la aplicación secuencial de señales de corriente y tensión a un relé bajo pruebas, a través de un equipo de inyección secundaria que reproduzca dichas señales.

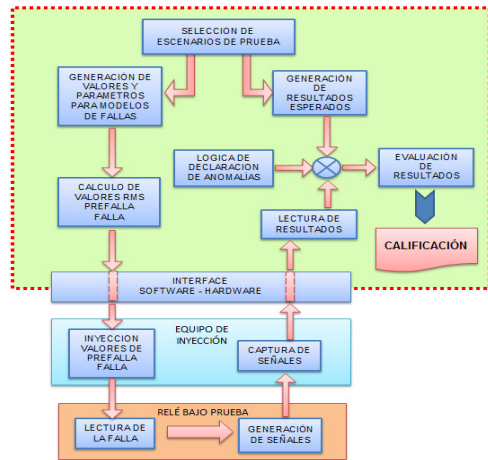


Figura 6 Esquema del proceso de pruebas

Fuente: Elaboración propia

Los valores de corriente y tensión se obtienen a partir de cálculos y de la modelación del escenario de pruebas, líneas, fuentes, etc, y los modelos de fallas en la aplicación MS Excel. Se monitoreará el desempeño del relé a través de las entradas binarias del equipo

de inyección, referenciando en la misma línea de tiempo los valores análogos inyectados y los binarios leídos.

4.1. Conformación de archivos digitales de las pruebas

La conformación de los archivos digitales para inyección secundaria de relés está estrechamente relacionada con las funciones de protección que se pretenden evaluar. Se pueden conformar de muchas formas, por ejemplo:

- Simulaciones en ATP, desde donde se obtiene archivos para inyección en formato PL4 o COMTRADE
- Librerías propias de los equipos de inyección secundaria
- Interfaces de simulación reales de señales secundarias
- Oscilografías obtenidas de registros de fallas reales, donde se obtiene archivos para inyección en formato COMTRADE
- Conformación de archivos con la secuencia del evento en Excel, es decir, una etapa de prefalla y otras etapas de falla, combinado la dispersión de las variables que se muestran en la Figura 8

El equipo de inyección se programa de tal forma que pueda recibir un archivo digital con datos provenientes de Excel y se reproducen fielmente con la herramienta CMEngine de Omicron, ver [4], los datos consignados en el archivo digital simulado son convertidos en el equipo de inyección y se aplican al relé bajo prueba como señales de corriente, de tensión y algunas señales binarias. Del equipo de inyección se obtiene un registro final de

los resultados de la inyección con las señales binarias emitidas por el relé, las cuales se evalúan, permitiendo conocer el desempeño del relé ante una inyección secundaria. Ver Figura 7, aquí se muestra un registro de una inyección realizada.

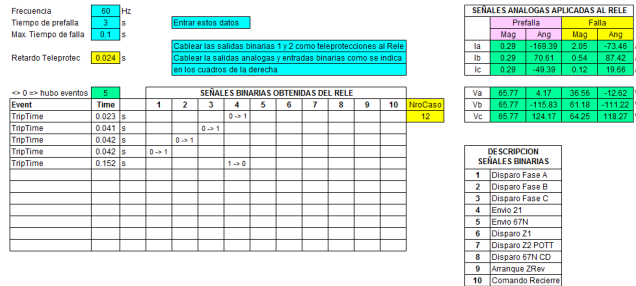


Figura 7 Registro de inyección secundaria de una prueba

Fuente: Elaboración propia

4.2. Selección de escenarios de prueba

En la Figura 8 se muestran las posibles alternativas combinatorias de los tipos de falla que se pueden evaluar y los parámetros de conformación de la falla en cada una de las instancias de cada ítem

Item	Parametro	1	2	3	4	5	6
1	Capacidad Corto 1F Fuente Local (kA)	20	31.50	43	55		
2	Capacidad Corto 3F Fuente Local (kA)	20	31.50	43	55		
3	Capacidad Corto 1F Fuente Remota (kA)	20	31.50	43	55		
4	Capacidad Corto 3F Fuente Remota (kA)	20	31.50	43	55		
5	Flujo de Potencia en Fuente Local	Entrando	Saliendo				
6	Resistencia de la falla (Ohm primarios)	0.1	5	10	20	30	40
7	Localización de la falla (%)	-5	10	50	90	105	
8	Tipo de falla F:Fase, T:Tierra, Evolutiva	1F	FF	FFT	FFF	EVOL	
9	Retardo Recep Teleprot, desde pto falla (ms)	16	24	32	40		
10	Nivel de tensión [kV]	230	500				
11	Distancia entre Fases [m]	6	8	12			
12	Long línea [km]	10	50	100	150		
13	Conductores por fase - (Haz 460mm)	1	2	3	4		

