

Protección Sistemas Eléctricos



INDICE

1 PROTECCIÓN DE GENERADORES	3
1.1 Protección de Estator.....	3
1.1.1 Contra Cortocircuito Entre Fases.....	4
1.1.2 Contra Cortocircuito Entre Fases y Tierra.....	4
1.1.3 Contra Cortocircuito Entre Espiras Misma Fase y Fases Abiertas.....	7
1.1.4 Contra Sobrecalentamiento del Estator.....	7
1.1.5 Contra Sobretensiones.....	8
1.2 Protección del Rotor.....	8
1.2.1 Contra Cortocircuito a Tierra del Campo.....	8
1.2.2 Contra Sobrecalentamientos del Rotor.....	10
1.2.3 Contra Pérdida de Excitación.....	10
1.3 P. de Respaldo-Fallas Externas al Generador.....	11
1.4 Protección Contra Motoreo.....	11
2 PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN	12
2.1 Elección Relés de Distancia - Diagrama R-X.....	12
2.2 Protección Relés de Distancia de Tierra.....	12
2.2.1 Medición Impedancia Secuencia Positiva.....	12
2.2.2 Medición Impedancia Secuencia Cero.....	14
2.2.3 Análisis de los Dos Principios Básicos.....	15
2.3 No compensación de Ángulo.....	15
2.4 Compensación Efecto Mutuo Circuitos Paralelos.....	17
2.4.1 Medición de Impedancia.....	18
2.4.2 Error por No Compensación Efecto Mutuo.....	19
2.4.3 Relés de Distancia de Tierra.....	19
2.5 Efecto de las Contribuciones Intermedias.....	20
2.6 Protección con Equipos de Onda Portadora.....	22
2.6.1 Bloqueo Por Comparación Direccional.....	22
2.6.2 Protección por Transferencia de Apertura.....	23
3 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	26
3.1 Protección contra fallas internas.....	26
3.1.1 Protección Diferencial.....	26
3.1.2 Protección Buchholz.....	28
3.1.3 Protección restringida - fallas a tierra.....	29
3.1.4 Protección a masa o de estanque.....	30
3.2 Protección contra sobrecalentamiento.....	30
3.3 Protección de respaldo - fallas externas.....	31
4 PROTECCIÓN DE RESPALDO	32
4.1 Protección de respaldo remoto.....	32
4.2 Protección de respaldo local.....	33

1 PROTECCIÓN DE GENERADORES

Los generadores representan el equipo más caro en un sistema eléctrico de potencia y se encuentran sometidos, más que ningún otro equipo del sistema, a los más diversos tipos de condiciones anormales.

Las razones que se exponen a favor de minimizar la cantidad de equipos de protección automática son:

- A razón de más equipo automático, mayor es el mantenimiento, y si el mantenimiento es defectuoso el equipo se torna menos confiable.
- El equipo automático puede actuar incorrectamente y desconectar el generador de forma innecesaria.
- En algunas ocasiones, el operador puede evitar que un generador salga fuera de servicio en el caso de que su salida implique un trastorno significativo para el sistema eléctrico al que se encuentra conectado.

Casi la totalidad de las objeciones a los equipos de protección automática no apuntan a que el relé no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo al generador fuera del servicio.

No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador; pero tampoco puede evitarse ese daño mediante la falta de una protección necesaria.

En casi la totalidad de los países de nuestra Región, la protección de los generadores frente a la posibilidad de daños significativos es más importante que la protección a la continuidad momentánea del servicio del sistema eléctrico al que están conectados.

Una consideración a tener en cuenta al analizar las protecciones de un generador y que no se manifiesta en los restantes equipos que conforman un sistema eléctrico, es el hecho que la apertura de su interruptor principal es condición necesaria, pero no suficiente para evitar la prolongación de ciertos daños.

1.1 Protección de Estator

El estator de un generador puede verse expuesto a las siguientes clases de cortocircuitos y condiciones anormales de operación:

Cortocircuito entre fases

Cortocircuito entre fase y tierra

Cortocircuito entre espiras de una misma fase

Fase abierta

Sobrecalentamiento

Sobretensión

1.1.1 Contra Cortocircuito Entre Fases

Este tipo de cortocircuitos genera la circulación de elevadas corrientes. Estas pueden producir daños significativos en el lugar del cortocircuito. Se trata de uno de los cortocircuitos mas perjudiciales que puede tener lugar en el estator de un generador, ya que en el caso de no ser despejado prontamente puede originar la destrucción de las láminas del estator en el área del cortocircuito.

Para detectar el cortocircuito entre fases se utiliza el principio de comparar, en las tres fases, la corriente que circula por el extremo del neutro con la que circula por el extremo de los bornes. Bajo condiciones normales, estas corrientes son idénticas. Por el contrario, cuando tiene lugar un cortocircuito surge una diferencia que es medida por un relé. La protección que se fundamenta en este principio de comparación se recibe el nombre de "protección diferencial longitudinal". Es una protección unitario o de zona, debido a que sólo se protege cada fase del generador en la zona situada entre los transformadores de corriente. Como consecuencia de esto, es inherentemente selectiva.

Es necesario recurrir a relés especiales denominados relés diferenciales, debido a la existencia de problemas tales como: distinto comportamiento de los transformadores de corriente para cortocircuitos externos al generador, diversos errores para los niveles de corriente de carga, etc. Estos relés contienen algún medio de retención, el cual varía de acuerdo con el fabricante, y que impiden que operen falsamente. Cuando opera la protección diferencial es usual que energice un relé auxiliar del tipo reposición manual. Este relé se encarga de dar las órdenes de:

- a) Apertura del interruptor principal del generador o del interruptor del lado de alta tensión del transformador de subida, en el caso de que se trate de un esquema en bloque
- b) Apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares de la unidad, en el caso de que exista.
- c) Apertura del interruptor de campo.
- d) Detención de emergencia
- e) Inyección de CO₂.

El empleo de un relé auxiliar de reposición manual asegura que el generador no se pondrá en servicio nuevamente, sin que previamente se haya repuesto en forma manual el auxiliar.

1.1.2 Contra Cortocircuito Entre Fases y Tierra

El núcleo del estator se ve forzosamente comprometido cuando tiene lugar un cortocircuito entre fase y tierra del estator de un generador, debido a que, independientemente de la conexión del neutro del generador con respecto a tierra, la carcasa del generador se encuentra conectada a tierra. El daño que originará el cortocircuito a tierra en las láminas del estator estará supeditado a la intensidad de la corriente del cortocircuito y al tiempo que circule dicha corriente.

La intensidad de la corriente que circula, para un cortocircuito de fase a tierra en el estator, está condicionada por el tipo de conexión que tiene el neutro del generador. Dicha intensidad será máxima en el caso de que el neutro esté sólidamente conectado a tierra y será mínima si el neutro se encuentra desconectado físicamente de tierra y se opera con un sistema de tipo bloque.

Las normas de fabricación de los generadores determinan que los mismos resistirán los esfuerzos térmicos y mecánicos que surgen al producirse un cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes, siempre que el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra se

limite al valor del cortocircuito trifásico a través de la utilización de reactores o resistores entre neutro y tierra.

En este momento, surgen dos corrientes de opinión: los partidarios a dejar el neutro desconectado de tierra, con lo que se acataría la norma, y los que mantienen la idea de emplear un limitador de corriente entre neutro y tierra. Dentro de este último grupo, surge una variada separación entre diversas alternativas: resistencia, reactancia, transformador de distribución con resistencia secundaria y reactancia sintonizada o de Petersen.

- Protección de generador con neutro desconectado de tierra

Se trata de una de las alternativas con mayor difusión, particularmente con esquema en bloque, es decir generador conectado sin interruptor en el lado de alta tensión. Debido a que el enrollado de baja tensión del transformador es, generalmente, de conexión delta, los cortocircuitos de una fase a tierra en el lado del generador no se ven afectados por el sistema eléctrico conectado al lado de alta tensión del transformador. Como consecuencia del bajo nivel de las corrientes capacitivas que circulan en este caso para un cortocircuito de una fase a tierra, la protección longitudinal no podrá individualizar el cortocircuito.

