

IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA
SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA

CAMILO JAVIER ECHENIQUE VERGARA
JAIR PINEDA ANGARITA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARTAGENA DE INDIAS D. T. C. 2006

CARTAGENA, 6 DE FEBRERO DE 2006

IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA
SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA

Monografía presentada como requisito para obtener el título de ingeniero
electricista

CAMILO JAVIER ECHENIQUE VERGARA
JAIR PINEDA ANGARITA

Director de monografía

Ramón Alberto León Candela
Ing, electricista Magíster Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. C. 2006

CARTAGENA, 6 DE FEBRERO DE 2006

Cartagena, 6 de Febrero de 2006

Señores

Comité curricular de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Universidad Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Estimados señores:

Mediante la presente me permito informarles que la monografía titulada “IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA” fue desarrollada de acuerdo a los objetivos establecidos.

Como autores de la monografía consideramos que el trabajo es satisfactorio, cumple con los requisitos y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente,

CAMILO ECHENIQUE V.

JAIR PINEDA A.

Cartagena, 6 de Febrero de 2006

Señores

Comité curricular de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

Universidad Tecnológica de Bolívar

Ciudad

Estimados señores:

Cordialmente me permito informarles, que he llevado a cabo la dirección del trabajo de grado de los estudiantes Camilo Javier Echenique vergara y Jair Pineda Angarita, titulado **IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA.**

Atentamente,



RAMON ALBERTO LEON CANDELA
Magíster en Ingeniería Eléctrica

AUTORIZACIÓN

Yo CAMILO JAVIER ECHENIQUE VERGARA identificado con cedula de ciudadanía 73.212.093 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía titulado "IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA" y publicarlo en el catálogo on-line de la Biblioteca.

Camilo Echenique Vergara

CAMILO JAVIER ECHENIQUE VERGARA

REPUBLICA DE COLOMBIA
Notario Quinto Eje
Cartagena

LA SUSCRITA NOTARIA QUINTA DEL CIRCULO DE CARTAGENA
- 9 FEB. 2006
EN CARTAGENA
ANTE EL SUSCRITO NOTARIO, COMPAÑECÍ (ERON)
Camilo Javier Echenique Vergara
c.c. 73212093
Y DIJO (ERON) QUE RECONOCE(N) COMO SUYA (S) LA(S) FIRMA (S) ESTAMPADA(S) EN EL ANTERIOR DOCUMENTO ASÍ COMO EL CONTENIDO DEL MISMO
DECLARANTE. *Camilo Echenique Vergara*

AUTORIZACIÓN

Yo JAIR PINEDA ANGARITA identificado con cedula de ciudadanía 91.508.428 de Bucaramanga, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía titulado "IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA" y publicarlo en el catálogo on-line de la Biblioteca.



JAIR PINEDA ANGARITA



LA SUSCRITA NOTARIA QUINTA DEL CIRCULO
DE CARTAGENA
5 FEB. 2008

EN CARTAGENA
ANTE EL SUSCRITO NOTARIO, COMPARECIÓ (ERON)
Jair Pineda
Angarita
C.C. 91508428 B/h

Y Dijo (ERON) QUE RECONOCE(N) COMO SU(A) (S)
L(A)S) FIRMA (S) (ESTAMPADA(S) EN EL ANTERIOR
DOCUMENTO AM COMO EL CONTENIDO DEL MISMO

DECLARANTE: 

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Cartagena de Indias D. T. y C. 6 de Febrero de 2006

DEDICATORIA

Gracias a Dios, por darme los conocimientos y estar siempre conmigo.

Gracias a mis padres Luís Echenique López y Melva Vergara Niño por llenarme de valores y enseñarme como buscar y alcanzar los objetivos en la vida, gracias por enseñarme la fortaleza que se debe tener en toda etapa de la vida, gracias por ser las personas más incondicionales en mi vida.

Gracias a mis hermanas Carolina y Adriana por ser esas personas cómplices en mi vida, gracias por darme lo que necesitaba en todo momento, gracias por enseñarme.

Gracias a mis familiares y mis amigos por apoyarme en todo momento y siempre brindarme una mano amiga.

Gracias a todos esos profesores que me enseñaron y ayudaron a alcanzar los conocimientos en mi vida profesional y personal.

Gracias a todos.

Camilo Echenique vergara

DEDICATORIA

Gracias a Dios por regalarme la vida, la salud, y la oportunidad de concluir esta meta; a mi madre Rocío Angarita por creer en mi desde el principio y regalarme su apoyo incondicional; a mi padre Ebert Pineda por comprender mis sueños y entregarme su bendición; a mi hermano Junior Pineda por ser lo que nunca dejaremos de ser, “los mas grandes amigos”; a mi familia por el amor fraternal que desde la distancia me supieron entregar a lo largo de esta maravillosa etapa; a todos los amigos y personas especiales que en Cartagena me hicieron sentir como en mi casa; a Lisseth Egea y Alexander Salcedo, quienes nunca dejaron de estar ahí; y en especial, gracias a la familia Cantillo Angarita, que en cabeza de mi tío Luís B. Cantillo, mi tía Yolanda Angarita, y primos, me acogieron en su seno familiar, contribuyendo de esta manera a hacer realidad mi sueño.

Jair Pineda Angarita

CONTENIDO

1. FIGURAS	12
2. GLOSARIO	13
3. RESUMEN	14
4. INTRODUCCION	15
5. DESARROLLO	17
5.1. CLASES DE PROTECCIONES CON SU SIMBOLOGÍA SEGÚN NORMA	18
5.2. RELÉS DE PROTECCIÓN.....	25
5.3. PROTECCIONES DE LÍNEAS.....	29
5.3.1. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA	29
5.3.1.1. IMPORTANCIA Y FUNCIÓN DE LA LÍNEA	29
5.3.1.2. FACTORES DEL SISTEMA	30
5.3.1.3. COMUNICACIONES	33
5.3.1.4. TECNOLOGÍAS NUEVAS VS. TECNOLOGÍAS VIEJAS.....	33
5.3.1.5. COMPROMISOS DEL DISEÑO DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN	33
5.3.2. CONSIDERACIONES DE REDUNDANCIA Y RESPALDO	34
5.4. RELÉS MÁS UTILIZADOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN	34
5.4.1. RELÉ DE SOBRECORRIENTE	34
5.4.1.1. PROTECCIÓN DE FASES	35
5.4.2. RELÉ DE SOBRETENSIÓN	37
5.4.3. RELÉ DE SINCRONISMO	38
5.4.4. RELÉ DE DISTANCIA	41
5.4.5. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA PROTECCIÓN DISTANCIA	41
5.4.5.1. ZONAS DE LA PROTECCIÓN DISTANCIA	43
5.4.5.2. DETECCIÓN DE OSCILACIÓN DE POTENCIA.....	51
5.4.5.3. DETECCIÓN DE CARGA	53
5.4.5.4. FACTOR DE COMPENSACIÓN RESIDUAL K_0	54
5.4.5.5. CIERRE EN FALLA	55
5.4.5.6. PÉRDIDA DE POTENCIAL	56
5.4.5.7. BLOQUEOS POR OSCILACIÓN DE POTENCIA.....	57
5.4.5.8. DISPAROS POR OSCILACIÓN DE POTENCIA EN LÍNEAS	60
5.5. INFLUENCIA DE LAS ZONAS DEL RELÉ DISTANCIA SOBRE EL SIN	63
5.5.1. RELÉ DISTANCIA ZONA 1	64
5.5.2. RELÉ DISTANCIA ZONA 2	68
5.5.3. RELÉ DISTANCIA ZONA 3.....	70
5.5.3.1. PÉRDIDA DE SINCRONISMO	70
5.5.3.2. AJUSTES DE LA FUNCIÓN OSCILACIÓN DE POTENCIA.	72
6. CONCLUSION	77
7. RECOMENDACIONES	79
8. BIBLIOGRAFIA	81

1. FIGURAS

Figura 1. Relé de verificación de sincronismo.....	37
Figura 2. Características básicas del relé de distancia.....	40
Figura 3. Característica general alcance de zonas protección distancia.....	42
Figura 4. Alcances de zona.....	42
Figura 5. Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes.....	46
Figura 6. Banda de evaluación de la oscilación de potencia.....	50
Figura 7. Zona de detección de carga.....	52
Figura 8. Operación de bloqueo del relé ante la oscilación.....	56
Figura 9. Separación en subsistemas ante la pérdida de sincronismo.....	59
Figura 10. Característica de Zona 1 con/sin % de error del CT.....	62
Figura 11. Efecto Infeed en Zona 1.....	63
Figura 12. Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1.....	65
Figura 13. Efecto Infeed en Zona 2.....	66
Figura 14. Trayectoria en ohmios de la impedancia.....	69
Figura 15. Impedancia aparente vista por un relé de característica circular.....	72

2. GLOSARIO

ANSI: American National Standards Institute

CND: Centro Nacional de Despacho

CREG: Comisión Reguladora de Energía y Gas

CT: Current Transformer

DC: Direct Current

Deslastre: Salida intencional de carga

Diagrama R-X: Plano cartesiano con el eje X Real y el eje Y imaginario

Dial: Tiempo de ajuste de una protección

IEC: International Electrotechnical Commission

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

PLC: Power Line Carrier

PT: Power Transformer

P.U.: Por Unidad

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional (220 kV, 230 kV, 500 kV)

V_L: Tensión de Línea

ZG: Impedancia de Generación

ZL: Impedancia de Línea

3. RESUMEN

En el presente trabajo investigativo se inicia con una descripción de lo que un sistema de potencia requiere para contar con un óptimo desempeño, es decir, de los dispositivos encargados de suministrar protección contra situaciones indeseadas tales como: sobretensiones y sobrecorrientes debidas a múltiples factores en general. Presentando a su vez, una descripción de los dispositivos de protección más usados en el sistema Interconectado Nacional Colombiano, por ejemplo el Relé de sobrecorriente, Relé de sobretension, Relé de sincronismo, Relé de impedancia.

Una vez descrito lo anterior, se realiza un análisis del relé distancia en aspectos que lo caracterizan, como: los diagrama R-X; los parámetros típicos de juste para la zona 1, zona 2 y zona 3; y las ventajas que posee. De igual forma se estudia las situaciones adversas como el efecto “Infeed” que hace referencia al error de medida que se introduce en el extremo inicial, cuando ocurre una falla con impedancia de falla (común en fallas a tierra), debido a la inyección de corriente del otro extremo de la línea.

Se concluye al final de la investigación con una serie de recomendaciones para mejorar los criterios de ajustes del los relé distancia para el caso específico del SIN.

4. INTRODUCCION

En la actualidad existe una creciente demanda de energía eléctrica, que genera una dependencia cada vez mayor de los sistemas de transporte, encargados estos últimos, de vincular los centros de generación con los centros de consumo. Esta dependencia, hace que sea vital preservar la calidad y la continuidad del servicio. Es por esta razón que los nuevos sistemas de Protecciones (equipos automáticos encargados de proteger al resto del equipamiento) son cada vez más complejos, confiables y seguros.

La ocurrencia de una falla en algún punto del Sistema produce la actuación inmediata del Sistema de Protecciones. Esto genera la salida de servicio de uno o más segmentos del STN comprometidos por la falla. La consecuencia directa de esta acción cuyo objetivo es proteger al equipamiento de las elevadas corrientes de falla, produce como efecto colateral, la reducción de la capacidad de transmisión del Sistema, lo cual significa una afectación directa a los restantes miembros del Mercado Eléctrico, los Generadores y los Consumidores.

La empresa de transporte de energía debe afrontar las penalidades que surgen por indisponibilidad del segmento afectado. Estas penalidades dependen del segmento afectado y del tiempo transcurrido hasta la reposición del servicio.

Los sistemas eléctricos de potencia necesitan sistemas de protección que clarifiquen cualquier tipo de falla lo mas rápido posible sacando de servicio el menor número de elementos para que el servicio sea continuo, confiable y de buena calidad.

El relé de distancia es un dispositivo que actúa al producirse variaciones bruscas en los parámetros en las líneas durante un tiempo que resulta proporcional a la

distancia donde se haya producido dicho defecto. Este tipo de protección es el más generalizado en líneas de media y alta tensión, sin embargo, en los últimos años principalmente en el 2001, se han venido presentando operaciones indeseadas, primordialmente debidas a la forma de ajuste y coordinación utilizados por los ingenieros a cargo del STN Colombiano, los cuales a pesar de llevar un patrón, a la final solo es el ingeniero a cargo quién decide los criterios a utilizar.

5. DESARROLLO

Uno de los requisitos más importantes que exige el sistema interconectado nacional (SIN) es mantener una óptima calidad de energía, la cual hace referencia al manejo de un servicio lo más continuo posible. Para esto existen dispositivos eléctricos que se basan en garantizar la adecuada calidad del suministro y del transporte de la energía eléctrica, con niveles de confiabilidad óptimos para el sistema (criterios de fiabilidad y de seguridad), manteniendo las características de selectividad y velocidad sobre el sistema colombiano, considerando sus aspectos particulares tales como la radialidad de la red, la conformación de áreas globales y operativas, las condiciones de guerra, los elevados niveles cerámicos, la composición energética hidráulica/térmica, las regulaciones existentes en materias operativas y de conexión, las características del mercado de energía mayorista, etc.