Figura 8 Alternativas de las posibles combinaciones de las fallas a inyectar

Fuente: Elaboración propia

Como ejemplo, la línea azul indica una falla bifásica de baja resistencia, 0.1 Ohm, localizada al 10% del nodo de la subestación donde está ubicado el relé, los ítems 1 al 5 de la Figura 8 muestran una posible relación entre las características de las fuentes local y remota que aportarían a la falla. La línea roja en cambio indica una falla monofásica de resistencia de falla 10 Ohm, localizada al 50% del nodo de la subestación donde está ubicado el relé

Los ítems 10 al 13 de la Figura 8 muestran otros parámetros que muy seguramente requieren cambiar los ajustes del relé bajo prueba, porque implican cambios en los datos de la línea protegida, por lo tanto se pueden dejar fijos para definir un escenario de pruebas particular. De manera que para completar el

procedimiento de pruebas en la mayor cantidad de escenarios posibles se debe reajustar el relé al modificar cada uno de estos parámetros y evaluar adecuadamente el relé en todas situaciones posibles

4.3. Modelos de falla a inyectar

En general se puede modelar cualquier tipo de falla, dependerá básicamente de construir los modelos en Excel e integrarlos al proceso.

Tipos de falla. El ítem 8 de la Figura 8 muestra 5 tipos de falla seleccionables para la conformación del escenario de pruebas, en nuestro caso nos enmarcaremos solo en las fallas monofásicas “1F” a tierra y fallas entre fases aisladas de tierra “FF” ver Figura 9.

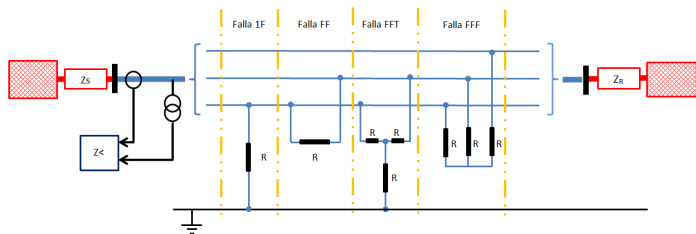


Figura 9 Tipos de falla a inyectar

Fuente: Elaboración propia

Localización de la falla. El ítem 7 de la Figura 8 indica 5 puntos de ubicación de la falla. Como referencia de la ubicación de la falla se usa la distancia porcentual desde el extremo local hasta el punto de falla, tomando como el 100% la longitud total de la línea, ver Figura 10.

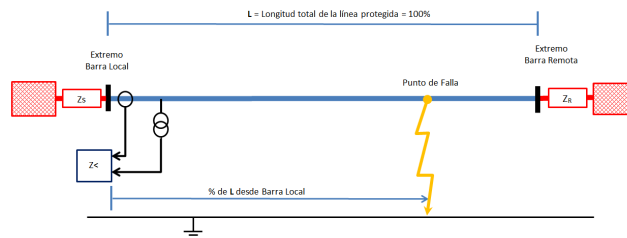


Figura 10 Localización de la falla a inyectar

Fuente: Elaboración propia

5. FUNCIONES EVALUABLES EN LA PROTECCIONES DE LÍNEA

La evaluación del equipo de protección tendrá como filosofía encontrar las falencias en los algoritmos de detección de la falla, en la discriminación de la direccionalidad de la falla y en la selección de las fases falladas

5.1. Funciones de protección

- Función distancia.
- Función sobrecorriente direccional de tierra
- Esquemas de teleprotección por Sobrealcance Permisivo (POTT)
- Esquemas de teleprotección por 67N en Comparación Direccional (67NCD)
- Esquemas de teleprotección por Weak Infeed (WI) con señal de recibo por distancia o sobrecorriente
- Bloqueos del esquema por fallas en la zona reversa (hacia atrás) y por arranques de funciones sobrecorriente adelante (67N).
- Función de oscilación de potencia

5.2. Lógicas de protección complementarias evaluables

- Función sobretensión
- Función de Pérdida de potencial
- Función de cierre y recierre en falla
- Selección de recierre monopolar y/o tripolar
- Bloqueo 67N por polo abierto
- Disparo definitivo por 67N temporizado
- Función de sincronismo

5.3. Anomalías de la función distancia (ANSI 21/21N)

- Error en selección de la fase o fases falladas.