Otro método para detectarlo radica en la medición del desplazamiento que experimenta el neutro con respecto a tierra. El esquema usual es medir esta tensión de desplazamiento por medio de la conexión entre neutro y tierra de un transformador potencial e instalar en su secundario un relé de tensión. Aún cuando se tomen algunas precauciones, generalmente no es posible con este tipo de protección detectar cortocircuitos en el 5% del enrollado próximo al neutro. Las corrientes que circulan para un cortocircuito en esta zona de insensibilidad son bastante pequeñas debido a que la f.e.m. que las hace circular es solo el 5% de la normal. Como consecuencia de esto, en muchos países se considera admisible este porcentaje de 95% de protección; pero suele desconectarse el generador del servicio y abrir el interruptor de campo.

Una opción alternativa a la del transformador de potencial en el neutro, pero basada en el mismo principio, es la de conectar un transformador de potencial trifásico en los bornes del generador. Dicho transformador trifásico posee su primario conectado en estrella con neutro a tierra y su secundario en delta con un vértice abierto en el cual se conecta el relé de tensión.

Si los generadores, con neutro desconectado de tierra, realizan su trabajo en paralelo sobre una barra al nivel de tensión de generación, los anteriores sistemas de protección no serían selectivos. Sólo sirven para el lapso de puesta en marcha y antes de que entren en paralelo.

- Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de una resistencia o reactancia

Las normas de fabricación de generadores establecen la necesidad de conectar a tierra el neutro de los generadores mediante una resistencia o una reactancia, con el propósito de limitar la corriente de cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes a un valor por lo menos similar al de la corriente para un circuito trifásico en sus bornes.

No obstante, en la práctica, se intenta limitar el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra a sólo un porcentaje de la del trifásico, debido a que de tener lugar el cortocircuito en el interior del generador los daños se reducen. Aquí, nuevamente existen variedades de opiniones. Algunos mantienen la idea de reducir sólo al 50% del valor del cortocircuito trifásico y otros son partidarios de limitar la corriente a sólo unos cientos de amperes. Para la elección de uno u otro valor, se debe tener en cuenta los efectos transitorios que surgen debido a la existencia de esta impedancia de neutro y la capacidad a tierra. Con respecto al problema del sistema de protección a adoptar, puede establecerse que si la corriente que circula es considerable, la protección diferencial longitudinal detecta y protege esta forma de cortocircuito. No obstante, es conveniente adicionar un relé de sobrecorriente residual con un ajuste de tiempo largo que respalde a la diferencial para casos de cortocircuitos muy próximos al neutro y

particularmente en los momentos en que el generador aún no se encuentre conectado al Sistema.

En el caso que la corriente del cortocircuito de una fase a tierra se limite a valores muy bajos, ya no es adecuado confiar en la protección diferencial longitudinal. En este caso, se diferencian dos sistemas de protección, según si la central se encuentra dispuesta en bloque o con barra a la tensión de generación.

En el primer caso (central dispuesta en bloque), es suficiente detectar la corriente residual (3 veces la corriente de secuencia cero) por medio de la instalación de un transformador de corriente en el neutro y el empleo de un relé de sobrecorriente.

Si la central tiene una disposición con barra a la tensión de generación se emplea un sistema de protección similar al de la diferencial; pero limitada sólo a las corrientes residuales. Deben conectarse transformadores de corriente en los bornes del generador de modo que sus secundarios estén en paralelo y suministren así la corriente residual. Esta corriente es cotejada con la corriente medida en el neutro y la diferencia se hace circular por un relé diferencial. La protección se complementa con un relé de sobrecorriente de tiempo que sirve para proteger los cortocircuitos en la zona de barras.

· Protección de generador con neutro conectado a tierra a través de un transformador de distribución

En las centrales con equipos dispuestos en bloque se tiende a conectar el neutro del generador a tierra mediante el enrollado de alta tensión de un transformador monofásico de distribución. Una resistencia y un relé de sobretensión se conectan al enrollado de baja tensión del transformador. Dicho sistema de conexión del neutro es considerado del tipo resistivo, debido a que lo se consigue al conectarla mediante el transformador de distribución es reducir el valor óhmico y su capacidad de disipación. A través de la elección del valor de la resistencia secundaria es posible regular la intensidad de la corriente que circulará en el punto del cortocircuito y como consecuencia, el daño en el núcleo. El valor máximo de la resistencia se encontrará determinado por las sobretensiones transitorias que surgen por el fenómeno de ferresonancia. Para lograr limitar estas sobretensiones a valores no peligrosos, la resistencia no debe tener un valor superior que:

$$R = \frac{x_c}{3 N^2} \text{ (Ohm)} \quad \text{donde:}$$

x_c : reactancia capacitiva total a tierra por fase de los enrollados del generador, de los condensadores de protección, de los cables o barras de conexión y del enrollado de baja tensión del transformador elevador.

N: razón entre el lado de alta tensión al lado de baja tensión del transformador de distribución.

El valor de la resistencia que surge a partir de la ecuación anterior limitará el valor máximo instantáneo de la tensión transitoria a tierra a alrededor de 260% del valor normal de cresta de fase a tierra.

Cuando este sistema de protección trabaja se da orden de detención al generador, y se abre el interruptor de campo.

1.1.3 Contra Cortocircuito Entre Espiras Misma Fase y Fases Abiertas

Un cortocircuito entre espiras de una misma fase debe ser localizado y el generador desconectado del sistema, debido a que puede convertirse con facilidad en un cortocircuito de fase a tierra comprometiendo el núcleo del estator. Esta clase de cortocircuito no surge en grandes generadores que poseen una vuelta por fase por ranura (barra Roebel); además, no pueden ser detectados a través de la protección diferencial longitudinal, debido a que ésta se basa en el principio de comparación serie, y en este caso, por ser una perturbación serie no existe diferencia entre la corriente que circula por el principio de la fase y la que circula por el final.

El sistema de protección que se aplica para esta clase de cortocircuito depende de la disposición constructiva del generador. La protección difiere en el caso de un generador con dos enrollados por fase o con un solo enrollado por fase.

En el primero de los casos el cortocircuito entre espiras puede localizarse cotejando las corrientes de los dos enrollados que constituyen la fase. La protección que emplea este principio de comparación paralela recibe el nombre de protección diferencial transversal. La sensibilidad del relé que se emplee dependerá de la no igualdad de los dos enrollados que componen cada fase y del comportamiento desigual de los transformadores de corriente. Una solución posible radica en emplear un transformador de corriente de dos primarios y un secundario que alimenta el relé. Se trata de un transformador del tipo ventana, conformado por dos ventanas y una pierna central en donde se enrolla el secundario; por cada ventana pasa cada cable correspondiente a cada enrollado y la diferencia surge magnéticamente. Debido al tipo de comparación paralela en que esta protección se basa, puede localizar cortocircuitos de un enrollado a tierra, de dos enrollados de distintas fases, al igual que la apertura de uno de los enrollados. Existen especialistas partidarios de que la protección diferencial transversal anule a la longitudinal, particularmente en el caso de la conexión en bloque en que la protección diferencial del transformador cubre también el generador. La protección diferencial del transformador protege contra cortocircuitos entre fases en aquellas zonas exteriores a los puntos de unión de las subfases. Los defensores de la protección diferencial longitudinal, no obstante de reconocer las cualidades de la transversal, insisten en la ventaja de instalarla debido a que facilita la localización del cortocircuito.