Los equipos encargados de operar automáticamente la parte física del sistema interconectado, son los dispositivos programables llamados protecciones, estos dispositivos se basan en una serie de decisiones lógicas y medidas tomadas de la red. Tienen la posibilidad de determinar si el sistema se encuentra en falla analizando en qué sitio ocurrió la falla y abriendo líneas en donde se ubique la falla, este es el criterio de selectividad. En algunos casos se poseen protecciones las cuales tienen la posibilidad de cerrar líneas en falla (a esto se le llama recierre), después de despejar la falla, la protección hace un intento de recierre para mantener el servicio de energía el mayor tiempo posible. Debido a que normalmente las fallas son de carácter transitorio este tipo de recierre son exitosos.

5.1. CLASES DE PROTECCIONES CON SU SIMBOLOGÍA SEGÚN NORMA

Existen una serie de protecciones utilizadas en el SIN, estos dispositivos son distintos tanto por la medida que toman como por su programación, los siguientes son los dispositivos mas comunes distinguidos por su simbología tanto para la ANSI/IEEE como para IEC.

- **Protección distancia:** es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando limites predeterminados.

Simbología ANSI/IEEE – 21 –

Simbología IEC – Z< –

- **Relé de verificación de sincronismo:** es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.

Simbología ANSI/IEEE – 25 –

Simbología IEC – Syn –

- **Relé de bajo voltaje:** es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.

Simbología ANSI/IEEE – 27 –

Simbología IEC – 3u< –

- **Relé direccional de potencia:** es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.

Simbología ANSI/IEEE – 32 –

Simbología IEC – \underline{P} –

- **Relé de baja potencia o baja corriente:** es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado.

Simbología ANSI/IEEE – 37 –

Simbología IEC – $P<; I<$ –

- **Relé de campo:** es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anormalidad en el campo de excitación.

Simbología ANSI/IEEE – 40 –

Simbología IEC – $I_f<; Q>$ –

- **Relé de corriente de fase inversa o de balance de fases:** es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.

Simbología ANSI/IEEE – 46 –

Simbología IEC – $I_2>$ –

- **Relé de secuencia de fases:** es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.

Simbología ANSI/IEEE – 47 –

Simbología IEC – No Def. –

- **Relé térmico de transformador o máquina:** es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.

Simbología ANSI/IEEE – 49 –

Simbología IEC – $\sigma >$ –

- **Relé de sobret temperatura del aceite:**

Simbología ANSI/IEEE – 49D –

Simbología IEC – $\sigma >$ –

- **Relé instantáneo de sobrecorriente:** es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.

Simbología ANSI/IEEE – 50 –

Simbología IEC – $3I >>$ –

- **Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra:**

Simbología ANSI/IEEE – 50N –

Simbología IEC – $I_{\perp} >>$ –

- **Relé de falla interruptor:** es un relé que funciona bajo falla de las protecciones que se encuentren instaladas, este tiene la posibilidad de enviar disparos consecutivos o a distintas protecciones a la vez.

Simbología ANSI/IEEE – 51BF –

Simbología IEC – $3I >$ –


- **Relé temporizado de sobrecorriente:** es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.

Simbología ANSI/IEEE – 51 –

Simbología IEC – 3I> –


- **Relé temporizado de sobrecorriente de tierra:**

Simbología ANSI/IEEE – 51N –

Simbología IEC – 3I> –


- **Interruptor de corriente alterna:**

Simbología ANSI/IEEE – 52 –

Simbología IEC –  –

- **Relé de sobretensión:** es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.

Simbología ANSI/IEEE – 59 –

Simbología IEC – U> –


- **Relé de balance de corriente o tensión:** es un relé que opera sobre una diferencia dada en el voltaje o corriente de entrada o salida de dos circuitos.

Simbología ANSI/IEEE – 60 –

Simbología IEC – U1≠U2 –

- **Relé de presión:** es un swich que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma.

Simbología ANSI/IEEE – 63 –

Simbología IEC –  –

- **Relé Buchholz:** Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite.

Simbología ANSI/IEEE – 63B –

Simbología IEC – B –


- **Relé de flujo de aceite:** Es un relé que detecta la superación del flujo de aceite en una tubería

Simbología ANSI/IEEE – 63D –

Simbología IEC – D –


- **Relé de presión súbita:** Es un relé que detecta el incremento súbito de la presión en un tanque.

Simbología ANSI/IEEE – 63P –

Simbología IEC – P –


- **Dispositivo de alivio de presión:** Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la salida de aceite, cuando la sobrepresión dentro del tanque supera un valor.

Simbología ANSI/IEEE – 63Q –

Simbología IEC – Q –


- **Relé de tierra:** es un relé que funciona ante la falla en el aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato a tierra, o por el flameo de una máquina DC a tierra.

Simbología ANSI/IEEE – 64 –

Simbología IEC – No Def. –

- **Relé direccional de sobrecorriente de fases:** es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo de la corriente, pero con la característica que solo se activa si la corriente se excede en un sentido de la línea que esta protegiendo.

Simbología ANSI/IEEE – 67 –

Simbología IEC – $I >$ –


- **Relé direccional de sobrecorriente de tierra:**

Simbología ANSI/IEEE – 67N –

Simbología IEC – $I \perp >$ –


- **Relé de desfasaje o medida de ángulo de fase:** es un relé que funciona en un ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre dos corrientes o entre voltaje y corriente.

Simbología ANSI/IEEE – 78 –

Simbología IEC – No Def. –

- **Relé de recierre:** es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC.

Simbología ANSI/IEEE – 79 –

Simbología IEC – 1-3 PH –
0→1

- **Relé de frecuencia:** es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma.

Simbología ANSI/IEEE – 81 –

Simbología IEC – 1 \approx –

- **Relé de bloqueo:** es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.

Simbología ANSI/IEEE – 86 –

Simbología IEC – 0 \rightarrow 1 –
BLOQUE

- **Relé diferencial:** es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.

Simbología ANSI/IEEE – 87 –

Simbología IEC – 3Id> –

- **Relé de protección diferencial de barras:** es un relé que funciona tomando medidas de varias parte de la línea, comparando estas dos medidas y activándose si la diferencia entre ellas excede un valor permitido.

Simbología ANSI/IEEE – 87B –

Simbología IEC – 3Id> –

- **Relé de protección diferencial de transformador:** es un relé que funciona tomando medidas de cada lado del transformador para compararlas y verificar que la relación se cumpla.

Simbología ANSI/IEEE – 87T –

Simbología IEC – 3Id> –

5.2. RELÉS DE PROTECCIÓN.

Los relés de protección no llevan a cabo su tarea aislados, sino que están coordinados entre sí. Esta coordinación es realizada mediante programas de ajuste (setting) y/o a través de enlaces físicos. Por esa razón se habla de sistemas de protección y se trata éste de un concepto muy importante, que hace a la filosofía con que deben hacerse los estudios y los análisis de comportamiento.

El objetivo de los sistemas de protección es disminuir al máximo posible los efectos de las perturbaciones que aparecen en los sistemas eléctricos de potencia, mediante la apertura de interruptores asociados con dichos sistemas de protección. Rigurosamente hablando, los sistemas de protección son sistemas que ejercen funciones de control en las redes, pero esas funciones se realizan de un modo muy particular: apertura de interruptores.

Las protecciones son componentes claves en cualquier sistema de protección. Es un mecanismo que, en base a la información recibida desde el sistema de potencia, desarrolla una o más acciones de conmutación. La información consiste en señales proporcionadas a las magnitudes y ángulos de fase de los voltajes y corriente del sistema de potencia, que es típicamente la salida de un transformador de medida.

El relé “decide” cerrar o abrir uno o más conjuntos de contactos, normalmente abiertos o cerrados según sea el caso.

La acción de conmutación generalmente energiza la bobina de disparo de un interruptor del circuito de potencia. Este en efecto, “releva” la decisión de disparar al interruptor de circuito, que en realidad ejecuta el acto.

Las características básicas de las protecciones son: la confiabilidad, la selectividad (coordinación), la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad, características que están siempre presentes en todas las situaciones de protección.

- **Confiabilidad:** Esta es una de las consideraciones más importante para el diseño de un sistema de protección. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente y está compuesta por dos aspectos: fiabilidad y seguridad.
 - ✓ La fiabilidad está definida como el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés operará correctamente cuando sea requerido para hacerlo, es decir, que no omita disparos cuando se requieran.
 - ✓ La seguridad está definida como el grado de certeza de que un relé o sistema de relés no operará incorrectamente en ausencia de fallas, es decir, que no emita disparos erróneos.
- **Selectividad y coordinación:** La selectividad de un sistema de protección consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos o porciones del sistema.

La coordinación se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones

principales (de equipos o sistémicas), aislando el elemento fallado o la porción del sistema que tiene problemas (por ejemplo la actuación de la primera zona de protección en el caso de líneas) y que se tenga respaldo por parte de otras protecciones en caso de que la protección principal no pueda cumplir su cometido (zonas temporizadas en el caso de líneas de transmisión).

Cada protección principal de equipos debe tener un área delimitada de operación, de acuerdo con la cual las protecciones se clasifican en:

- ✓ Protecciones coordinadas o relativamente selectivas: son aquellas que por sí solas no determinan cuál es la zona que están protegiendo. Por ejemplo la protección de distancia, la cual tiene varias zonas de protección, la primera generalmente de operación instantánea y protege un porcentaje relativo de la línea; las demás zonas protegen toda la línea y parte de las líneas adyacentes y operan temporizadas.
- ✓ Protecciones unitarias o absolutamente selectivas: Determinan claramente cuál es su zona de protección. Por ejemplo la protección diferencial (de transformador 87T, de línea 87L, de generador 87G, de barras 87B) cuya zona de protección está determinada por los CT's asociados con la protección.
- **Velocidad o tiempo de despeje de fallas:** Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente, teniendo en cuenta que si la protección es muy lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema.

- **Sensibilidad de la protección:** Ésta se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte una condición anormal.
 Cuando se va a observar la sensibilidad de la protección, deben tenerse en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, etc.

- **Simplicidad:** En los diseños de las protecciones de línea, es común que no se tenga en cuenta esta característica tan importante de un sistema de protección. Dado que los nuevos relés multifuncionales han creado gran cantidad de soluciones especiales para posibles problemas del sistema, es muy común que la implementación de esas soluciones se haga en forma incorrecta o incompleta y por consiguiente se pueden presentar consecuencias más graves que si no se implementaran dichas soluciones.

- **Respaldo:** En general, el proceso de coordinación de protecciones requiere que se utilice un sistema de respaldo para el caso en que falle la protección principal o el interruptor. Dicho sistema deberá ser más complejo mientras más importante sea el sistema. Este sistema de respaldo puede ser:
 - ✓ **Respaldo local para falla de la protección:** Se utiliza un relé que protege contra la misma anomalía, pero ajustado con un tiempo de operación mayor y conectado a otro núcleo del CT.
 - ✓ **Respaldo local contra falla del interruptor:** Se utiliza el relé de falla interruptor.
 - ✓ **Respaldo Remoto contra fallas del interruptor y de la protección:** Este respaldo lo suministran protecciones relativamente selectivas colocadas en

las barras adyacentes. Por ejemplo la zona 2 de las protecciones de distancia.

5.3. PROTECCIONES DE LÍNEAS

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones y por su longitud son los elementos más expuestos a falla dentro del sistema de potencia, razón por la cual, deben ser protegidas con las características básicas de las protecciones descritas anteriormente, tales como: la confiabilidad, la selectividad (coordinación), la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad.

5.3.1. Selección del esquema de protección de línea

La selección del esquema de protección más adecuado está influenciada por varios factores, los cuales se describen a continuación:

5.3.1.1. Importancia y función de la línea

Este es uno de los aspectos más relevantes en la protección de la línea de transmisión, dado que dependiendo de la importancia de la línea en el sistema se define el nivel de confiabilidad requerido.

En general, en las líneas más críticas del sistema se justifica la redundancia en la protección, las comunicaciones y en la fuente auxiliar de DC. Las líneas menos críticas se pueden proteger adecuadamente con relés de distancia y de sobrecorriente.

La determinación de la importancia de la línea se debe basar en el nivel de voltaje, longitud de la línea, proximidad a fuentes de generación, flujos de carga, estudios de estabilidad, consideraciones de servicio al cliente y otros factores. En Colombia el Código de Red establece que todas las líneas de 220 kV o superiores son importantes, razón por la cual exige doble protección principal y redundancia en CT y en PT.