- Omisión en la detección de falla.
- Error en la evaluación de direccionalidad de las fallas.
- Sobrealcance de la función distancia.

Tiempo de actuación y localización. El compromiso del tiempo de actuación de los relés de protección de línea debe estar en consonancia con lo requerido para el sistema de transmisión colombiano, actualmente la CREG [5] establece que para las redes por encima de 220 kV el despeje de una falla debe ser menor a 100 ms. El tiempo anterior incluye la apertura del interruptor de potencia, si se consideran valores típicos de apertura del orden de 30 – 40 ms, más otros 10 ms por retardo en la repetición de los contactos de disparo, se dispone entonces unos tiempos máximos de actuación del relé del orden de 40 -50 ms para fallas que ocurran dentro de la línea protegida. Algunos fabricantes indican que los desempeños en la detección de la falla tienden a ser “lentos” y a perder precisión en la localización cuando el SIR del esquema se incrementa, es decir, cuando se incrementa la relación entre la impedancia de la fuente contra la impedancia de la línea, por ejemplo para líneas cortas

5.4. Anomalías de la función sobrecorriente direccional de tierra (ANSI 67N)

- Bloqueo incorrecto por inversión de corriente
- Error en selección de la fase o fases falladas y omisión en la detección

De la misma manera que se realiza para la función distancia se evalúa para la sobrecorriente direccional la omisión en detección de falla y los errores en la selección de fases

5.5. Anomalías de las funciones complementarias de protección

Función SOTF. Para esta función se evalúan los algoritmos del relé para el bloqueo y los métodos que usa para la detección del cierre en falla en dos momentos particulares, por ejemplo durante una energización o en el momento de un recierre, se califican cuatro posibles anomalías

- Omisión de activación luego del cierre del interruptor
- Omisión de disparo instantáneo por zona 2
- Omisión de disparo instantáneo por sobrecorriente
- Bloqueo incorrecto de la función por LOP

Sobretensión. Para esta función se evalúan los algoritmos del relé disponibles para conformar esta función, se busca que el relé disponga de varios tipos de curva y número de suficiente de etapas y elementos para detectar sobretensiones del tipo fase-tierra, fase-fase, y trifásica, se califican tres posibles anomalías

- Omisión al desenganche de la señal seguidora cuando la tensión cae por debajo de un ajuste de desenganche, por ejemplo 0.95 p.u.
- Disparo por sobretensión monofásica en cualquier etapa, se evalúa que el relé discrimine los eventos como fenómenos netamente trifásicos

Función de recierre.

- Selección no adecuada del recierre por el tipo de falla combinado con selector externo del tipo de recierre.
- Habilitación no adecuada del recierre desde selector externo
- Omisión del bloqueo por disparo definitivo
- Bloqueo incorrecto del recierre por condición anormal del interruptor al inicio del ciclo
- Omisión de bloqueo condición anormal del interruptor al final del ciclo
- Omisión de bloqueo por disparo de larga duración
- Omisión de bloqueo por recierre en falla

Oscilación de potencia. Para esta función se pueden evaluar los algoritmos del relé y la influencia de este fenómeno para el bloqueo y los métodos que usa para el desbloqueo frente a una falla real y en presencia de oscilación de potencia, se califican tres posibles anomalías:

- Omisión o retardo del disparo del relé ante una falla del circuito protegido y en presencia de oscilación
- Omisión del bloqueo del relé en presencia de oscilación

Transitorios secundarios de tensión. Para este caso se evalúan los algoritmos del relé y la influencia de este fenómeno en el comportamiento durante el tiempo de asimetría del sistema y el proceso de despeje y recuperación de la falla, se califica una posible anomalía: Disparo indeseado por zonas luego de una

apertura de la línea de transmisión introduzca variaciones en los parámetros de la red

Pérdida de potencial secundario. Se evalúan los algoritmos del relé y la influencia de este fenómeno en el comportamiento durante el tiempo de asimetría del sistema y el proceso de despeje y recuperación de la falla. También se evalúa la disponibilidad del relé de esquemas de evaluación de este fenómeno:

- Esquema de por detección por cantidades de secuencia para casos de estado estable
- Esquema de detección transitorio por deltas de tensión y corriente, caso de energización o de sincronización de líneas en el sistema de transmisión
- Bloqueos y permisivos por estas función sobre los elementos direccionales y los elementos de tensión