Si se trata de un generador con un solo enrollado por fase, puede localizarse el cortocircuito entre espiras y también la fase abierta a través del método de medir la tensión al neutro de cada fase del generador. Es necesario conectar en los bornes del generador un transformador de potencial con su primario conectado en estrella y se une su neutro con el del generador, el secundario del transformador se conecta en delta con un vértice abierto del cual se alimenta un relé de sobretensión que mide la tensión residual ($3 V_0$). El relé puede ser ajustado de manera que diferencia entre la tensión residual producida por un cortocircuito entre espiras y un cortocircuito a tierra externo al generador. Esto es factible debido a que el circuito para el cortocircuito a tierra externo abarca la impedancia de neutro, mientras que el cortocircuito entre espiras reacciona directamente en el enrollado del transformador de potencial que se encuentra conectado en paralelo con el enrollado de cada fase de la máquina. Si se trata de generadores con neutro conectado a tierra mediante resistencias de bajo valor, el relé debe poseer un elemento de tiempo que le posibilite coordinarse con cortocircuitos de fase a tierra externos al generador.

Existe un sistema de protección alternativo basado en el hecho de que cualquier asimetría en las corrientes estáticas hace circular componentes de secuencia negativa, las cuales producen un campo rotatorio que gira a la misma velocidad que el campo de secuencia positiva pero en sentido contrario, por lo tanto induce en el rotor corrientes de doble frecuencia. Dichas corrientes pueden localizarse a través de la conexión en el campo de un relé sintonizado a esa frecuencia, de manera que detecte los cortocircuitos asimétricos externos al generador.

1.1.4 Contra Sobrecalentamiento del Estator

Las principales causas del sobrecalentamiento del estator de un generador radican en:

- a) Desperfecto en el sistema de refrigeración
- b) Sobrecarga
- c) Cortocircuito de varias láminas del estator

Es usual la protección contra sobrecalentamientos del estator mediante relés del tipo imagen térmica diseñados de manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estáticas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierra sus contactos. Esta protección cuenta con la desventaja de solamente operar para sobrecalentamientos originados por una sobrecarga y no protege contra los sobrecalentamientos producidos por desperfectos en el sistema de refrigeración o por cortocircuitos de las láminas del estator.

En la actualidad, se protege contra sobrecalentamiento del estator a través de detectores de temperatura embebidos en varios puntos del enrollado. Estos transmiten cíclicamente su información a un instrumento, el cual al alcanzar en algún punto una temperatura crítica envía la orden de apertura. Mediante este sistema de protección, pueden detectarse calentamientos muy localizados, tales como los que se producen por cortocircuito de las láminas.

1.1.5 Contra Sobre tensiones

La sobrevelocidad originada por pérdidas de carga o desperfectos en el regulador de tensión producen sobre tensiones.

Toda sobre tensión asociada con una sobrevelocidad será controlada por el regulador automático de tensión. No obstante, en las unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido o reflejado tan rápidamente y puede originarse una sobrevelocidad. En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad. Como consecuencia, suele instalarse protección de sobre tensión en generadores accionados por turbinas hidráulicas y también por turbinas de gas; pero no con turbinas a vapor.

Se emplean relés de sobre tensión de dos elementos: un elemento instantáneo que trabaja con 25% de sobre tensión (gas) y 40% (hidráulica) y otro elemento que opera con 10% de sobre tensión. La operación del relé de sobre tensión da orden de apertura al interruptor del generador y al del campo.

1.2 Protección del Rotor

El rotor de un generador puede verse afectado por los siguientes tipos de cortocircuitos y condiciones anormales de operación:

- Cortocircuito a tierra del campo
- Sobrecalentamiento del rotor debido a corrientes asimétricas en el estator
- Pérdida de excitación

1.2.1 Contra Cortocircuito a Tierra del Campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador. No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del enrollado de campo cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del enrollado de campo

estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará. Al cortocircuitarse parte del enrollado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de descansos de pedestal, lo que ha originado que el rotor raspe contra el estator. Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por períodos muy largos.

Usualmente, se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el primer cortocircuito a tierra en el campo de un generador tienen en común el hecho que emplean el punto del cortocircuito a tierra para cerrar un circuito eléctrico en que el relé de protección forma parte de ese circuito.

- Método potenciométrico

Este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el enrollado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relé de sobretensión.

Todo cortocircuito a tierra en el enrollado del campo originará una tensión mediante los terminales del relé. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los extremos del enrollado del campo, y se reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del enrollado.

La desventaja de este sistema radica en que existirá una zona de insensibilidad para cortocircuitos en el centro del enrollado de campo. Para conseguir detectar un cortocircuito en esta posición, se suele desplazar la derivación central mediante una botonera o interruptor.

La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho que no necesite una fuente auxiliar.

- Método de inyección de corriente alterna

Este sistema abarca un transformador de fuente auxiliar e c.a. y su funcionamiento implica que un extremo del primario de este transformador se conecta a tierra y el otro extremo se conecta vía un relé de sobretensión y un condensador en serie a uno de los extremos del enrollado principal de campo.

Al tener lugar un cortocircuito a tierra el circuito del relé se completa, siendo la corriente a través del relé independiente de la tensión de la excitatriz y solamente una función de la resistencia en el punto del cortocircuito.

Este sistema carece de zona de insensibilidad, pero posee la desventaja que siempre tiene lugar una pequeña corriente de fuga que circula como consecuencia de la capacidad entre el enrollado de campo y masa del rotor, la que está conectada a tierra, y que puede tener consecuencias perjudiciales en los descansos de la máquina. La otra desventaja es que si llega a perderse la alimentación auxiliar de c.a. la protección se torna inoperativa.

- Método de inyección de corriente continua

Este sistema es similar al de inyección de c.a. y abarca un transformador /puente rectificador. El polo positivo de salida del puente se conecta a tierra, mientras que el polo negativo se conecta vía relé y al polo positivo del enrollado principal de campo. Este sistema posee todas las ventajas del de inyección de c.a., sin la desventaja de la circulación de las corrientes de fuga mediante los descansos del rotor.

1.2.2 Contra Sobrecalentamientos del Rotor

La circulación de corrientes de secuencia negativa en el estator de un generador, producidas por cortocircuitos asimétricos internos o externos al generador y cargas desequilibradas, originan un campo rotatorio que gira con una velocidad igual al doble de la sincronía con respecto al rotor e inducen en el fierro de éste corrientes de una frecuencia doble de la fundamental. Dichas corrientes originan un sobrecalentamiento del rotor y pueden producir importantes daños si el generador continúa operando en esas condiciones. Esta situación tiene lugar particularmente en los generadores accionados por turbinas a vapor con sus rotores del tipo cilíndrico.

La distintas normas de fabricación establecen el tiempo en que el generador puede operar en dichas condiciones sin peligro que se originen daños permanentes, mediante una expresión del tipo: $I_2^2 T=K$, en donde K es una constante que depende del tipo de generador y la forma de su refrigeración, I_2 es el promedio de corriente de secuencia negativa en el período de tiempo T en segundos.

Los cortocircuitos asimétricos internos al estator son despejados por los sistemas de protección. En cambio, los cortocircuitos asimétricos externos, incluyendo fases abiertas, pueden permanecer indetectados o continuar por un período significativo dependiendo de la coordinación de las protecciones del sistema.

Es usual instalar una protección en base a un relé de sobrecorriente de secuencia negativa con una característica que siga en la mejor forma posible la curva $I_2^2 T=K$ permitida para la máquina. Generalmente, esta protección desconecta el generador del servicio. Además, suele incluirse un elemento instantáneo que sólo da alarma.

1.2.3 Contra Pérdida de Excitación

En el caso que un generador pierda su excitación, trabaja como generador de inducción girando a una velocidad mayor a la síncrona. Los generadores con rotor cilíndrico no están adecuados para estas operaciones, debido a que no tienen enrollados amortiguadores que puedan llevar las corrientes inducidas en el rotor. El tiempo para alcanzar un sobrecalentamiento peligroso puede ser tan corto como 2 a 3 minutos.