5.3.1.2. Factores del Sistema

En la selección de la protección de la línea, se deben tener en cuenta factores relacionados con los requerimientos del sistema o con la configuración de la línea, así:

- **Requerimientos de tiempo de despeje de falla**

La consideración del tiempo de despeje de falla no sólo influencia la selección de los relés principales sino también la de la protección de respaldo local o remoto, dado que el sostenimiento de una falla por un tiempo muy largo puede afectar la estabilidad del sistema.

Cuando la línea a proteger tiene incidencia en la estabilidad del sistema, se prefieren los esquemas fiables, como por ejemplo la doble protección principal y el respaldo remoto en segunda y tercera zonas.

Las líneas, cuya pérdida signifique racionamientos y problemas sociales, más que problemas de estabilidad, pueden tener una orientación más segura, utilizando por ejemplo dos relés de distancia de igual principio de protección.

- ***Longitud de la línea***

Las líneas de transmisión pueden ser definidas o clasificadas como cortas, medias o largas. Esta clasificación no depende únicamente de la longitud de la línea sino también del nivel de tensión de la línea, el cual a su vez tiene un efecto muy importante en el SIR de la línea.

El SIR es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea ($SIR = ZG/ZL$). Normalmente, para una longitud de línea dada, la impedancia en por unidad (P.U.) varía mucho más con el voltaje nominal que la impedancia en Ohm. Este factor conjuntamente con las diferentes impedancias de cortocircuito a niveles de voltaje diferentes, muestran que el voltaje nominal de una línea tiene un efecto significativo en el SIR de la línea.

En conclusión, la línea se debe clasificar como corta, media o larga según el valor del SIR y no solamente según su longitud. De acuerdo a lo anterior, las líneas se clasifican así:

- Líneas Cortas: aquellas cuyo SIR es mayor o igual 4.
- Líneas Medias: aquellas cuyo SIR está entre 0.5 y 4.
- Líneas Largas: aquellas que tienen un SIR menor o igual a 0.5.

La clasificación de las líneas es muy importante para la selección del esquema, dado que las líneas muy cortas o las líneas muy largas pueden requerir esquemas de protección especiales.

Para protección de líneas cortas se recomienda el uso de esquemas de protección completamente selectivos como hilo piloto, corriente diferencial o

comparación de fases, dado que la diferencia en los aportes de corriente para falla cerca al relé o en el terminal remoto, es muy pequeña, dificultando de esta forma leer la variación de la impedancia con precisión. Adicionalmente, no se recomienda el uso de protección distancia como protección principal, dado que factores tales como la resistencia de arco o la impedancia de falla pueden causar subbalance en el relé.

Para la protección de líneas de longitud media, se puede utilizar sin problema la protección de distancia, dado que la discriminación del relé es más efectiva en líneas con SIR menor que cuatro (4).

Las líneas largas, conectadas entre sistemas débiles o siendo ellas mismas débiles en comparación con los sistemas que unen, generalmente requieren disparos de alta velocidad para evitar problemas de estabilidad en el sistema. Estas líneas pueden tener otros elementos incluidos, tales como condensadores en serie, lo cual hace variable la impedancia total de la línea bajo ciertas condiciones e introduce comportamientos transitorios que hacen difícil la selectividad. Los esquemas de protección que más se recomiendan para este tipo de líneas compensadas son la comparación de fases y la comparación direccional, utilizando PLC o microondas.

- **Tamaño de la fuente**

El tamaño de la fuente que alimenta la línea determina los niveles de corriente de falla y afecta la capacidad de los sistemas de protección para proveer una adecuada selectividad. Si el tamaño de la fuente está sujeto a variaciones significativas debido a cambios en las condiciones de operación, la protección debe ser tan flexible que pueda ser fácilmente modificada o adaptada automáticamente para acomodarse a tales variaciones.

- **Configuración de la línea**

El número de terminales o la influencia de condensadores en serie o reactores en paralelo, en ocasiones requieren prácticas de protección especiales.

5.3.1.3. Comunicaciones

La selección del sistema de comunicaciones asociado con la protección de la línea debe hacerse en forma paralela a la selección de la protección, para garantizar que sean compatibles. La tendencia más moderna es separar los canales de comunicaciones para cada protección principal y para cada protección de respaldo de sobrecorriente direccional a tierra.

5.3.1.4. Tecnologías nuevas vs. Tecnologías viejas

Las nuevas tecnologías suministran grandes ventajas, entre las que se cuentan: Cargas más bajas para los CT's, mayor sensibilidad, rangos de ajuste amplios, posibilidades de varios grupos de ajustes, gran flexibilidad, posibilidades para resolver problemas especiales de protección, etc. Adicionalmente, hoy día, las tecnologías numéricas nuevas son más baratas que las tecnologías antiguas analógicas electrónicas o electromecánicas.

5.3.1.5. Compromisos del diseño del esquema de protección

El diseño del sistema de protección puede requerir compromisos considerables. La confiabilidad es uno de ellos y resulta como una combinación entre fiabilidad y seguridad, las cuales, a menudo, son parcialmente excluyentes. Otros compromisos son: confiabilidad vs. costo, velocidad vs. seguridad, simplicidad vs. flexibilidad, independencia del diseño y fabricante vs. normalización, etc. El

análisis y evaluación de todos estos compromisos es lo que permite finalmente al ingeniero de protecciones hacer la selección más apropiada del esquema de protección a utilizar.

5.3.2. Consideraciones de redundancia y respaldo

La redundancia para protecciones de líneas de transmisión se puede lograr por métodos diferentes, cada uno con niveles variados de complejidad, beneficios y costos. Esos métodos incluyen dos o más esquemas de protección duplicados, protección de respaldo local, respaldo remoto, y la duplicación de las fuentes de DC, de los CT's, PT's y bobinas de disparo del interruptor.

Los esquemas de respaldo local pueden constar de otros dispositivos de protección con características similares de protección (relés de sobrecorriente, relés de falla interruptor, etc.). El respaldo local actúa, normalmente, en un tiempo menor que el respaldo remoto.

5.4. RELÉS MÁS UTILIZADOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN

5.4.1. Relé de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas. El aparato actúa cuando la corriente que circula sobrepasa la corriente nominal. Según la CREG 025, sólo se utilizan como protecciones principales a media tensión cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

A continuación se presentan algunos criterios para el ajuste de los relés de sobrecorriente tanto de fases como de tierra. Sin embargo, estos ajustes no se

pueden asignar arbitrariamente sino que se deben corroborar con un estudio de cortocircuito que garantice que exista coordinación con los relés de protección de elementos del sistema adyacentes al elemento protegido.

5.4.1.1. Protección de fases

Cuando se requiere la sobrecarga del elemento a proteger y para permitir la buena operación del relé, el valor de ajuste de la corriente de arranque debe ser mayor a la corriente de sobrecarga esperada. El valor de arranque, el dial y la curva se determina de acuerdo con el estudio de cortocircuito realizado bajo simulación. Los ajustes de los relés de fases involucran compromisos entre operación y protección. La recomendación de sobrecarga surge de la ventaja que ofrece la capacidad de sobrecarga de los elementos a proteger en estado de operación normal y, en especial, cuando se presentan situaciones de contingencia en donde se requiere la sobrecarga de líneas y transformadores. Sin embargo, es importante señalar que cada empresa define el porcentaje de sobrecarga de sus elementos y por tanto el ajuste más adecuado de la protección.

Para los relés de sobrecorriente de fases se hace un análisis integral, es decir, se simulan los distintos tipos de fallas (monofásica, bifásica, trifásica, altamente resistiva, entre otras), y se observan las magnitudes de las corrientes por todos los relés para las diferentes fallas, se establece un ajuste primario para cada uno de los relés de sobrecorriente de fases y se verifica la coordinación entre ellos, de tal forma que cuando la falla ocurra en cercanías al relé éste opere primero y los demás operen selectivamente. Esta metodología se debe aplicar en generación máxima para ajustar los relés en el punto donde es más difícil coordinarlos. Además se debe verificar que el ajuste obtenido del relé (dial y curva característica) se ubique por debajo de la curva de soportabilidad de los

elementos, para garantizar que no sufrirán daño. Para facilitar el trabajo, se pueden elaborar tablas donde se resuma el estudio de cortocircuito y se puedan observar los tiempos de operación de cada relé para las diferentes fallas simuladas y de este modo verificar la operación selectiva de las protecciones.

En caso de que el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tenga unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con la selectividad de las protecciones aguas abajo y arriba, considerando los estudios de cortocircuito.

Cuando se tienen esquemas de deslastre de carga o de generación, en los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fases se deben tener en cuenta dichos esquemas para seleccionar las corrientes de arranque más adecuadas. Por ejemplo, si el deslastre se hace con base en la sobretensión de un transformador y sobrecorriente del mismo, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Para un margen dado de sobrecarga, debe operar el relé de sobretensión enviando teledisparos a unas cargas previamente seleccionadas.
- A partir de un nivel más elevado de sobrecarga se puede implementar un deslastre por sobrecorriente que desconecte otras cargas de acuerdo con el esquema seleccionado. Este esquema, puede consistir en una sola unidad de sobrecorriente instalada en una de las fases y en un sólo nivel de tensión, tomando la señal de corriente de un núcleo de medida, caso en el cual la coordinación con los demás relés de sobrecorriente no es necesaria dado que el núcleo del CT de medida se satura para corrientes de falla. Si la señal de corriente se toma de un núcleo de protección, se debe verificar que el relé de sobrecorriente instalado para efectuar el deslastre, nunca opere ante fallas en el sistema.

- De acuerdo con lo anterior, el ajuste de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente de fases que actúa como respaldo de las protecciones principales del transformador, será un valor mayor que la sobrecarga por temperatura y por corriente, para garantizar que opere el deslastre y el transformador quede protegido.

5.4.2. Relé de sobretensión

El relé de sobretensión es un respaldo dispuesto a actuar, como su nombre lo indica en situaciones en donde la tensión excede el límite dispuesto, tanto por encima como por debajo. En el caso de mínima tensión, actúa cuando la tensión de red disminuye a un valor que pudiera ser peligroso para los receptores ($< 85\%$ de VL) y que persiste durante cierto tiempo. Cuando se hace referencia a la máxima tensión, actúa cuando la tensión de red presenta una elevación a valores superiores al máximo permisible. El relé de vigilancia de la tensión trifásica se coloca en redes trifásicas para la vigilancia de las tres tensiones en relés de protección o contadores y así evitar disparos o mediciones erróneas. Generalmente señalan fuertes descensos o la caída de una o varias tensiones.

El elemento de sobretensión se ajusta a un valor de 1.1 p.u. y una temporización del disparo de 1 minuto. La anterior recomendación debe ser verificada de acuerdo con la curva de soportabilidad del equipo (Voltaje vs. Tiempo).

Para la unidad de baja tensión, la recomendación apunta a un valor de 0.8 p.u. y una temporización del disparo de 4 s.

Antes de hacer el ajuste de estas dos funciones es necesario definir la tensión operativa del área de influencia (STN o SIN) y de la presencia de esquemas de disparo por sobre/baja tensión en puntos del sistema con el fin de no comandar

disparos indeseados que no son originados por eventos de fallas o inestabilidad del sistema.

5.4.3. Relé de sincronismo

Funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cuál permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos. Además juega un papel importante en los sistemas de recierre automático, ya que para que esta operación sea exitosa, se debe verificar el sincronismo de la red y evitar condiciones que pongan en riesgo la estabilidad del sistema.

Los sistemas de recierre automático se implementan para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio de restaurar rápidamente trayectorias críticas de transmisión de potencia. Ver la Figura 1.

Existen tipos de esquemas de recierre en líneas de transmisión, así:

- ✓ No supervisado
Pueden ser sin retardo intencional (velocidad alta) o con retardo.
- ✓ Supervisado
Puede ser con chequeo de sincronismo, bajo voltaje línea/barra o retorno de voltaje.

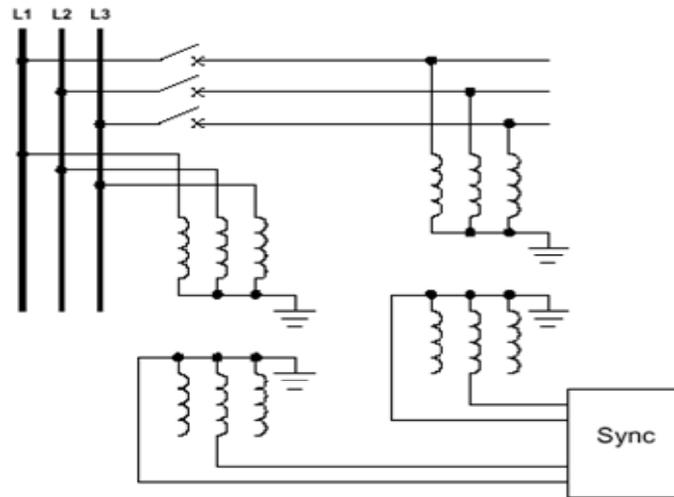


Figura 1. Relé de verificación de sincronismo

Como se describe anteriormente, la verificación de sincronismo es una operación necesaria una vez se ha perdido la condición de sincronismo por disparos trifásicos de los interruptores, debidos a fenómenos transitorios que son producidos por la dinámica del sistema.