Se califican tres posibles anomalías:

- Disparo ante energización con pérdida de potencial
- Habilitar permisivo de sincronismo con pérdida de potencial
- Disparo en estado estable ante pérdida de potencial

Esquemas de teleprotección-POTT (Sobrealcance Permisivo). Esta función convierte en selectivo el esquema de protección distancia, por lo tanto la evaluación de esta función está relacionada con el desempeño de la distancia y se sensibiliza en el proceso de pruebas con retardos o aceleramientos de las señales permisivas de teleprotección, se califican tres posibles anomalías:

- Señales de envíos por zonas o funciones adicionales la zona 2
- Señales de envío no seguidoras del arranque de zona 2
- Omisión de envío de la zona 2

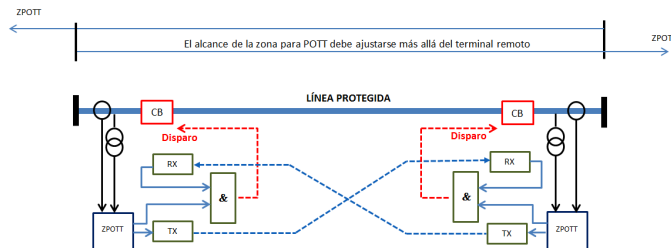


Figura 11 Esquema POTT

Fuente: Elaboración propia

Esquemas de teleprotección-67NCD (Sobrecorriente en esquema de comparación direccional). Esta función complementa el esquema de protección distancia, sin embargo la evaluación de esta función está relacionada con el desempeño de la sobrecorriente direccional y también se sensibiliza en el proceso de pruebas con retardos o aceleramientos de las señales permisivas de teleprotección, se califican tres posibles anomalías:

- Señales de envío no seguidoras del arranque de 67N
- Omisión de envío de la 67NCD
- Bloqueo incorrecto por inversión de corriente

6. MÉTODO PARA EVALUACIÓN DE RESULTADOS

Para que la evaluación de los resultados se ajuste a un sistema en particular se sugiere realizar el siguiente proceso para la evaluación

6.1. Definir y contar las anomalías

Definir anomalías e impacto. Definir a detectar según las funciones de protección que se evalúan y definir para cada anomalía una severidad o impacto. Con el valor de la severidad se busca medir e indicar la gravedad del riesgo operativo para el sistema potencia en el caso de que esa anomalía se materialice. Ver Tabla 2

Contar y clasificar las anomalías. Se contabilizan el total de anomalías presentadas durante las pruebas del relé, se puede usar este valor como criterio de evaluación y predomina el equipo con menor cantidad de anomalías según su severidad y su ocurrencia

Tabla 2. Tipo de anomalía y su impacto en el sistema

Tipo de anomalía	Impacto		
	Alto	Medio	Bajo
Omisión Completa de disparo	X		
Sobrealcance función distancia	X		
Disparo Monopolar para falla multifásica	X		
Disparo por Omisión de Bloqueo por inversión de corriente	X		
Disparo por prolongación indeseada de 67N ó Z2	X		
Disparo SOFT por Omisión de Bloqueo de LOP	X		
Omisión de disparo SOFT	X		
Omisión de bloqueo por OOS	X		
Disparo tripolar para falla monofásica			X
Omisión de envío POTT			X
Omisión de envío 67N			X
Emisión incorrecta POTT			X
Emisión incorrecta 67N			X
Disparo por otra función (67NCD en lugar de POTT o Zonal)			X

Definir una ponderación para las anomalías. Dado que las anomalías definidas en la Tabla 2 no dependen del tipo de falla, es decir, una “Omisión Completa de disparo” puede ocurrir tanto en para una falla monofásica de baja impedancia, así como para una

falla bifásica aislada, entonces se debe ponderar la aparición de la anomalía con el tipo de falla asociado para evaluar el desempeño específico de cada relé en su entorno de instalación. En este sentido en la Tabla 3 se muestra una estadística típica de frecuencia o probabilidad de ocurrencia de varios tipos de fallas para un sistema de alta tensión, cual se puede combinar con las columnas de severidad mostradas en Tabla 2