El estator de cualquier clase de generador síncrono puede sobrecalentarse debido a la sobrecorriente en los enrollados del estator mientras la máquina está operando como un generador de inducción.

Algunos sistemas no pueden tolerar la operación continuada de un generador sin excitación. En el caso de que el generador no sea desconectado inmediatamente cuando pierde su excitación pueden surgir problemas de inestabilidad y ocurrir una pérdida de servicio mayor en el sistema eléctrico, debido a que un generador sin excitación adquiere potencia reactiva del sistema en una cantidad que puede ser 2 a 4 veces su potencia nomina. Además, es probable que el generador antes de perder su excitación haya estado entregando potencia reactiva al sistema. Como consecuencia de esta potencia reactiva tomada repentinamente del sistema y de la potencia reactiva que deja de entregar el generador, puede producirse una disminución general de tensión en el sistema, la que a su vez, puede producir una gran inestabilidad a menos que otros generadores puedan automática e inmediatamente tomar la carga reactiva adicional.

Como consecuencia de lo expuesto, es recomendable la instalación de un sistema de protección contra la pérdida de excitación.

En el caso de que dicha pérdida, sea originada por un desperfecto en la excitatriz, el circuito de campo permanece intacto y el relé no trabaja debido a que lo mantienen las corrientes inducidas producidas por el deslizamiento.

El sistema de protección más selectivo contra la pérdida de excitación es la utilización de un relé de distancia direccional, del tipo circular (mho o de impedancia) con su centro localizado en el eje negativo de las X del diagrama R – X. Dicho relé es alimentado con tensiones y corrientes tomadas de los bornes del generador. Cuando se pierde la excitación, la impedancia medida en bornes del generador sigue una trayectoria desde un punto localizado en el primer cuadrante (condición normal de operación) a una región del cuarto cuadrante la cual se alcanza solamente cuando la excitación se ha perdido. Al operar la protección se da orden de apertura al interruptor de campo y se desconecta el generador del sistema, antes que el generador o el sistema resulten dañados.

1.3 P. de Respaldo-Fallas Externas al Generador

Es preciso instalar en los generadores protecciones de respaldo que impidan que el generador continúe entregando corriente de cortocircuito para fallas en el sistema eléctrico externo, como consecuencia de la no operación de las protecciones principales respectivas. Si se trata de cortocircuitos de una fase a tierra el relé de sobrecorriente inverso es satisfactorio. En el caso de cortocircuitos entre fases puede utilizarse un relé de sobrecorriente con control de tensión.

La elección entre estos dos tipos de relé depende del tipo de relé con el que la protección de respaldo debe coordinarse.

No se recomienda emplear relés de sobrecorriente simples, debido a que la curva de decremento de la corriente suministrada por el generador cae bruscamente a valores menores a su corriente nominal antes que el relé de sobrecorriente haya terminado su operación.

El relé de sobrecorriente de secuencia negativa debe ser considerado como una protección principal, cuyo ajuste está sujeto exclusivamente de las características de diseño que posea el generador para soportar las corrientes de secuencia negativa ($I_2^2 T=K$).

1.4 Protección Contra Motoreo

El efecto de un desperfecto en la máquina motriz es que el generador comienza a operar como motor tomando energía del sistema. El beneficio de instalar una protección contra motoreo recae en la máquina motriz o el sistema eléctrico y no en el generador. La seriedad de la condición de motoreo está sujeta al tipo de máquina motriz.

En las turbinas de vapor, de ocurrir fallas en el abastecimiento de vapor, se producirá un sobrecalentamiento como consecuencia de la fricción, con la posterior distorsión de los álabes de la turbina. En turbinas del tipo condensación la velocidad de subida de la temperatura es baja y no se requiere tomar una acción inmediata. No obstante, con unidades del tipo contra presión la temperatura puede aumentar rápidamente a niveles peligrosos. Por esto, debe tomarse una medida inmediata para evitar el motoreo.

En los motores diesel es adecuado instalar protección contra motoreo, debido al peligro de incendio o explosión por el combustible no quemado.

La protección contra motoreo de generadores accionados por turbinas hidráulicas es adecuada en centrales inatendidas para evitar la cavitación de los álabes.

2 PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

2.1 Elección Relés de Distancia - Diagrama R-X

El relé de distancia tipo reactancia no depende de la componente de resistencia, debido a que está diseñado para medir solamente la componente de reactancia de la impedancia de la línea. Si se trata de una falla de una fase a tierra la impedancia en el punto de falla está constituida por la resistencia del arco en serie con la resistencia de puesta a tierra de la estructura. Para la protección de distancia contra fallas a tierra se prefieren los relés del tipo de reactancia.

En el caso de secciones de líneas muy cortas se prefieren los relés de distancia del tipo reactancia, debido a que mayor parte de la línea puede protegerse con alta velocidad. Esto debido a que los relés de distancia prácticamente no se ven afectados por la resistencia del arco, la cual puede ser bastante grande comparada con la impedancia de este tipo de línea.

El relé de distancia de tipo mho o admitancia es mas adecuado para la protección contra fallas entre fases en líneas largas y especialmente en donde pueden ocurrir oscilaciones de potencia muy severas. Debido a sus características distintivas, el relé mho se ve mas afectado por la resistencia del arco que cualquier otro relé de distancia, y por esa misma razón se le emplea en las líneas mas largas.

El relé de distancia de tipo impedancia es adecuado para proteger contra fallas entre fases en líneas de longitud media. La resistencia del arco afecta al relé de impedancia más que a un relé de reactancia, pero menos que a un relé de admitancia. Por el contrario, el problema de las oscilaciones de potencia afecta menos a un relé de impedancia que a un relé de reactancia pero más que a uno de admitancia.

Con el desarrollo de los relés estáticos, han surgido relés de distancia con características en el diagrama R – X que pueden tratarse de una elipse, con su eje mayor en el sentido de la impedancia de la línea, o paralelogramos, con sus lados más largos también en el sentido de la impedancia de la línea. Estas características pretenden lograr en un grado mayor las mismas cualidades que presenta el relé de admitancia. Las características de elipse y de paralelogramo se aplican a las líneas más largas

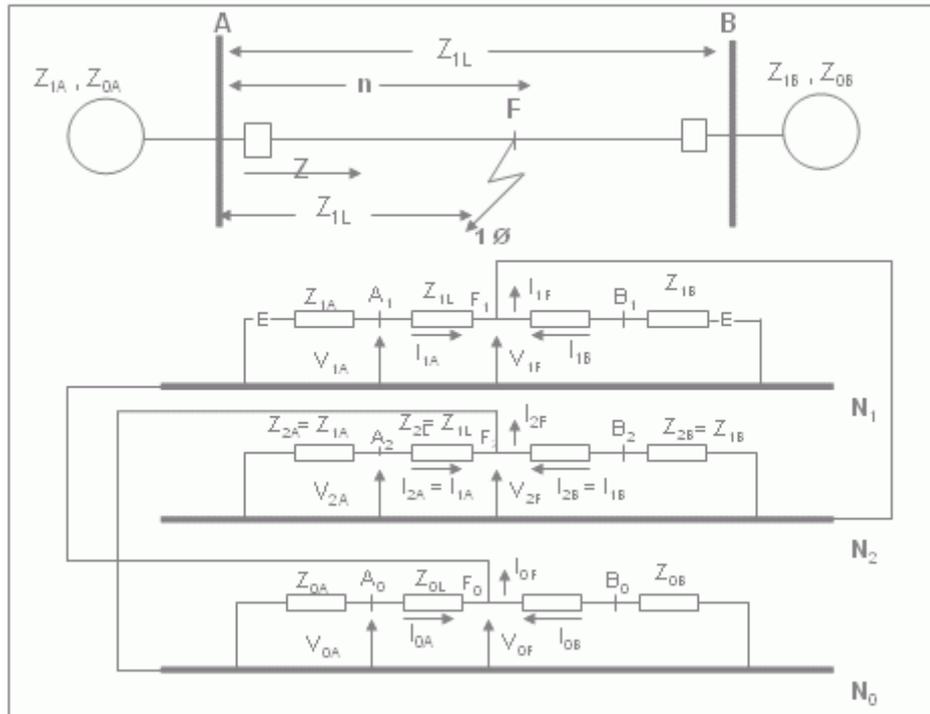
2.2 Protección Relés de Distancia de Tierra

Si se trata de fallas entre fases, sean éstas aisladas o conectadas a tierra, la razón entre las tensiones entre fases y las diferencias de corrientes de fases es igual a la impedancia de secuencia positiva que existe entre el punto de medida de dichas magnitudes y el punto de falla.