Ante esta condición, se debe determinar cuál de las dos subestaciones debe recerrar en forma inmediata con esquema de recierre barra viva - línea muerta, y cuál debe implementar la verificación de sincronismo en esquema de barra viva - línea viva.

El análisis consiste en determinar, de acuerdo con los resultados de estudios eléctricos, cuál es el lugar más favorable para energizar el circuito y en cuál realizar la sincronización con el fin de restablecer la línea de transmisión, bajo las condiciones de demanda más críticas o las que se derivan de los estudios eléctricos. Los criterios para seleccionar el extremo más adecuado para hacer el recierre con verificación de sincronismo se fundamentan en el análisis en las diferencias de tensión, frecuencia y ángulo que se presentan en cada uno de los extremos al simular un cortocircuito en la línea, seleccionándose el extremo en el

cual dichas diferencias sean menores. Desde el punto de vista de la sobretensión, la sincronización se debe realizar en la barra donde ésta no exista o donde sea menor.

El ajuste del relé de recierre se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- De acuerdo con los estudios de sincronización realizados, el relé debe hacer el recierre trifásico en condiciones de Barra Viva - Línea Muerta, Barra Viva - Línea Viva ó con verificación de sincronismo.
- El relé verificará la presencia de tensión en la barra y la ausencia ó presencia de tensión en la línea como condición para iniciar el ciclo de recierre trifásico.
- Es importante verificar también en cual extremo es menos comprometedor para el sistema, desde el punto de vista de la estabilidad, un recierre no exitoso. Se debe seleccionar como extremo para el cierre Barra viva – Línea muerta el extremo menos comprometedor, si el estudio confirma que un recierre no exitoso en algún extremo puede conducir a problemas de estabilidad.
- El recierre debe ser efectuado en secuencia líder – seguidor. En tal sentido, debe cerrar primero el extremo que alimenta la línea (líder) y luego el extremo del lado que se alimenta. El ajuste del recierre debe ser con los siguientes criterios:

- ✓ Diferencia de tensión
- ✓ Diferencia de frecuencia
- ✓ Angulo de fase

5.4.4. Relé de distancia

Los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para determinar si la falla está en la zona de protección del relé. Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión.

La impedancia medida durante operación normal es la relación entre el voltaje en el extremo terminal y el flujo de corriente en la línea. Este valor es usualmente un valor alto y predominantemente resistivo. Sin embargo, durante fallas este valor es bajo y con alto contenido reactivo. Un cambio repentino en la impedancia medida determina la ocurrencia de una falla y si ésta se encuentra dentro de la zona de protección o en otra parte del sistema. Esto es llevado a cabo por la limitación del relé a una cierta franja de la impedancia observada, comúnmente llamada “Alcance”.

La mayor ventaja de los relés distancia para fallas polifásicas, es que su zona de operación es función sólo de la impedancia medida y de la resistencia de falla, excepto para situaciones donde hay efecto “Infeed” en el punto de la falla por inyección de corrientes del otro extremo de la línea sobre la impedancia de falla, o cuando hay acople mutuo con circuitos paralelos. Su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla, por lo que no es necesario modificar sus ajustes a menos que cambien las características de la línea.

5.4.5. Características básicas de la protección distancia

Normalmente se tiende a confundir el término “relé de impedancia” con el término “relé de distancia”. La medida de impedancia es una de las características que

puede tener un relé de distancia. Existen varias características para los relés de distancia, las cuales se explican a continuación:

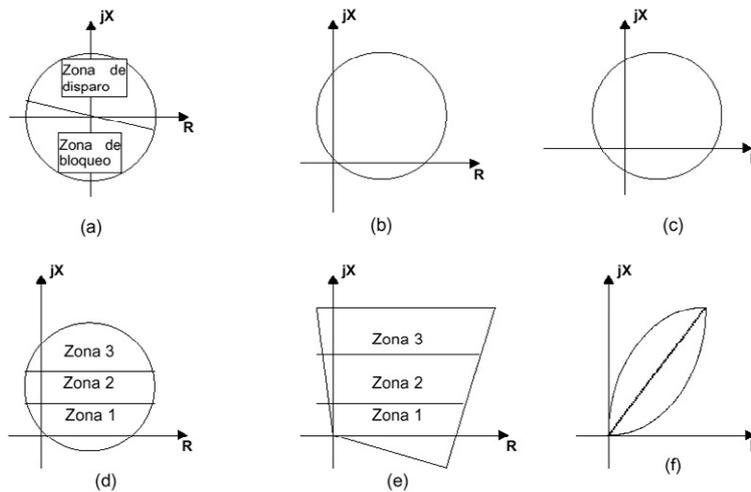


Figura 2. Características básicas del relé de distancia

- **Impedancia:** El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 2(a). Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.
- **Mho:** La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 2(b).
- **Mho Offset:** La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo

debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 2(c).

- **Reactancia:** Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga. Ver Figura 2(d)
- **Cuadrilateral:** La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo. Ver Figura 2(e).
- **Lenticular:** Este relé es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 2(f). Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas.

5.4.5.1. Zonas de la protección distancia

La protección de distancia emplea varias zonas para proteger la línea de transmisión. En Colombia el Código de Redes establece: zona 1, zona 2, zona 3 y zona reversa. Sin embargo, algunos relés sólo disponen de dos o tres zonas, y existen relés que pueden llegar a tener hasta cinco (5) zonas y una zona adicional llamada zona de arranque.

En la Figura 3 se presentan los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral.

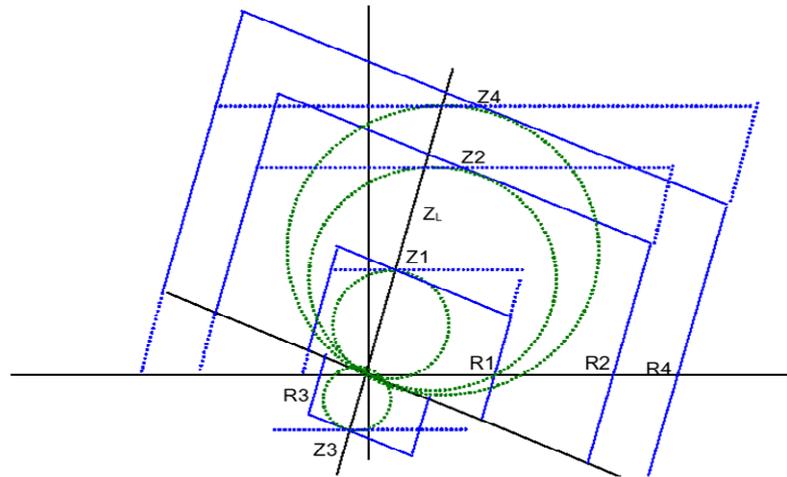


Figura 3. Característica general alcance de zonas protección distancia

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia se debe tener en cuenta no sólo la impedancia de la línea a proteger sino también las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubren una parte o la totalidad de la línea adyacente.

En la Figura 4 se presentan los alcances de zona hacia adelante que se pueden encontrar en una protección distancia

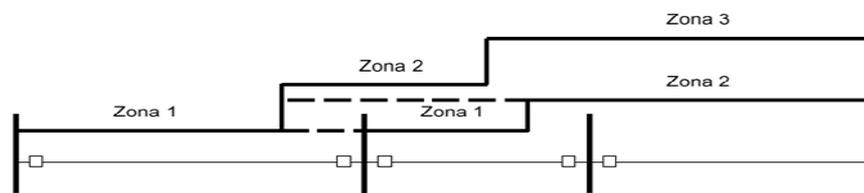


Figura 4. Alcances de zona

- **Ajuste de la Zona 1**

La primera zona de la protección distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. La Zona 1 normalmente se ajusta entre un 80 ó 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota por efecto de la componente de corriente directa que se presenta dependiendo del momento de la onda senoidal de corriente en el que se presenta la falla (sobrealcance):

$$Z_1 = K * Z_L$$

Donde:

Z_1 : Ajuste de Zona 1

K : Constante

Z_L : Impedancia de secuencia positiva de la línea

Como criterio se recomienda un factor K del 85% de la impedancia de la línea. Para líneas cortas, el factor K puede ser menor e incluso puede ser del 70%.

Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

- **Ajuste de la Zona 2**

El objetivo principal de esta zona es proteger completamente la línea en consideración y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la Zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que si se escoge un valor inferior, los errores de los transformadores de instrumentos (CT y PT), el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla,

pueden producir subalcance en el relé, es decir que el relé no verá la falla en Zona 2, sino más allá y por lo tanto operará en un tiempo muy largo (Tiempo de Zona 3).

El ajuste de Zona 2 se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea siempre y cuando se justifique con los resultados de un análisis de efecto “Infeed” para esta zona y que adicionalmente se cumpla con los siguientes criterios:

- ✓ Debe tenerse en cuenta que no sobrealcance la Zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo del 50% de la línea adyacente más corta, es decir, el ajuste de la Zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger y el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Si la línea más corta es tal que su 50% de impedancia más el 100% de la impedancia de la línea a proteger es superior al 120% de la línea a ser ajustada, se debe considerar la opción de usar en dicha línea corta, un esquema de teleprotección tipo POTT (sobrealcance permisivo) o preferiblemente utilizar esquemas completamente selectivos (hilo piloto, diferencial de línea, ondas viajeras, etc.)
- ✓ La Zona 2 no debe operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota (115 kV, 34.5 kV ó 13.8 kV). Para evitar esto, el ajuste de la Zona 2 sería, como máximo, igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores existentes en la subestación remota.

La impedancia equivalente de cada transformador se determina aplicando la siguiente expresión:

$$Z_{EQ}(\Omega) = \frac{X_{PU} * kV^2}{MVA}$$

Donde $X(pu)$ corresponde a la impedancia del transformador vista desde el lado de alta (XHL).

Para efectuar este ajuste, para fallas a tierra, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador. Esto es particularmente importante en bancos grandes con grandes terciarios.

- ✓ El valor de ajuste seleccionado de Zona 2 no debe sobrepasar el alcance de Zona 2 de las líneas adyacentes. En el caso de existir condición de traslape de zonas 2 con una o varias líneas adyacentes se debe realizar un análisis de efecto “Infeed” y determinar, mediante el cálculo de la impedancia aparente, si a pesar de que existe el traslape de zonas, el relé es selectivo, es decir, que cuando la falla sea en la Zona 2 de la otra línea, el relé de la línea en cuestión no la vea en Zona 2 sino más allá (por el efecto de la impedancia aparente).

Si con el estudio se concluye que la impedancia aparente que ve el relé para una falla en la Zona 2 de la línea adyacente traslapada, es mucho mayor que el ajuste de Zona 2 considerado (120% ZL), se puede conservar el ajuste en ese valor y el tiempo de operación en 400 ms. Si se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de Zona 2 escogido, es necesaria la coordinación de estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de Zona 2 de la línea sobrealcanzada en la subestación remota o aumentar el tiempo de operación de Zona 2 de la línea que se está protegiendo (subestación local). Ver Figura 5.

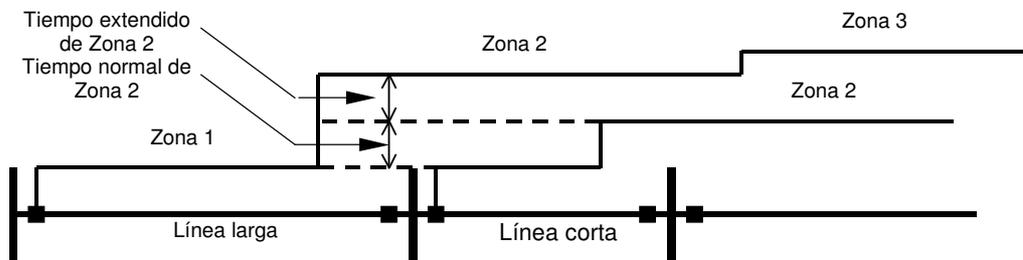


Figura 5. Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes

Tiempo de zona 2: Para la selección del tiempo de disparo de la Zona 2 se debe tener en cuenta la existencia o no de un esquema de teleprotección en la línea. Si la línea cuenta con esquema de teleprotección se puede seleccionar un tiempo de 400 ms para esta zona; si no se dispone de teleprotección este tiempo se determina mediante un análisis de estabilidad del sistema ante contingencias en el circuito en consideración. Este tiempo (tiempo crítico de despeje de fallas ubicadas en Zona 2) puede oscilar entre 150 ms. y 250 ms., dependiendo de la longitud de la línea y de las condiciones de estabilidad del sistema.

- **Ajuste de la Zona Reversa**

El propósito de esta zona es proveer un respaldo a la protección diferencial de barras de la subestación local.