Tabla 3. Clasificación de los tipos de falla y su ocurrencia en el sistema

Tipo de falla	Frecuencia		
	Alto	Medio	Bajo
Fallas monofásicas de baja impedancia	X		
Fallas monofásicas de alta impedancia		X	
Fallas bifásicas a tierra de baja impedancia		X	
Fallas bifásicas a tierra de alta impedancia			X
Fallas bifásicas aisladas de baja impedancia			X

6.2. Calificar

Valorar y calificar el desempeño del relé. Definir una matriz de ponderación para las anomalías que incluya la estadística de los tipos de falla y su recurrencia

Tabla 4. Matriz de ocurrencia de anomalías (Contabilidad y clasificación de anomalías por impacto y frecuencia del tipo de falla)

		IMPACTO		
		Bajo	Medio	Alto
FRECUENCIA	Bajo	A	B	C
	Medio	D	E	F
	Alto	G	H	I

Para dar claridad a la Tabla 4, se define, por ejemplo:

A: Cantidad de anomalías clasificadas de Impacto Bajo y que ocurren en casos de Baja Frecuencia, sería la cantidad de veces que aparece la anomalía “Disparos por otra Función” (ver Tabla 2) en los casos “Falla bifásica a tierra de alta impedancia” más los casos “Falla bifásica aislada de baja impedancia” (ver Tabla 3)

H: Cantidad de anomalías clasificadas de Impacto Medio y que ocurren en casos de Alta Frecuencia, sería la cantidad de veces que aparece, entre otras, la anomalía “Disparo tripolar para falla monofásica” (ver Tabla 2) en los casos “Fallas monofásicas de baja impedancia” (ver Tabla 3)

Tabla 5. Matriz de ponderación del riesgo

		IMPACTO		
		Bajo	Medio	Alto
FRECUENCIA	Bajo	1	2	3
	Medio	2	4	6
	Alto	3	6	9

Calificación de referencia comparativa. Se obtiene un valor a partir de la contabilidad de las anomalías y su severidad. Un valor, llámese Q_y , para calificación del relé se calcula multiplicando escalarmente la matriz de ponderación del riesgo Tabla 5 por la matriz de ocurrencias de anomalías Tabla 4 así:

$$Q_y = A + 2 \times B + 3 \times C + 2 \times D + 4 \times E + 6 \times F + 3 \times G + 6 \times H + 9 \times I \quad (13)$$

La experiencia ha mostrado que todos los relés presentan alguna anomalía de desempeño, es decir, no existe un relé perfecto que tenga un desempeño ideal en todas los escenarios posibles, por lo tanto, el valor Q_y es muy representativo y aplicable cuando se tengan varios relés evaluados simultáneamente o en competencia, pueden ser de diferentes fabricantes para obtener valores referenciales. De esta manera, el relé que presente el Q_y más bajo será el que encabeza la lista de seleccionables y puede tomarse como referente comparativo, continuará el siguiente con menor cantidad y así sucesivamente.

Este criterio de calificación también permite asociar las anomalías de desempeño del relé con los tipos de fallas analizadas, además la calificación del relé indirectamente lo enmarca en un sistema

específico con la frecuencia particular de los tipos de falla. Adicionalmente el valor encontrado permite escoger cuál de los relés evaluados presenta menos riesgo para el sistema y mejor confiabilidad operativa

Calificación operativa. El valor encontrado con el método del ítem previo, tiene mucha validez cuando se puede comparar con otros valores o resultados de relés similares que hayan sido sometidos a las mismas pruebas. Si no se tiene un valor de referencia comparativo, se puede definir un método adicional de calificación basado en los mismos resultados pero con una referencia porcentual de aceptación o rechazo. En la Figura 12 se muestra un ejemplo de una posible matriz de calificación del riesgo donde se definen unas divisiones por áreas clasificatorias. En el área sombreada verde se contabilizarían la cantidad de anomalías encontradas que cumplan simultáneamente las condiciones de ser de baja frecuencia y de bajo impacto y en la Figura 13 se define para esa misma área verde un porcentaje de tope máximo de las anomalías, corresponde a número de anomalías encontradas contra el número total de pruebas realizadas, si el valor del porcentaje encontrado está por debajo del valor sugerido entonces se aprueba o se califica como aceptable el desempeño del relé. Así mismo, p.ej., la zona roja indica un área donde la clasificación se declara como “Muy Grave”, en esta área la sumatoria de anomalías comparada con el número total de pruebas deberá estar por debajo del 2 % para que el desempeño del relé sea considerado de bajo riesgo. Estos

porcentajes son modificables y se pueden redefinir a criterio de los operadores de cada sistema.