Los relés de distancia de tierra pueden basarse en la medida de la impedancia de secuencia positiva o de la impedancia de secuencia cero.

2.2.1 Medición Impedancia Secuencia Positiva

En la siguiente figura se observa una línea con alimentación bilateral tanto de secuencia positiva como cero.



Sea \$A_1\$ el punto de ubicación de la protección de distancia de tierra. Si se considera que las impedancias de secuencia negativa de los sistemas A y B son iguales a las de secuencia positiva, puede escribirse:

$$V_{1A} = V_{1F} + I_{1A} Z_{1L}$$

$$V_{2A} = V_{2F} + I_{2A} Z_{1L}$$

$$V_{0A} = V_{0F} + I_{0A} Z_{0L}$$

Si se suma miembro a miembro las ecuaciones anteriores, se obtiene para la tensión de la fase fallada en el punto de ubicación del relé:

$$V_{aA} = V_{aF} + 2 I_{1A} Z_{1L} + I_{0A} Z_{0L}$$

Si se supone que la falla es sin resistencia de falla, la tensión \$V_{aA}\$ será cero, la ecuación podrá escribirse de la siguiente forma:

$$V_{aA} = 2 I_{1A} Z_{1L} + I_{0A} Z_{0L}$$

Sumando y restando \$I_{0A} Z_{1L}\$ al segundo miembro de la ecuación anterior se llega a la siguiente expresión para \$Z_{1L}\$:

$$Z_{1L} = \frac{V_{aA}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} - 1 \right)}$$

Si se considera que:

$$\frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} = \frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}}$$

Se obtiene la siguiente ecuación:

$$Z_{1L} = \frac{V_{aA}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)}$$

La ecuación anterior pone de manifiesto que en el caso de adoptar la medida de la impedancia de secuencia positiva como principio básico, es necesario energizar los relés de distancia de tierra de cada fase con su tensión al neutro y su corriente por fase mas una cierta fracción de la corriente de secuencia cero. Dicha fracción depende de la razón entre las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea. A esta corriente adicional se le denomina corriente de compensación.

Si se trata de relés a distancia de tierra que emplean el principio de la compensación de corriente, solo el relé correspondiente a la fase fallada mide exactamente la impedancia de secuencia positiva existente hasta el punto de falla.

2.2.2 Medición Impedancia Secuencia Cero

Si se mide la caída de tensión de secuencia cero entre el punto de ubicación del relé y el de la falla, se cuenta con un método muy sencillo para determinar la impedancia de secuencia cero hasta el punto de falla, debido a que ésta es igual a la razón entre dicha caída y la corriente de secuencia cero respectiva. Este método exige sólo un relé.

En la práctica, no es posible medir dicha caída de tensión de secuencia cero, salvo que se realizaran lecturas simultáneas en ambos extremos de la línea. El método de compensación de tensión ha sido desarrollado con el objeto de obtener indirectamente dicha caída de tensión.

Si en la ecuación $V_{aA} = 2 I_{1A} Z_{1L} + I_{0A} Z_{0L}$ se resta una cierta parte "p" del producto $2 I_{1A} Z_{1L}$ se obtiene:

$$V_{aA} - 2pI_{1A} Z'_{1L} = 2 I_{1A} (Z_{1L} - pZ'_{1L}) + I_{0A} Z_{0L} \tag{1}$$

Si se supone que la falla F tiene lugar a una distancia "n" (en tanto por uno de la longitud total) se podrá expresar Z_{1L} en función de la impedancia Z'_{1L} total de la línea:

$$Z_{1L} = n Z'_{1L} \tag{2}$$

Sustituyendo (2) en (1) y dividiendo esta última por I_{0A} , se obtiene:

$$\frac{V_{aA} - 2pI_{1A} Z'_{1L}}{I_{0A}} = Z_{0L} + 2(n - p) \frac{I_{1A}}{I_{0A}} Z'_{1L} \tag{3}$$

Al diseñar el relé de cada fase de manera que trabaje con una tensión igual a la tensión al neutro de la fase respectiva, compensada en el término $2pI_{1A} Z'_{1L}$, y con una corriente igual a la de secuencia cero, el primer miembro de la ecuación (3) representará la impedancia "vista" por el relé de la fase "a". Designando dicha impedancia por Z_{aR} , podrá escribirse:

$$Z_{aR} = Z_{0L} + 2(n-p) \frac{I_{1A}}{I_{0A}} Z'_{1L} \quad (4)$$

La ecuación anterior indica que el relé de la fase fallada “ve” exactamente la impedancia de secuencia cero hasta el punto de falla, sólo si ésta tiene lugar en un punto en que se cumple que:

$$n = p$$

Para cualquier otro punto de ubicación de la falla, la impedancia vista por el relé es una función de la impedancia de secuencia cero hasta el punto de falla, de la impedancia de secuencia positiva del total de la línea y de la razón entre las corrientes de secuencia positiva y cero que circulan por el punto de ubicación del relé.

En la impedancia que ven los relés de las fases no falladas intervienen las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea y también las correspondientes a los sistemas A y B que interconecta la línea protegida.

2.2.3 Análisis de los Dos Principios Básicos

Los relés de distancia de tierra basados en el principio de la compensación de corriente se utilizan preferentemente a los de compensación de tensión. Esta preferencia se debe a las siguientes razones:

a) La realización práctica de la compensación de corriente es sumamente sencilla, debido a que sólo se requiere entregar un cierto porcentaje de la corriente de secuencia cero o de la corriente residual. Esto se logra a través de un autotransformador de corriente con derivaciones, con las cuales puede ajustarse el valor $(Z'_{0L} / Z'_{1L} - 1)$ correspondiente a la línea protegida. Por el contrario, en el caso de la compensación es necesario disponer de una malla que pueda ajustarse de modo de obtener el término pZ'_{1L} . además, se requiere un filtro segregante que brinde en el punto de ubicación del relé la componente de secuencia positiva y eventualmente la negativa.

b) Los relés de distancia basados en la compensación de corriente se ajustan en términos de la impedancia de secuencia positiva.

En los relés de distancia basados en el principio de la compensación de tensión el ajuste se efectúa principalmente en términos de la impedancia de secuencia cero. La exactitud del cálculo de esta impedancia depende de lo exacto que sea el conocimiento de la resistividad de tierra. La impedancia vista por el relé no sólo depende de la impedancia de secuencia cero, sino que también es función de la secuencia positiva. Este último término posee una influencia sustractiva para fallas localizadas en puntos que quedan dentro de la parte “p” de compensación, y aditiva en el caso de que el punto de fallas se encuentre ubicado a una distancia superior que la tomada para el ajuste de compensación.

2.3 No compensación de Ángulo

El relé de la fase fallada medirá exactamente la impedancia de secuencia positiva de la línea hasta el punto de falla, siempre que el término Z'_{0L} / Z'_{1L} pueda ajustarse en magnitud y en ángulo. Dicho ajuste es teóricamente posible, pero en la práctica es complicado realizarlo y generalmente se diseñan los relés de tierra de este tipo de manera de tomar en cuenta sólo la magnitud de dicha razón.