Otro ajuste de zona reversa puede ser requerido como entrada para algunas lógicas adicionales que traen los relés multifuncionales tales como: lógica de terminal débil, eco y bloqueo por inversión de corriente (sólo válida en esquemas POTT).

En general, cuando se trata de respaldo a la protección diferencial de barras, debe verificarse que los ajustes de Zona 3 y Zona 4 (reversa), cumplan con la siguiente relación:

$$\frac{\text{Ajuste de zona 3}}{\text{Ajuste de zona 4}} \approx 0.1$$

El ajuste de la Zona Reversa para este fin, se realiza tomando el menor valor de los dos cálculos siguientes:

- ✓ 20% de la impedancia de la línea reversa con menor impedancia.
- ✓ 20% de la impedancia equivalente de los transformadores de la subestación local.

Tiempo de zona reversa: Para respaldo de la protección diferencial de barras, se recomienda ajustar el tiempo de la Zona Reversa en 1500 ms, con el fin de permitir la actuación de las zonas de respaldo de la barra remota. Se debe verificar que este tiempo esté por encima del tiempo de operación de la función 67N de la barra remota.

- **Ajuste de la Zona 3 hacia delante**

El objetivo de esta zona es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. Normalmente, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero se debe garantizar que este alcance no detecte fallas ocurridas en las subestaciones de diferentes tensiones conectadas a través de los transformadores de potencia. Este alcance también debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga normal de la línea.

El criterio recomendado para el ajuste de la Zona 3 es el menor valor de impedancia calculada para los dos casos que se citan a continuación.

- ✓ Impedancia de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota.

$$Z_3 = Z_L + 0.8 * Z_{EQ\ TRAF0}$$

- ✓ Impedancia de la línea a proteger más el valor de Z de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada por un factor de seguridad del 120%.

$$Z_3 = 1.2 * (Z_L + Z_{LAMI})$$

Donde:

Z3: Ajuste de zona 3

ZL: Impedancia de la línea a proteger

ZLAMI: Impedancia de la línea adyacente de mayor impedancia

No se considera indispensable limitar el alcance de la zona 3 hacia delante aplicando estos criterio para transformadores de generación, ya que en principio si la falla ocurre en un nivel de tensión de generación, se espera que la unidad de generación se dispare y, en caso de que no operen las protecciones del transformador asociado, es importante que actúen las protecciones de respaldo de la red de transmisión.

Tiempo de Zona 3 adelante: 1000 ms.

- **Alcance resistivo**

Para el ajuste del alcance resistivo de las diferentes zonas, se tiene como criterio general seleccionar un único valor para todas las diferentes zonas de la protección distancia, permitiendo establecer la coordinación a través de los tiempos de disparo de cada zona y logrando selectividad por medio de la impedancia de la línea vista por el relé hasta el sitio de la falla de alta impedancia. Los valores típicos resistivos son calculados como el 45% de la

impedancia mínima de carga o de máxima transferencia del circuito en cuestión.

Este valor de impedancia mínima de carga es calculado a través de la siguiente expresión:

$$Z_{MIN.CARGA} = \left(\frac{V_L}{\sqrt{3} * MCC} \right)$$

Donde:

VL: Tensión nominal mínima línea - línea.

MCC: Máxima Corriente de Carga

La Máxima Corriente de Carga se selecciona como el menor valor entre los siguientes cálculos:

- ✓ La CTMÁX: Es la máxima corriente del transformador de corriente y que normalmente corresponde al 120% de IMÁX primaria del CT.
- ✓ La corriente máxima de carga, es decir el 130% de IMÁX del conductor la cual corresponde al límite térmico del circuito o el límite que imponga cualquiera de los equipos de potencia asociados.
- ✓ La máxima corriente operativa de la línea IMAX: Este valor debe darlo el propietario de la línea, el operador de red o el mismo CND.

Nota: No se puede disminuir el alcance resistivo por debajo del valor de impedancia de zona 2.

5.4.5.2. Detección de oscilación de potencia

La oscilación de potencia es un fenómeno que se presenta por desequilibrios transitorios entre la generación y la carga. Estos desequilibrios ocurren por eliminación de cortocircuitos, conexión de un generador fuera de fase al sistema, deslastres y pérdidas repentinas de carga, etc.

En las protecciones de líneas de transmisión existe la posibilidad de que ocurran disparos indeseados por causa de las oscilaciones de potencia. En dicho caso el disparo puede acarrear problemas mayores para la estabilidad del sistema de potencia al sacar de operación líneas sanas. Por lo anterior es necesario ajustar lógicas adicionales de verificación de la oscilación de potencia existentes dentro del propio relé o fuera de él, las cuales detectan la existencia de la oscilación de potencia y bloquean los disparos erróneos.

Esta función permite ajustar la protección distancia de una manera independiente ante las posibles oscilaciones de potencia que se presenten en el sistema, previniendo la operación de elementos trifásicos o de fase ante estas condiciones de operación, sin que ellos causen disparos indeseados. Ver Figura 6.

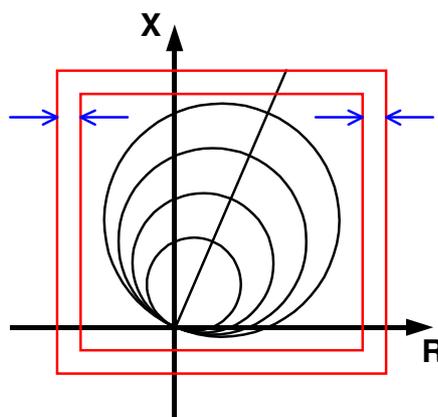


Figura 6. Banda de evaluación de la oscilación de potencia

La función de oscilación de potencia mide con un temporizador el tiempo de la permanencia de la impedancia desde que ésta penetra a la característica de oscilación (banda) hasta que sale de ella, y logra discriminar entre falla y oscilación de potencia.

Es importante verificar el desempeño de la función de oscilación de potencia, cuando por requerimientos del sistema se deba seleccionar una zona de subimpedancia (zona de arranque) con un cubrimiento mayor que la banda de oscilación seleccionada para la detección de la oscilación.

En conclusión, cuando se habilite la función de oscilación de potencia, se debe verificar el correcto funcionamiento de ésta, es decir, que cuando se presente una oscilación de potencia el relé pueda ser bloqueado y garantizar también que tenga alguna forma de desbloqueo por corriente, en caso de una posterior falla, para que pueda actuar la protección de distancia.

En caso de existir una detección de oscilación de potencia, puede hacerse emisión de señales de bloqueo para algunas zonas de la protección de distancia durante un tiempo específico, ya que el bloqueo puede ser importante durante oscilaciones severas de potencia cuando el sistema se está recuperando de los efectos de la sacudida (originados por eventos en el sistema) donde el disparo de una línea que está conduciendo potencia de sincronización puede originar probablemente inestabilidad.

5.4.5.3. Detección de carga

Esta función permite ajustar la protección distancia independientemente de la cargabilidad de la línea, previniendo la operación de elementos trifásicos cuando se presentan altas condiciones de carga en cualquier dirección, sin causar disparos indeseados.

Esta función vigila las condiciones de carga con dos características independientes de impedancia de secuencia positiva. Cuando la carga está en una de esas características y la lógica de detección de carga (Load-Encroachment) está habilitada, el elemento de distancia trifásico es bloqueado.

El ajuste de la función de detección de carga se podría basar en las condiciones de flujo de carga máximo en la línea a proteger ó en la corriente máxima del conductor, considerando eventos como pérdida de líneas paralelas o generaciones y demandas extremas.

Esta función podría bloquear la operación de la protección ante algunas fallas trifásicas, si no se ajusta adecuadamente a partir de estudios del sistema. Ver Figura 7.

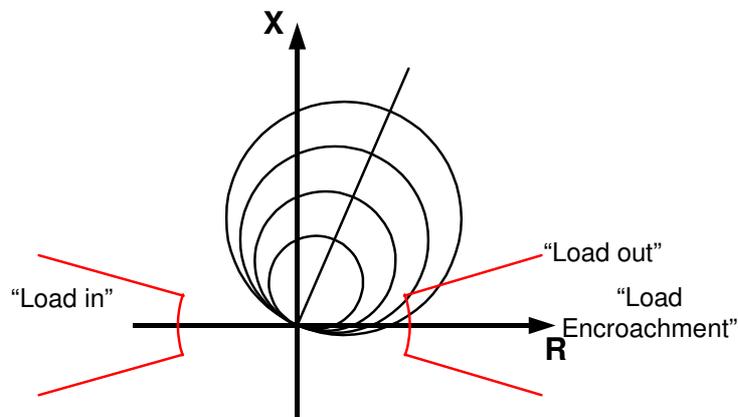


Figura 7. Zona de detección de carga

5.4.5.4. Factor de compensación residual K_0

Este factor de compensación contribuye a la correcta detección de fallas monofásicas a tierra por parte de la protección distancia. El ajuste de sus elementos puede ser identificado por software como variables K_{01} (magnitud) y K_{0A} (ángulo), mientras que en otros relés se ajusta en forma indirecta a través de perillas. Para ajustar este factor se utiliza la siguiente expresión:

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$$

Donde:

Z0: Impedancia de secuencia cero de la línea a proteger

Z1: Impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger

En caso de requerirse compensación por efecto del acople mutuo en líneas paralelas que comparten la torre se utiliza la siguiente expresión:

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1 + Z_{0M}}{3Z_1}$$

Donde:

Z0M: Impedancia mutua de secuencia cero de la línea a proteger

El resultado de ambas expresiones corresponde a un valor complejo, el cual será representado en coordenadas polares o rectangulares dependiendo de cómo es el ajuste en cada relé.

5.4.5.5. Cierre en falla

El elemento cierre en falla, concebido como un detector no direccional de sobrecorriente de fase de ajuste alto, ayuda a prevenir una mala operación del elemento de distancia en el caso en que la línea (en cuyo lado se encuentran los transformadores de potencial) sea cerrada en falla trifásica y no se establezca una tensión trifásica de polarización para el elemento de distancia evitando que este opere.

Los ajustes típicos son del 50 al 70% del aporte a la falla trifásica en la barra local (If) desde la línea a proteger.

La lógica de cierre en falla debe estar habilitada por cambios en el estado del interruptor, mostrando su posición tan pronto ha cerrado o por activación de la señal de entrada de cierre al relé desde el comando del interruptor. La lógica debe operar incluso ante condiciones de recierres.

El criterio para ajustar la lógica de cierre en falla consiste en la simulación de una falla trifásica en la barra local con una resistencia de 0.001 Ohm restando a la corriente total de falla, el aporte de corriente a través de la línea a proteger; se toma el 50% de este resultado y se refiere al valor secundario del CT a través de la relación de transformación.

Es importante verificar que el valor calculado anteriormente se encuentre por encima de la máxima corriente de carga del circuito, para evitar acciones incorrectas de esta función ante condiciones normales de operación del sistema, así como verificar que ante energizaciones de transformadores no se vaya a activar.

5.4.5.6. Pérdida de potencial

La operación de uno o más fusibles (o mini-interruptores que protegen el secundario del PT) resulta en una pérdida del potencial de polarización del relé.

La pérdida de una o más tensiones de fase afecta al relé en la apropiada discriminación de la dirección de la falla. La detección de esta condición es conveniente debido a que en algunas ocasiones la pérdida de potencial en el relé es inevitable. Una vez se ha detectado la condición pérdida de potencial, se puede elegir el bloqueo de la operación del elemento de distancia y emitir una alarma.

El relé discrimina entre condiciones de fallas (que puede ser la reducción de la magnitud de tensión a un valor cercano a cero) y pérdidas de potencial. El ajuste de esta función se debe fundamentar en las condiciones eléctricas esperadas en el sistema de potencia.

Se simulan fallas externas para verificar que no se presente activación de la lógica ante esta condición. De esta manera se logran mantener activadas las funciones de respaldo del relé para estos casos de fallas externas (funciones de respaldo de distancia y sobrecorriente direccional de tierra).

5.4.5.7. Bloqueos por oscilación de potencia

En las protecciones de líneas de transmisión existe la posibilidad de que ocurran disparos indeseados por causa de las oscilaciones de potencia. En dicho caso el disparo puede acarrear problemas mayores para la estabilidad del sistema de potencia al sacar de operación líneas sanas en condiciones en las que el sistema requiere estar fuerte. Por lo anterior es necesario ajustar lógicas adicionales de verificación de la oscilación de potencia existentes dentro del propio relé o fuera de él, las cuales detecten la existencia de la oscilación de potencia y bloqueen los disparos erróneos, generalmente insensibilizando por algún tiempo las protecciones de respaldo remoto (zonas 2 y 3 de los relés).

El bloqueo se basa en el hecho de que el cambio de impedancias desde las condiciones de operación hasta la falla es casi instantáneo, mientras que el cambio de impedancias durante la pérdida de sincronismo es relativamente lento, con lo cual se hace posible detectar la condición de oscilación.