		IMPACTO - SEVERIDAD		
		Baja	Media	Alta
FRECUENCIA	Baja	Aceptable		
	Media		Tolerable	
	Alta			Muy Grave

Figura 12 Matriz de clasificación del riesgo

Fuente: Elaboración propia

		IMPACTO - SEVERIDAD		
		Baja	Media	Alta
FRECUENCIA	Baja	< 8 %		
	Media		< 4 %	
	Alta			< 2 %

Figura 13 Matriz de aceptación según cantidad de anomalías y su clasificación

Fuente: Elaboración propia

7. POTENCIAL

La aplicación de los procedimientos de pruebas permite conocer el riesgo de instalar un equipo de protección en el sistema de transmisión nacional, por lo tanto se podría implementar también medidas de mitigación. Con lo anterior se posibilita mejorar el servicio a los clientes finales en términos de su continuidad y disponibilidad.

8. CONCLUSIONES

Al definir y estructurar el procedimiento de pruebas se brinda la oportunidad de conocer el desempeño de cada protección antes de su implementación en el sistema de potencia y da la posibilidad de escoger los equipos más adecuados para el sistema eléctrico colombiano. Se aumenta la confiabilidad y disponibilidad tanto de los equipos de protección, como del Sistema de Transmisión de Energía.

Usualmente los procesos de compra requieren la elaboración de especificaciones, evaluación de ofertas; con los resultados del proceso se puede tener un catálogo preseleccionado de equipos que cumplen con los requerimientos operativos y de protección, se reduce el riesgo de adquirir un relé con deficiencias de desempeño no previsible desde las especificaciones técnicas.

Este proceso de pruebas permite su adaptación a requerimientos

regulatorios específicos y a diferentes sistemas de potencia en otros países, puede replicarse a otras empresas

Con el desarrollo del proceso de pruebas, además de conocer el desempeño de los equipos, se puede mejorar la metodología de pruebas, la configuración de los relés, aumentar las competencias del personal técnico, replantear criterios de ajustes y la posibilidad de brindar recomendaciones y realimentar al fabricante para mejorar sus equipos antes de tener el evento real.

El proceso de pruebas solo permite la evaluación del desempeño de los algoritmos de protección y deja de lado otras condiciones importantes como son el desempeño del hardware, la apropiación del software de gestión, la evaluación de los proveedores, los costos de adquisición, etc.

REFERENCIAS

- [1] ISA (2011). Documento GT-GO796, Rev1, Homologación de Protecciones Distancia
- [2] Anderson P.M. (1973). "Analysis of Faulted Power System", IEEE Press Series, IEEE Reissued Edition
- [3] Electromagnetics Transients Program Theory Book. Branch of System Engineering, Bonaville Power Administration, Portland Oregon, 1981
- [4] OMICRON (2008). CMEngine Programming Interface for CMC Test System, Version 2.2
- [5] CREG (1995). Código Redes, Comisión de Regulación de Energía y Gas
- [6] UPME (2010), Plan de Expansión de Referencia 2010 – 2014, Generación Transmisión
- [7] IEC (2009). IEC/TR 60909-2: Technical Report Short-circuit currents in three-phase a.c. systems –Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations, 2nd Edition

- [8] Blackburn, J. Lewis, (2006). "Protective Relaying: Principles and Applications", CRC Press, Taylor & Francis Group, 3rd Edition
- [9] Blackburn, J. Lewis, (1993). "Symmetrical Components for Power Systems Engineering", Marcel Dekker, Inc.
- [10] Ziegler, Gerhard, (2011) "Numerical Distance Protection: Principles and Applications", Siemens Aektiengesellschaft, 4th Edition

AUTOR



Rubén Darío CATAÑO GODOY. Nacido en Girardota (Ant), Colombia, Ing. Electricista (*Universidad Nacional de Colombia - Medellín* 1994), próximo a graduarse como Especialista de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (*Universidad Pontificia Bolivariana – Medellín*) 2013. Empezó su carrera profesional en Siemens Medellín en Automatización y Control 1993-1996. Fue tutor de Automatización y Control en el *Instituto Tecnológico Pascual Bravo*, Medellín 1997-1999. Ha trabajado como Ingeniero de Diseño en empresas como IEB S.A, y HMV Ltda, Medellín. Fue Coordinador del Equipo de Ingeniería de Subestaciones y actualmente se desempeña como Analista de Equipos de Protecciones en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., Medellín, Colombia.