Cuando se habla de los ajustes de un relé de distancia se emplea el sinónimo “alcance”. Si de tener lugar una falla, un relé de distancia mide o “ve” una impedancia menor que la que realmente existe, se dice que el relé experimenta un sobrealcance o alargamiento. En cambio, si la impedancia medida o vista es superior que la real, se dice que sufre un bajo alcance o acortamiento.

La tensión al neutro que recibe el relé de la fase fallada es igual a:

$$V_{aA} = Z_{1L} \left(2I_{0A} + I_{0A} \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \left| \frac{\psi^0 - \psi^1}{\psi^0 - \psi^1} \right| \right)$$

La corriente brindada al relé de la fase fallada, suponiendo no compensación de ángulo es:

$$I_R = I_{aA} + I_{0A} \left(\left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| - 1 \right)$$

Si se considera además la relación $Z_{0L}/Z_{1L} = Z'_{0L}/Z'_{1L}$, podrá escribirse para la impedancia vista por el relé de la fase fallada la expresión:

$$Z_{aA} = Z_{1L} \frac{2I_{0A} + I_{0A} \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \left| \frac{\psi^0 - \psi^1}{\psi^0 - \psi^1} \right|}{I_{aA} + I_{0A} \left(\left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| - 1 \right)} \quad (5)$$

Suponiendo que se trata de una línea con alimentación unilateral en cuanto a secuencia positiva y cero podrá escribirse:

$$I_{1A} = I_{0A}$$

$$I_{aA} = 3I_{0A}$$

Reemplazando las igualdades anteriores en (5) se obtiene:

$$Z_{aA} = Z_{1L} \frac{2 + \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \left| \frac{\psi^0 - \psi^1}{\psi^0 - \psi^1} \right|}{2 + \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right|}$$

La fracción que multiplica a Z_{1L} representa el error que se incluye al no compensar el ángulo. Dicho error no implica una cantidad escalar, sino compleja y se designa E.

La ecuación para Z_{aR} puede escribirse de manera mas abreviada de la siguiente forma:

$$Z_{aR} = Z_{1L} E^{L\epsilon}$$

En la cual E y ϵ tendrán las siguientes expresiones:

$$E = \sqrt{1 - \frac{8 \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \sin^2 \left(\frac{\varphi_0 - \varphi_1}{2} \right)}{\left(2 + \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \right)^2}} \approx 1 - \frac{4 \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \sin^2 \left(\frac{\varphi_0 - \varphi_1}{2} \right)}{\left(2 + \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \right)^2} \quad (6)$$

$$\epsilon = \arctg \frac{\left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \sin(\varphi_0 - \varphi_1)}{2 + \left| \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} \right| \cos(\varphi_0 - \varphi_1)} \quad (7)$$

La ecuación (6) manifiesta que E es siempre inferior que uno, lo cual implica un sobrealcance del relé. ϵ (Ecuación 7) podría resultar negativo en caso que $(\varphi_0 - \varphi_1)$ sea menor que cero. De producirse esta situación, tendrá lugar un sobrealcance debido a que la reactancia medida por el relé habrá que calcularla de la siguiente ecuación:

$$X_{aR} = |Z_{1L}| E \sin(\varphi_1 + \epsilon)$$

En la práctica, φ_0 es superior que φ_1 , de manera que ϵ será positivo. La posibilidad de sobrealcance dependerá sólo de la mayor o menor influencia que tengan E y ϵ .

E decrece y crece ϵ cuando $(\varphi_0 - \varphi_1)$ crece. No obstante, el incremento de ϵ es mayor que la disminución de E. como consecuencia, resulta que la no compensación de ángulo tiene el efecto de producir un bajo alcance o acortamiento. El acortamiento crece cuando $(\varphi_0 - \varphi_1)$ crece.

En las líneas de transmisión corta, provista de alambre de tierra y con altas resistencias de pie de torre, puede ocurrir que φ_0 sea menor que φ_1 . en este caso, ϵ será negativo y tendrá lugar un alargamiento del relé. De producirse esta situación, su efecto deberá ser tenido en cuenta a elegir el alcance del relé en primera zona, debido a que por tratarse de una línea corta existen elevadas posibilidades de que el alargamiento origine una descoordinación.

2.4 Compensación Efecto Mutuo Circuitos Paralelos

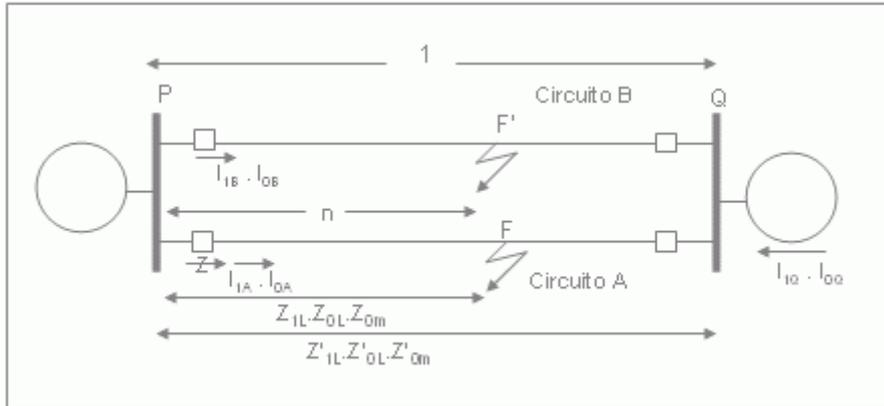
Cuando una línea de transmisión, protegida con relés de distancia de tierra, se encuentra constituida de un doble circuito o posee un trazado paralelo a otra línea, en la expresión de la tensión al neutro surgirá un término que representará la tensión inducida debido a la circulación de corriente de secuencia cero en el circuito paralelo.

El error que se comete al no compensar por efecto mutuo es perfectamente tolerable, debido a que tanto para fallas en el propio circuito como en el paralelo se producen acortamiento o bajo alcances, con excepción de un solo caso en que tampoco lleva a una descoordinación.

Si al realizar compensación de efecto mutuo sólo se considera el comportamiento del relé para fallas en su propio circuito, se corrige el error que en caso contrario se produciría. No obstante, para fallas en el circuito paralelo pueden surgir sobrealcances o alargamientos que pueden llegar a generar descoordinación.

2.4.1 Medición de Impedancia

En la figura siguiente se observa el caso de un doble circuito que une dos barras P y Q, a las cuales se conectan sistemas equivalentes que contribuyen con alimentación de secuencia positiva y cero para fallas que ocurren en el doble circuito. Se debe calcular la expresión de la impedancia medida en vista por el relé de distancia de tierra localizado en la barra P y en el circuito A, para una falla ubicada en F (en su propio circuito) y para otra ubicada en F' en el circuito B.



- Falla ubicada en su propio circuito

La tensión que recibe el relé de la fase "a" para una falla localizada en el punto F de su propio circuito, tendrá la expresión:

$$V_{aR} = 2I_{1A} Z_{1L} + I_{0A} Z_{0L} + I_{0B} Z_{0m}$$

Con el fin de independizar el efecto mutuo de la no compensación de ángulo, se supondrá que la compensación de corriente se efectúa tanto en magnitud como en ángulo. De esta manera, la impedancia que ve el relé de la fase "a" será:

$$Z_{aR} = Z_{1L} + \frac{I_{0B} Z_{0m}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} \quad (8)$$

La fracción del segundo miembro de la ecuación anterior representa el error que se comete al no efectuar la compensación de efecto mutuo.