Se considera suficiente un relé de bloqueo debido a que la condición de penduleo es un fenómeno trifásico equilibrado. Ninguna condición origina que el punto de impedancia se mueva en forma sucesiva por las tres regiones y entonces la protección es selectiva (Figura 8). La característica de carga puede

desplazarse arriba o hacia abajo ($h > 1$, $h < 1$) dentro de la característica de pérdida de sincronismo del relé, produciendo su actuación.

La ecuación genérica de la impedancia aparente vista por el relé de distancia cuando se presenta una oscilación de potencia, permite establecer la tasa de cambio de la resistencia aparente leída por el relé con base en la siguiente ecuación:

$$\frac{dR}{dt} = 1.57f \left(\frac{X^2 + 4R^2}{X} \right)$$

Siendo f la frecuencia de oscilación de los sistemas, X la reactancia aparente vista por el relé y R el valor de resistencia en el cual se evalúa la velocidad de paso de la característica de impedancia.

Con la ecuación anterior se puede hallar la rata de cambio de la impedancia con respecto al tiempo, una vez determinada la frecuencia de oscilación. La frecuencia de oscilación deberá ser la máxima frecuencia de oscilación esperada, de tal forma que se garantice que para frecuencias de oscilación inferiores, el relé se bloquee ante la oscilación de potencia.

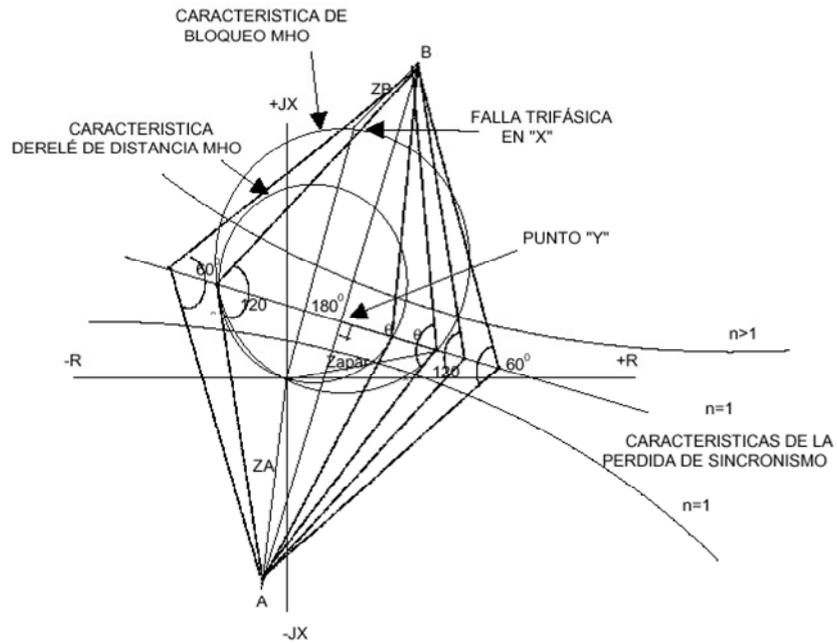


Figura 8. Operación de bloqueo del relé ante la oscilación

Algunos relés utilizan el dR o el dt fijos, otros utilizan el valor de dR/dt y además de estos valores el relé requiere que se le defina la zona de oscilación, utilizando relés resistivos (o “blinder”), en la cual medirá la velocidad del cambio de la impedancia. Dicha zona de oscilación se ajusta, de tal manera que cubra todas las zonas de la protección distancia, aunque el bloqueo se hace generalmente para las zonas 2 y 3 del relé.

Teniendo en cuenta la variación de la velocidad de desplazamiento del punto de impedancia, el relé de impedancia (pérdida de sincronismo en el generador o relé de distancia en las líneas de transmisión) puede estar rodeado con una característica de impedancia adicional que detecta cuándo la impedancia penetra y sale de la característica de operación, creando así una banda de oscilación de potencia complementada con un temporizador que mide el tiempo de permanencia de la impedancia en esta banda y logra discriminar

entre falla y oscilación de potencia. Es importante verificar el desempeño de la función de oscilación de potencia, cuando por requerimientos del sistema se deba seleccionar una zona de subimpedancia (zona de arranque) con un cubrimiento mayor que la banda de oscilación seleccionada para la detección de la oscilación.

Características más usadas según la longitud de la línea:

- ✓ Las características concéntricas son aplicables a líneas cortas y hasta de 150 Km donde el círculo externo puede ser ajustado para no operar en el punto de máxima carga.
- ✓ En líneas muy largas y muy cargadas, el relé cuadrilateral sería el requerido tanto para la protección de la línea como para la detección de la oscilación de potencia, ya que suministra un alcance extendido para la línea con restricciones de disparo por cargas.

5.4.5.8. Disparos por oscilación de potencia en líneas

Para operaciones inestables es preferible separar los sistemas, cuando los generadores pierden sincronismo, abriendo todos los enlaces entre ellos para mantener el servicio en cada uno y para permitir que posteriormente puedan re-sincronizarse, ya que si se alcanza la pérdida de sincronismo en uno de ellos, el otro tampoco se podrá recuperar a menos que se separe; por lo que es preferible hacer la separación controlada en los puntos críticos, de tal forma que:

- ✓ Se permita un balance de generación - carga en cada subsistema separado, evitando discontinuidad en el servicio, dado que la separación sólo deberá hacerse en aquellas localidades en las que la capacidad de

generación y las cargas se equilibren de tal manera que no haya interrupción del servicio (Figura 9) o donde la adecuada operación de un esquema de deslastre selectivo de carga, permita el balance generación – carga de manera aceptable.

- ✓ Se separen en sitios convenientes para resincronizar los sistemas y reconectarlos. Los criterios para ajustar las protecciones de pérdida de sincronismo entre sistemas son los mismos que operan para condiciones de pérdida de estabilidad entre generadores y sistemas, de tal forma que se utilizan relés de distancia con características Mho , lenticulares o resistivas y adicionalmente la medida de la tasa de crecimiento de la resistencia.
- ✓ El criterio de disparo se relaciona con el cruce sucesivo de las características resistivas, con separaciones de tiempo crecientes, o simplemente el cruce de derecha a izquierda y sucesivamente de izquierda a derecha de la característica $R-X$ de la carga, o viceversa, dentro de un período de tiempo suficientemente largo como para ser interpretado como una oscilación.

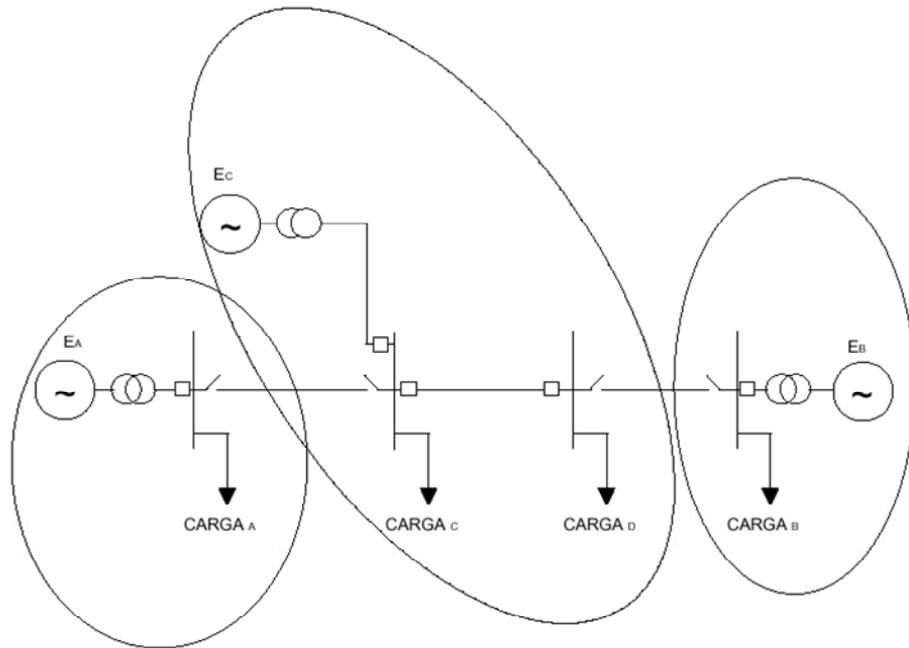


Figura 9. Separación en subsistemas ante la pérdida de sincronismo

Otra alternativa para decidir cuándo es mejor separar dos sistemas, se da con el uso de relés de tasa de crecimiento de la frecuencia, df/dt , los cuales pueden ajustarse para prever cuándo dos sistemas se están alejando peligrosamente y decidir entonces separarlos antes de que uno de ellos conduzca al otro a inestabilidad. El ajuste del df/dt exige observar los eventos que producen altas tasas de crecimiento de la frecuencia y en analizar las condiciones con las cuales, en caso de que los sistemas sigan unidos, se puede perder la estabilidad.

5.5. INFLUENCIA DE LAS ZONAS DEL RELÉ DISTANCIA SOBRE EL SIN

En el sistema interconectado nacional los relés que predominan son los llamados relé distancia con característica circular, la característica principal del relé determina como este puede afectar el sistema; como se describió anteriormente un relé distancia puede tener muchas configuraciones, hoy en día se implementan relés que combinan características, como lo son lo circulares con rectangulares, donde la parte rectangular se aplica para detección de oscilación de potencia, arranques del relé o alcance resistivo del mismo, entre otros.

El ajuste y la coordinación de los relés se realizan bajo software utilizando su propio programa para después ser enviado al relé por conexión paralela, este sistema también permite que del relé se pueda sacar información que sea útil para el estudio de disparos y ejecuciones que haya realizado el relé. La base de datos se actualiza de esta forma, con esta información se puede hacer una estadística de cómo vio el relé las impedancia y como varia en el tiempo.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores.

Las zonas de un relé distancia actúa independientemente y bajo criterios distintos:

5.5.1. Relé distancia Zona 1

La zona 1 de un relé distancia es la zona instantánea, esta zona actúa bajo tiempos de interruptor y se ajusta para proteger directamente la línea a la cual esta conectada según los criterios descritos con anterioridad. La forma en que se ajusta y coordina una zona 1 la hace independiente del resto, ya que ésta no es influenciada por otras zonas y simplemente hay que tener en cuenta la existencia de una falla en ella. Para ello, el relé debe actuar bajo tiempos de zona 1 primero que otra zona, es decir, que su tiempo debe ser más rápido (instantáneo) que el de cualquier otra zona que este viendo el mismo tramo de la línea. Si esta zona del relé no actúa debe tenerse en cuenta que en algún caso existen más de una zona viendo el mismo punto de la línea, por lo que entra a considerar la coordinación de las protecciones para los distintos relés que se encuentren instalados en una zona específica de SIN.

Cuando se ajusta la Zona 1 se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones particulares:

- Para las medidas de tensión y corriente que se le envían al relé, es necesario tener en cuenta los equipos de medida y sus características. Todos estos instrumentos de transformación de parámetros (CT y PT) tienen su propio porcentaje de error. Cuando la medida se toma y es suministrada, ésta llega con un error que no es despreciable para una zona 1 que posee disparo instantáneo y que debe actuar lo más rápido posible bajo fallas en la zona protegida, por lo que normalmente a nuestra consideración se debe asumir un 5% más en los valores que normalmente se le ajustan a esta zona.

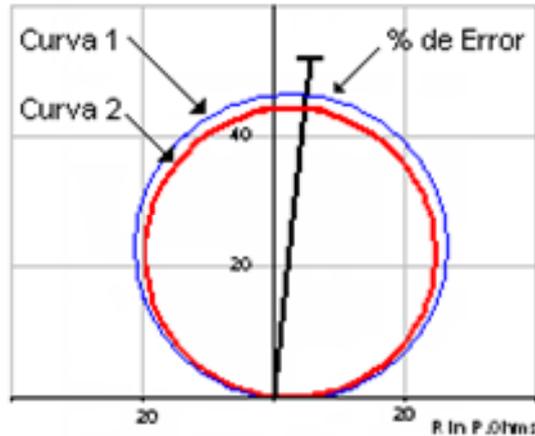


Figura 10. Característica de Zona 1 con/sin % de error del CT

La Figura 10 muestra una característica circular de un relé en su zona 1, los valores ideales que se ajustan son los mostrados por la curva 1, y los valores que en realidad ve el relé son los valores mostrados en la curva 2, de aquí nosotros consideramos que el ajuste de un 5% más en el valor de la zona, logra contrarrestar esta pérdida de supervisión de la zona 1 sobre la línea, así se asegura un mejor desempeño de esta zona en momentos de falla.

- Errores en la característica del relé: En muchas ocasiones cuando se inyecta localmente el relé con archivos en formato COMTRADE (archivos que contienen valores de voltaje y corriente para unas fallas simuladas previamente en programas digitales y que se convierten en señales analógicas aplicadas al relé durante pruebas, utilizando equipos de inyección con facilidades de conversión Digital/Análoga), se encuentra que el relé deforma la característica de la zona y adicionalmente se sobrealcanza o subalcanza por diferentes efectos del sistema que no se tuvieron en cuenta al hacer el ajuste de la zona. En estos casos es necesario modificar el ajuste en el sitio, para corregir el alcance del relé y evitar la operación errónea del mismo.

- Longitud de la línea: Para líneas de transmisión con longitud inferior a 10 km se recomienda que el porcentaje de ajuste de la Zona 1 oscile entre 50% y 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea, así como verificar, a través de las respectivas pruebas (inyección local, “End to End”, etc.), que el ajuste escogido es el adecuado, es decir, que no se presenta sobrealcance o subalcance.

- **Efecto infeed en Zona 1**

Cuando ocurre una falla con impedancia de falla (común en fallas a tierra), la inyección de corriente del otro extremo de la línea, introduce un error de medida en el extremo inicial, denominado efecto “Infeed”.

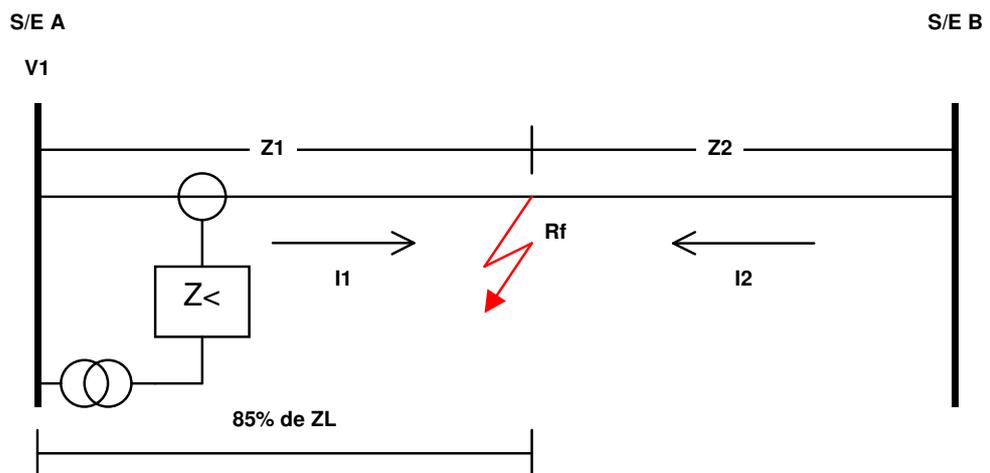


Figura 11. Efecto Infeed en Zona 1

De la Figura 11 se puede deducir la siguiente ecuación:

$$V_1 = I_1 * Z_1 + (I_1 + I_2) * R_f$$

Si se divide la ecuación anterior por I_1 se obtiene:

$$\frac{V_1}{I_1} = Z_{aparente} = Z_1 + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1} \right)$$

Es decir que la impedancia aparente vista por el relé para una falla en Zona 1 de la línea se ve afectada por la resistencia de falla, multiplicada por un factor I_2/I_1 , pudiéndose presentar los siguientes casos:

- ✓ Si I_2/I_1 es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé de la subestación A no sería afectada significativamente por el efecto "Infeed".
- ✓ Si la corriente I_2 es muy grande o I_1 muy pequeña, el término I_2/I_1 sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor ó una falla más lejana (dependiendo del valor de la resistencia de falla y las corrientes asociadas).

La Figura 12 muestra el efecto de variación de la impedancia aparente vista por el relé respecto a la distancia del punto de falla, teniendo en cuenta para todos los casos una resistencia de falla R_f de 5 Ohm y una impedancia de la línea a proteger de 0,5 Ohm/km.

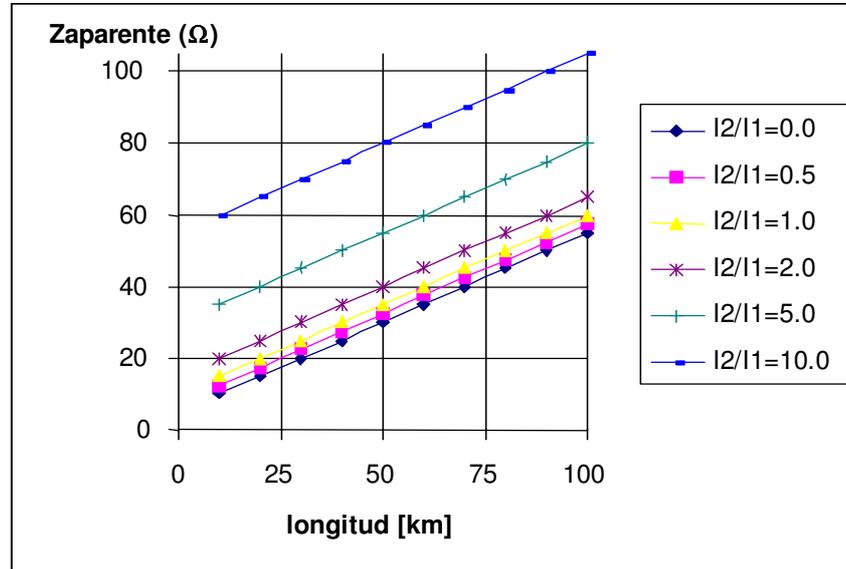


Figura 12. Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1

De dicha figura se tienen las siguientes observaciones:

- ✓ La diferencia en la impedancia observada para cada relación de corrientes es constante, dado que las pendientes de las curvas son constantes.
- ✓ El porcentaje de variación de la impedancia es mayor para líneas cortas
- ✓ El error en la impedancia vista por el relé se puede despreciar para variaciones de I_2/I_1 menores de 2 y fallas ubicadas a más de 50 km.

5.5.2. Relé distancia Zona 2

- **Efecto “Infeed” en Zona 2**

El efecto “Infeed” en Zona 2 se presenta debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla (Ver Figura 13). Cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente ($Z_{aparente}$), se calcula de la siguiente manera:

$$V_1 = Z_1 * I_1 + Z_2 * I_2$$

La impedancia aparente vista por el relé es: $Z_{Relé} = \frac{V_1}{I_1}$

$$Z_{Relé} = \frac{Z_1 * I_1 + Z_2 * I_2}{I_1} = Z_1 + \frac{I_2}{I_1} Z_2$$

$$Z_{Relé} = Z_1 + K * Z_2$$

$$K = \frac{I_2}{I_1} : \text{Factor INFEED}$$

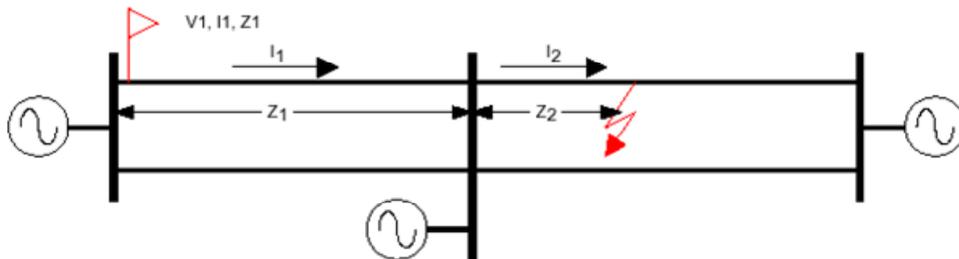


Figura 13. Efecto Infeed en Zona 2

I_2 Incluye el aporte de los demás circuitos, diferentes de la línea bajo coordinación, que aportan al cortocircuito.

El ajuste de la zona 2 se hace incluyendo el efecto "Infeed", razón por la cual en caso de que las fuentes intermedias desaparezcan, el relé queda sobrealcanzando.

Para verificar que este efecto no le produzca disparos indeseados o que no se requieran tiempos extendidos de zona 2 para coordinar con la zona 2 relés inmediatamente adyacentes, se debe calcular la impedancia aparente ante una falla en el 99% de la línea adyacente más corta (u otra adyacente más crítica en el caso de que tenga bajos aportes de cortocircuito y longitudes pequeñas), observando los aportes de corrientes por todas las líneas adyacentes a la

subestación donde está la línea protegida y abriendo luego la línea que más aporta a la falla, de tal forma que se obtenga la topología más crítica que acerque la impedancia aparente al valor de ajuste de Zona 2.

También, en caso de incluir impedancias de falla, se puede hacer la simulación de la misma falla (en el 99% de la línea adyacente seleccionada), pero con el extremo remoto de dicha línea abierto, para hacer más crítica la condición, dado que no se tendrían aportes de corriente desde el otro extremo de la línea. Se calcula la impedancia aparente con las ecuaciones anteriormente descritas, para diferentes condiciones de demanda (preferiblemente máxima y mínima) y se verifica en todos los casos analizados, que los valores de impedancia aparente obtenidos sean mayores que el ajuste de la Zona 2.

5.5.3. Relé Distancia Zona 3

Se analiza esta zona ante pérdida de sincronismo y oscilaciones de potencia, debido a que son las causas más importantes que ocasionan disparos indeseados en el SIN.

Esta zona sirve de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes.

5.5.3.1. Pérdida de Sincronismo

Las condiciones de sincronismo del sistema pueden perjudicar el actuar de esta zona. Existen dos condiciones de equilibrio fuera de sincronismo “inestable” y “estable”, que son percibidas por el tiempo relativo de operación de una función percibida de cegador exterior y una función percibida de cegador interior. Las fallas le pueden causar operar simultáneamente considerando que las condiciones de equilibrio producen operaciones secuenciales de, primero el

cegador exterior y después el cegador interno. El tiempo límite para el cual el cegador externo deba operar y el cegador interno no opere (tiempo entre punto 1 y 2) para establecer que la condición que se observa es un balance y no una falla, se ajusta en milisegundos dependiendo de la velocidad de variación de la impedancia ante pérdida de sincronismo.

Las condiciones de equilibrio fuera de sincronismo involucra una trayectoria (a medida que pasa el tiempo) de ohmios en los diagramas R-X (resistencia-reactancia) (ver Figura 14) de forma tal que el valor del movimiento ohmico entra de un lado cruzando primero el cegador exterior (punto 1) y luego el cegador interno (punto 2), cruza las características de impedancia circular, y sale del otro lado (puntos 3 y 4). Una vez que se ha cruzado el punto 2, el equilibrio es considerado inestable. Las condiciones de balance estable causan una trayectoria ohmica que surgen desde dentro del cegador externo, moviéndose hacia la dirección por donde entró (del punto 1 de nuevo al punto 5). El cegador interno nunca se cruza. Esta diferencia permite que se haga una distinción entre equilibrios estables (recuperables) y equilibrios inestables (irrecuperables).

Las condiciones de fuera de sincronismo, involucran la pérdida de sincronismo de una máquina o colección de máquinas con respecto a otra parte del sistema de potencia. Otro fenómeno relacionado, es una condición de equilibrio estable la cual tiene un carácter similar, pero para lo cual no ocurre inestabilidad. Las condiciones de fuera de sincronismo necesitan que los dos segmentos del sistema estén separados y que, posiblemente después del derramamiento de carga, sean re-sincronizados, Las condiciones de balance producen voltaje y corrientes dentro del sistema, lo cual puede causar una operación indeseada de funciones de relé de distancia. Las condiciones de fuera de sincronismo deben ser corregidas por disparado ya sea a través de este sistema de relé, o a través

de otro, el cual produzca una igualdad de carga de generación equitativa, después de la separación. Las condiciones de equilibrio estable son auto-restauradas igual y no necesitan disparador, pero pueden necesitar bloqueos de ciertos elementos de relé de distancia.

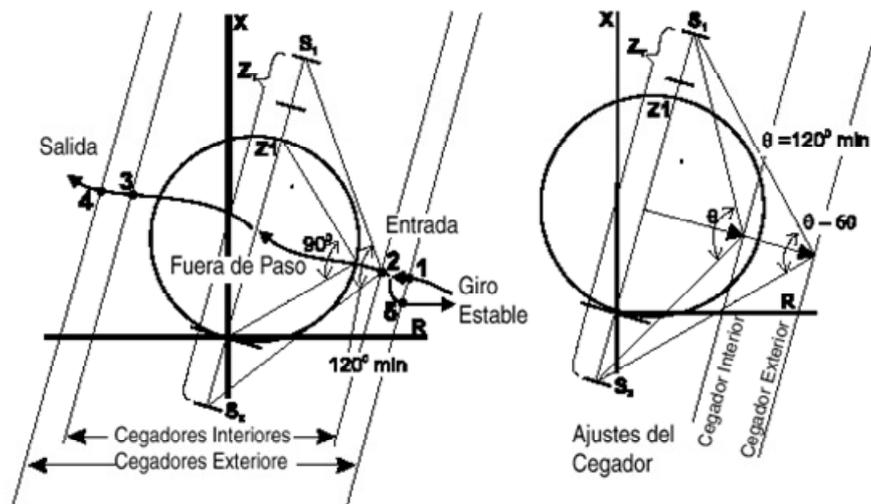


Figura 14. Trayectoria en ohmios de la impedancia

5.5.3.2. Ajustes de la función oscilación de potencia.

- **Criterios generales**

La evolución temporal de los valores de impedancia medidos por la protección, obtenido a través de los estudios dinámicos, permitirá observar el compromiso en el funcionamiento de la protección, así como el ajuste del blindaje de bloqueo de la operación por oscilación de potencia.