- Falla ubicada en el circuito paralelo

La tensión que recibe el relé del circuito A situado en la barra P para una falla F' que ocurre a una distancia (1-n) de la barra Q será:

$$V_{aR} = 2I_{1A} (2 - n) Z'_{1L} + I_{0A} (2 - n) Z'_{0L} + I_{0B} Z_{0m} + 2I_{1Q} (1 - n) Z'_{1L} + I_{0Q} (1 - n) Z'_{0L} - (2I_{0A} + I_{0Q})(1 - n) Z'_{0m}$$

Al basarse en la misma suposición del caso anterior, la impedancia medida o vista por el relé del circuito A localizado en P, tendrá la siguiente expresión:

$$Z_{aR} = Z'_{1L} + (1 - n) Z'_{1L} + \frac{I_{0B} Z'_{0m}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} +$$

$$\frac{+ 2I_{1Q} (1 - n) Z'_{1L} + I_{0Q} (1 - n) Z'_{0L} - (2I_{0A} + I_{0Q})(1 - n) Z'_{0m}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} \quad (9)$$

El error por no compensación de efecto mutuo es sólo el tercer término del segundo miembro. El cuarto término es consecuencia del efecto de contribución del sistema Q y del propio sistema A, y por lo tanto, no desaparecerá aunque se realice compensación de efecto mutuo.

2.4.2 Error por No Compensación Efecto Mutuo

Con el fin de visualizar mejor el error que se comete al no realizar la compensación de efecto mutuo, tanto para una falla en su propio circuito como para falla en su circuito paralelo, se han realizado cálculos empleando las ecuaciones (8) y (9), y se han tenido en cuenta las siguientes combinaciones de condiciones y niveles de generación en los sistemas equivalentes P y Q:

- Contribución a la falla desde P; pero no desde Q.
- Contribución a la falla desde Q; pero no desde P.
- Contribución a la falla desde ambos extremos y con un nivel de cortocircuito trifásico igual.
- Contribución a la falla desde ambos extremos y con un nivel de cortocircuito trifásico desde P cinco veces mayor que desde Q.
- Contribución a la falla desde ambos extremos y con un nivel de cortocircuito trifásico desde Q cinco veces mayor que desde P.

Si se analiza la falla en el propio circuito, se concluye que el error cometido al no efectuar compensación de efecto mutuo es en el sentido de producir un acortamiento del relé, con excepción de los casos b) y e). En el caso b) ocurre un sobrealcance o alargamiento lo suficientemente considerable. No obstante, en dicho caso, no existe contribución a la falla desde P y, por lo tanto, el relé deberá trabajar con sólo la corriente que lleva el circuito B y que retorna por el circuito A hacia la falla. Dicha corriente se irá reduciendo a medida que la falla esté ubicada mas cerca de Q, tornándose 0 para una falla en esta última barra. Esta última situación es el caso en que de trabajar en primera zona, se produciría una descoordinación. En el caso e), también se produce un alargamiento o sobrealcance; pero éste tiene lugar para fallas localizadas antes del punto límite de la primera zona y, por lo tanto, carece de importancia. Fuera del alcance de la primera zona ocurre un acortamiento en todos los casos, excepto en el b).

2.4.3 Relés de Distancia de Tierra

La ecuación (8) muestra la impedancia vista por el relé de distancia de tierra para una falla localizada en el circuito que protege. Dicha ecuación puede escribirse de la siguiente manera, con el fin de explicitar la compensación de efecto mutuo que es necesaria llevar a cabo.

$$Z_{aR} = \frac{Z_{1L} \left[I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right) + I_{0B} \frac{Z'_{0m}}{Z'_{1L}} \right]}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)}$$

Si se considera que:

$$\frac{Z_{0m}}{Z_{1L}} = \frac{Z'_{0m}}{Z'_{1L}}$$

$$Z_{aR} = \frac{Z_{1L} \left[I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right) + I_{0B} \frac{Z'_{0m}}{Z'_{1L}} \right]}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)}$$

La ecuación anterior expresa que para que el relé mida con exactitud la impedancia hasta el punto de falla será necesario agregar a la corriente entregada al relé un nuevo término de compensación igual a $I_{0B}(Z'_{0m}/Z'_{1L})$, denominado compensación de efecto mutuo.

No obstante, no ocurre lo mismo con las fallas que surgen en el circuito paralelo. Si ocurre en la misma forma que en caso anterior, la ecuación (9) podrá escribirse:

$$Z_{aR} = Z'_{1L} + (1-n)Z'_{1L} + \frac{2I_{1Q}(1-n)Z'_{1L} + I_{0Q}(1-n)Z'_{0L}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right) + I_{0B} \frac{Z'_{0m}}{Z'_{1L}}} - \frac{(2I_{0A} + I_{0Q})(1-n)Z'_{0m}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right) + I_{0B} \frac{Z'_{0m}}{Z'_{1L}}} \quad (10)$$

Esta última ecuación manifiesta que el relé mide una impedancia igual a la que existe realmente hasta el punto de falla, pero mas un término correspondiente a la contribución a la falla del sistema Q, a la propia corriente del circuito protegido y a la corriente del circuito paralelo. Dicho término puede adquirir valores que hacen que el relé sufra alargamiento, acortamiento o ninguno de ambos, dependiendo de la combinación de las magnitudes de las corrientes involucradas.

Empleando la ecuación (10), se calcula la impedancia vista por el relé para una falla en el circuito paralelo y se arriba a la conclusión que a excepción del caso e), todos presentan problemas de alargamiento o sobrealcance, particularmente los casos a) y d).

2.5 Efecto de las Contribuciones Intermedias

Se conoce como contribución intermedia a la corriente que circula por parte de la línea protegida; pero que no circula por el punto de ubicación del relé.

En la mayoría de los casos las contribuciones intermedias producen el efecto de generar un acortamiento en el alcance de los relés de distancia tanto de fase como de tierra. El cálculo de dicho acortamiento es más complicado en los relés de distancia de tierra, debido a que en éstos también interviene la corriente de secuencia cero. Este acortamiento tiene efecto sólo en la segunda y tercera zona de operación del relé, ya que la contribución intermedia penetra en la línea en un punto situado dentro de la primera zona. Como consecuencia, para el ajuste del alcance de la segunda y tercera zona se debe calcular el máximo acortamiento por efecto de

las contribuciones, debido a que si dicho acortamiento no es tenido en cuenta, el relé no cumplirá con sus funciones de respaldo.

Pueden escribirse las siguientes relaciones para los componentes de secuencia de la tensión al neutro en el punto A de ubicación del relé:

$$V_{1A} = V_{1F} + (I_{1A} + I_{1C}) (Z''_{1L} + Z''_{1T}) + I_{1A} (Z'_i''_{1L} + Z'_i''_{1T})$$

$$V_{2A} = V_{2F} + (I_{1A} + I_{1C}) (Z''_{1L} + Z''_{1T}) + I_{1A} (Z'_i''_{1L} + Z'_i''_{1T})$$

$$V_{0A} = V_{0F} + (I_{0A} + I_{0C}) (Z''_{0L} + Z''_{0T}) + I_{0A} (Z''_{0L} + Z''_{0T})$$

Si se suma miembro a miembro las ecuaciones anteriores y considerando que $V_{aF} = 0$ se obtiene:

$$V_{aA} = 2(I_{1A}Z''_{1L} + I_{0A} + I_{0C} Z''_{0L} + 2I_{1A} (Z''_{1L} + Z''_{1T} + Z''_{1T}) + I_{0A} (Z''_{0L} + Z''_{0T} + Z''_{0T}) + 2 I_{1C} (Z''_{1L} + Z''_{1T}) + I_{0C} (Z''_{0L} + Z''_{0T}))$$

Sumando y restando en el segundo miembro de la ecuación anterior los términos $I_{0A}Z''_{1L}$; $I_{0A} (Z''_{1L} + Z''_{1T} + Z''_{1T})$; $I_{0A} (Z''_{1L} + Z''_{1T})$ y si se tiene en cuenta que: $2I_{1A} + I_{0A} = I_{aA}$; $2I_{1C} + I_{0C} = I_{aC}$, podrá escribirse para la impedancia vista por el relé de la fase "a", suponiendo que en este se realiza compensación de ángulo:

$$Z_{aR} = (Z'_{1L} + Z'_{1T} + Z''_{1T} + Z''_{1L}) + (Z'_{1T} + Z''_{1T} + Z''_{1L}) \frac{I_{0A} \left(\frac{Z''_{0L} + Z'_{0T} + Z''_{0T} - Z'_{0L}}{Z''_{1L} + Z'_{1T} + Z''_{1T}} - \frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} \right)}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} + (Z''_{1L} + Z''_{1T}) \frac{I_{aC} + I_{0C} \left(\frac{Z''_{0L} + Z'_{0T}}{Z''_{1L} + Z''_{1T}} - 1 \right)}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} \quad (11)$$

El segundo término del segundo miembro de la ecuación anterior representa el efecto que en el alcance del relé tiene el hecho que las razones Z_0/Z_1 sean distintas. El tercer término indica el efecto de la contribución media.