Los resultados de los estudios permitirán además una rápida observación del carácter de la oscilación: estable o inestable, evitando además el cálculo

de la evolución del lugar geométrico de las impedancias medidas durante la oscilación.

Con los estudios enunciados se podrá además determinarse los efectos de la oscilación en las dos fases de transmisión, durante el tiempo muerto de recierre de la fase en falla.

Resultará conveniente adoptar esquemas de bloqueo por oscilación de potencia capaces de desbloquear el disparo si durante la oscilación se produce una falla balanceada o desbalanceada.

En caso de utilizar la opción de disparo por oscilación de potencia se evitará disparar a los interruptores con tensiones en contrafase. Se preferirán los esquemas de bloqueo por oscilación de potencia capaces de discernir si una oscilación es o no recuperable y por lo tanto desbloquear a la protección en lugar de generar tiempos de bloqueo fijos. Aún en tal situación deberá contarse con la posibilidad del bloqueo permanente, durante la oscilación de potencia.

- **Ajuste del tiempo de tránsito.**

Cuando el bloqueo por oscilación de potencia se efectúe midiendo el tiempo del pasaje de la impedancia vista a través de dos blindajes (tiempo de tránsito) y la decisión de bloqueo se adopte cuando el tiempo calculado sea mayor que el valor ajustado, el cálculo se efectuará como sigue:

- ✓ Se ajustará el blindaje externo con un margen adecuado (mín.20%) respecto de la carga (valor Z_{ext}).

- ✓ El ajuste del tiempo de tránsito deberá efectuarse a partir de un cierto valor de velocidad de variación de la impedancia en el tiempo
- ✓ El valor de la diferencia entre Z_{ext} y Z_{int} surge de la siguiente ecuación:

$$Z_{Ext} - Z_{Int} [Ohm] = v [Ohm/Seg] * (T_{aj} + Error) [Seg]$$

Donde:

v = velocidad de variación adoptada.

T_{aj} = tiempo de pasaje de la impedancia ajustado.

$Error$ = error máximo del tiempo de ajuste de pasaje de la impedancia.

Cuando se posee un sistema de protección sin tener bloqueo por oscilación de potencia se presentan disparos indeseados y en algunos casos, por salida de líneas indeseadas, deslastre de cargas y salida de líneas en cascada, esto puede llevar a que toda un área completa se aislé y provoque que se tenga partes del SIN desatendidas.

La Figura 15 muestra el momento en que una carga se acerca a través de la zona 3 a un relé. Debido a su característica MHO, a no poseer sistema de bloqueo por oscilación de potencia y a su elevado ajuste de impedancia, la carga consigue llegar, proporcionando así la indeseada actuación de la zona 3 de dicho relé.

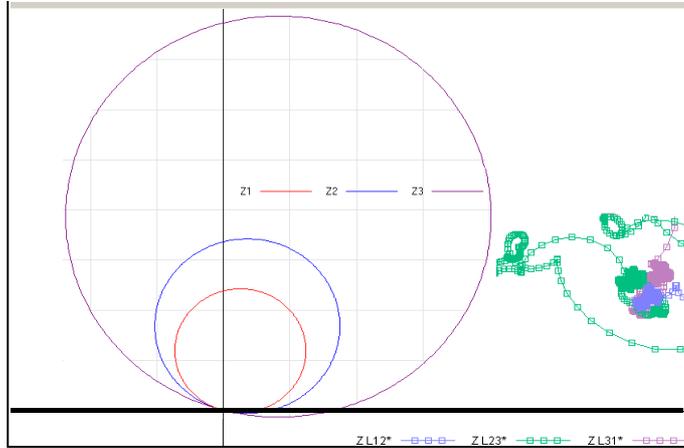


Figura 15. Impedancia aparente vista por un relé de característica circular

Es aquí donde concentramos nuestra atención, debido a que los criterios de ajuste de una zona (zona 3 para este caso), los cuáles son independientes y autónomos para cada empresa e ingeniero en particular, de la mano con el comportamiento propio de cada sistema, influyen de manera indeseada sobre el buen funcionamiento en el disparo de los relé.

Para este caso, se hizo uso de un criterio de ajuste zona 3 usado muy comúnmente, ocasionando malestar en los sistemas de potencia. Este ajuste hacia referencia a que se debían tener en cuenta dos casos dependiendo de la topología de la red. El primero casi consideraba la línea adyacente mas larga y en el segundo caso el 80% del transformador adyacente. Por su parte, la temporización era 1 segundo para cualquier caso.

$$Z_3 = 120\% (Z_{L1} + Z_{L_{ady}})$$

$$Z_3 = Z_{L1} + 80\% X_{trafo}$$

Donde,

Z_3 : Ajuste de zona 3

Z_{L1} : Impedancia de la línea a proteger

Z_{Lady} : Línea adyacente más larga

X_{trafo} : Impedancia del transformador adyacente

Así pues, queda demostrada la necesidad de proporcionar una mejora que debe tener en cuenta un nuevo criterio de ajuste que logre aumentar el nivel de confiabilidad sin dejar de lado la adecuada protección: “para la detección de fallas (operación como respaldo), sobrecargas peligrosas para los equipos (protección de equipos), y especialmente la continuidad en la operación ante contingencias”.

6. CONCLUSION

Los Relés son los dispositivos que cumplen la función de proteger el SIN. Su función de aislar tramos de línea que se encuentran fallados los convierte en los elementos primordiales para todo ente transmisor, consumidor y generador de energía. Su capacidad de programación y toma de decisiones ante eventos del sistema lo llevan a ser equipos que en muchas ocasiones trabajan independientes y logran mantener el sistema estable.

La capacidad que poseen los equipos de protección de mantener los sistemas de potencia en pie, se debe a la alta gama que existe actualmente de estos elementos, quienes combinados y tras un proceso de coordinación se encargan de vigilar a cada instante de tiempo que los parámetros establecidos para el buen funcionamiento permanezcan dentro del rango o en su defecto realizar operaciones que mantengan dichos parámetros.

De acuerdo con las definiciones anteriores, se puede decir que la fiabilidad es relativamente más fácil de obtener que la seguridad, dado que existen métodos para asegurarla, como por ejemplo la redundancia en los sistemas de protección y el respaldo local y remoto, mientras que para obtener seguridad sería necesario simular todas las condiciones posibles a las cuales estará sometido el relé y no se podría garantizar que todas fueron simuladas. En vista de todo lo anterior se puede concluir que cuando se aumenta la fiabilidad se disminuye en cierto grado la seguridad y viceversa.

Para lograr una máxima continuidad en el servicio se debe alcanzar, tanto la selectividad como la coordinación, de manera tal, que en el momento de una falla

en el sistema este presente el criterio de selectividad buscando despejar exactamente la línea que se encuentra en falla y el criterio de coordinación para realizar esta operación lo mas rápido posible.

La experiencia operativa en Colombia, demuestra que se tiene una tendencia a utilizar esquemas que buscan fiabilidad, por ejemplo de doble protección principal, sin embargo, las líneas que requieren alta fiabilidad y velocidad por problemas de estabilidad, se prefieren proteger con relés de protección de línea que tengan principio de funcionamiento diferente. Esto mejora substancialmente la fiabilidad pero afecta la seguridad.

Pese a que las protecciones eléctricas llevan consigo criterios individuales de ajuste y coordinación, queda en manos de la empresa, del criterio del ingeniero a cargo, y de cada sistema en particular el correcto funcionamiento de estos dispositivos de protección.

Para los ajustes de zona 1, debido a su característica de disparo instantáneo, se hace indispensable considerar aspectos que pueden llevar a un mal funcionamiento de esta zona, como lo son: errores en los elementos de medida, error en el relé, efecto infeed y/o longitudes de las líneas. Para lograr esto, se debe tener en cuenta un margen de seguridad para los ajustes de manera tal que se contrarreste el error de los equipos, además de estudios eléctricos para el cálculo de las corrientes que contribuyen a la falla con el fin de no desprestigiar el efecto infeed.

7. RECOMENDACIONES

Una forma de lograr la seguridad podría ser la instalación en serie de los contactos de disparo de dos protecciones que protegen el mismo equipo, de modo que se requiera que ambas protecciones vean la falla para dar orden de disparo. La fiabilidad en este caso se lograría colocando los contactos de dichas protecciones en paralelo, de tal forma que cualquiera de las dos que vea la falla produzca el disparo.

Para los ajustes de zonas 2 de un relé de distancia local, es necesario considerar la topología de la red, debido a que las líneas de las subestaciones remotas pueden llegar a interferir en los criterios que se tuvieron para el ajuste y coordinación de la zona 2 del relé local. Para esto se debe realizar un estudio (simulación, cálculo o historial) en donde se tenga en cuenta la contribución de corriente de los distintos elementos hacia el punto de falla. Como criterio propio encontramos que es posible dar solución a este inconveniente con solo la modificación de la coordinación sin interferir en los criterios de ajuste, ya que en algunos casos el alcance de la zona podría poner en riesgo otros elementos de importancia al ser modificado.

Antes de habilitar la función de detección de la oscilación de potencia incluida en los relés multifuncionales, se debe estudiar cuidadosamente la lógica que la habilita para conocer cuál va a ser el desempeño del relé en el caso de presentarse una oscilación de potencia. Lo anterior es importante dado que, generalmente, la función de oscilación de potencia bloquea zonas de la protección distancia, pero en algunos relés, no hay una lógica que permita el desbloqueo de la función, si se presenta una falla posterior de cualquier tipo (monofásica a tierra, bifásica aislada, etc.), evitando que el relé opere para esta condición; y en

consecuencia no la despejará dado que no ha sido desbloqueada la función distancia. Además, a título propio consideramos que cuando se habilite la función de oscilación de potencia, se debe verificar el correcto funcionamiento de ésta, es decir, que cuando se presente una oscilación de potencia el relé sea bloqueado y garantizar que el relé tenga alguna forma de desbloqueo por corriente, en caso de una posterior falla.

Para el buen funcionamiento del relé mas específicamente en su zona 3, se debe adoptar un sistema de detección de oscilación de potencia obligatorio, con el fin de que para toda operación normal en el SIN, el relé se bloquee y no produzca fallas indeseadas. Para la implementación de este sistema, se debe realizar estudios de flujos de carga, estudios de oscilaciones de potencia, estudios de pérdida de carga y/o deslastre de la misma, con el fin de buscar parámetros y ajustes adecuados para los valores que se le ingresen al relé en su sistema de detección de movimiento de la carga en operación normal, de tal forma que los tiempos y los valores de resistencia que se ajusten, sean los apropiados y certeros en los criterios de ajuste del relé, y este no opere indeseadamente. Sin embargo, creemos que si en los relé que no incluyen estas opciones, se realiza una delimitación de los alcances con una característica de la carga en el plano R-X de tal manera que cubra las diferentes incursiones que ésta podría tener en todos los cuadrantes, se podría llegar a un ajuste ideal que evite la entrada de la carga a la zona de disparo.

8. BIBLIOGRAFIA

- IEB Ingeniería Especializada S.A. – Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN.
- Mason Russell, The Art & science of protective relaying, General Electric
- MONTANÉ SAMPRÁ, Paulino Y Fuerza eléctrica de Cataluña, S.A. –FECSA. PROTECCIONES EN LAS INSTALACIONES ELECTRICAS, Marcombo bolxaren editores, ISBN 84-267-0688-6
- Libro de Instrucción 1MRW512029-MEN (IB 40.512), REL 512 Terminal de Protección de. Distancia de Línea, ABB Inc. Marzo de 2000.
- ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
Comité de operación económica del sistema interconectado nacional (COES-SINAC) www.coes.org.pe
- NERC. System Protection and Control Task Force
Presented to the Edison Electric Institute. Minneapolis, MN. October 11, 2004
- Siemens. Power Guide. Power System Protection.
Protection Coordination.

AUTORIZACIÓN

Yo CAMILO JAVIER ECHENIQUE VERGARA identificado con cedula de ciudadanía 73.212.093 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía titulado “IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA” y publicarlo en el catálogo on-line de la Biblioteca.

CAMILO JAVIER ECHENIQUE VERGARA

AUTORIZACIÓN

Yo JAIR PINEDA ANGARITA identificado con cedula de ciudadanía 91.508.428 de Bucaramanga, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de monografía titulado “IMPLICACIONES DE LOS ALCANCES DE LAS PROTECCIONES DISTANCIA SOBRE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA” y publicarlo en el catálogo on-line de la Biblioteca.

JAIR PINEDA ANGARITA