- Contribución intermedia de secuencia positiva y cero en el punto de conexión de dos líneas de igual tensión pero Z_0/Z_1 diferente.

La ecuación a emplear en este caso, surge de la ecuación (11) haciendo:

$$Z''_{1T} = 0$$

$$Z''_{1T} = 0$$

$$Z''_{0T} = 0$$

$$Z''_{0T} = 0$$

Resultando la siguiente expresión:

$$Z_{aR} = (Z'_{1L} + Z''_{1L}) + Z''_{1L} \frac{I_{0A} \left(\frac{Z''_{0L}}{Z'_{1L}} - \frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} \right)}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} + Z''_{1L} \frac{I_{aC} + I_{0C} \left(\frac{Z''_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} \quad (12)$$

De los dos términos correctivos que aparecen en la ecuación (12), el más relevante es el último, debido a que si bien pueden existir diferencias entre las razones Z_0/Z_1 de líneas de igual tensión (impedancias no homogéneas), dicha diferencia en la mayoría de las aplicaciones podrá despreciarse. Por el contrario, en el último término correctivo no sólo influyen las razones Z_0/Z_1 ; sino que principalmente las componentes de secuencia de la contribución intermedia. En casi la totalidad de los casos representa un término aditivo, y por lo tanto originará un acortamiento del alcance del relé. Será sustractivo y producirá un alargamiento, sólo si el ángulo de la fracción que lo constituye resulta negativo y de valor absoluto superior que el de Z''_{1L} , lo que en la práctica es imposible que suceda.

- Línea de doble circuito conectada a una de simple circuito de igual tensión sin contribución en el punto de conexión

Este caso puede deducirse también de la ecuación (11), pero asimilándolo a un caso de contribución. Para cada circuito de la línea de doble circuito puede considerarse que la corriente por el otro circuito constituye una contribución intermedia, si se supone que la falla está ubicada en la línea de simple circuito. Será necesario agregar el término como consecuencia del acoplamiento mutuo.

$$Z_{aR} = (Z'_{1L} + 2Z''_{1L}) + Z''_{1L} \frac{I_{0B} \frac{Z'_{0m}}{Z''_{1L}}}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} + Z''_{1L} \frac{2I_{0A} \left(\frac{Z''_{0L}}{Z''_{1L}} - \frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} \right)}{I_{aA} + I_{0A} \left(\frac{Z'_{0L}}{Z'_{1L}} - 1 \right)} \quad (13)$$

Si se desprecia el efecto mutuo y se considera que las líneas de doble y simple circuito tiene razones Z_0/Z_1 iguales, los relés de distancia de la línea de doble circuito ven el doble de la impedancia que existe realmente sobre el simple circuito.

2.6 Protección con Equipos de Onda Portadora

Cuando las condiciones del sistema eléctrico exigen que las fallas en una línea sean despejadas instantáneamente y con la apertura simultánea de los interruptores de sus extremos, ya no es posible protegerla con los esquemas convencionales de relés de distancia, operando el último interruptor con el tiempo de segunda zona para las fallas localizadas en el 10% al 15% cercano a las barras. En esos casos, se recurre al empleo de esquemas de protección en que los relés de distancia operan en combinación con equipos de onda portadora para lograr una operación rápida y simultánea de los interruptores de ambos extremos de una línea.

Existen dos esquemas de protección con relés de distancia que operan en combinación con señales de onda portadora ("carrier"). Uno es que esquema denominado "bloqueo de apertura por comparación direccional" y el otro es conocido como "transferencia de apertura".

2.6.1 Bloqueo Por Comparación Direccional

- Esquema de protección de bloqueo de apertura por comparación direccional

En este esquema, en cada uno de los terminales de las líneas existen:

- Elementos detectores de fallas (uno para fallas entre fases y otro para fallas a tierra) que no son direccionales y que inmediatamente que detectan la falla envían señales, vía onda portadora, que implican un bloqueo de apertura a su respectivo terminal remoto.

b) Elementos direccionales (uno para fallas entre fases y otro para fallas a tierra) que al operar interrumpen el envío de la señal de bloqueo y en el caso de no recibirse señales de bloque del terminal remoto, abren el interruptor respectivo.

Los detectores de falla, tanto de fase como de tierra, se ajustan de manera que su alcance sea mayor o al menos igual que el de los elementos direccionales del mismo terminal y del terminal remoto.

Análisis del funcionamiento de las protecciones del tramo AB para fallas internas y externas a él

– Falla interna: inmediatamente después de producirse la falla F, trabajan los detectores de falla en ambos terminales y, como consecuencia, se envían señales de bloqueo de apertura a los terminales opuestos. Algunos milisegundos luego, operan los direccionales en A y en B, con los cuales se interrumpen las señales de bloqueo respectivas.

Debido al hecho de haber operado los direccionales y no recibirse señales de bloqueo en ninguno de los terminales, tiene lugar la apertura simultánea de los interruptores en los extremos del tramo AB.

– Falla externa: el análisis es referido a la terminal C y se supone una falla en el tramo AB. Pueden presentarse dos casos:

Que la falla se encuentre tan alejada de C que los relés de dicho terminal no tengan alcance, en cuyo caso no existe peligro de una falsa operación.

Que la falla esté dentro del alcance de los relés de C, en cuyo caso se encontrará dentro del alcance de los detectores de falla del interruptor N°2 de B. Dichos detectores enviarán señales de bloqueo de apertura hacia la terminal C. Debido a que la falla es externa al tramo BC, los elementos direccionales del interruptor N°2 no operarán y se mantendrá la señal de bloqueo de apertura, por lo que el interruptor C no podrá operar.

En este esquema de bloqueo de apertura lo principal es que al operar los elementos direccionales y no recibirse señal de bloqueo del extremo remoto se produce la apertura instantánea del interruptor. La gran desventaja que presenta este esquema radica en que de existir algún desperfecto en el equipo de onda portadora se producirá una falsa operación para fallas externas al tramo protegido. Por el contrario, tiene como ventaja que las señales de bloqueo son necesarias y se transmiten sólo por líneas sanas. Además, para una falla interna la apertura de los interruptores de ambos extremos de la línea es simultánea.

2.6.2 Protección por Transferencia de Apertura

A diferencia del caso de bloqueo, las señales se transmiten por la línea que tiene una falla. La gran ventaja de este esquema radica en el hecho que aun cuando tenga lugar un desperfecto en el equipo de onda portadora no se produce una falsa operación, sólo se retrasa el despeje de la falla en el tiempo que toma la operación de la segunda zona de los extremos.

Existen tres variantes de transferencia de apertura: a) simple; b) con confirmación local; c) con confirmación local y relés con sobrealcance.

i. Transferencia de apertura simple

En este esquema, las protecciones de distancia tanto de fase como de tierra se ajustan en la manera convencional: la primera zona con un alcance que cubre entre 85% a 90% de la línea protegida. Al tener lugar una falla situada en el 10% a 15% cercano a un extremo, operará la primera zona respectiva. Esta da orden de apertura a su respectivo interruptor y envía a través de un equipo de onda portadora, una señal de transferencia de apertura al interruptor remoto.

Al ser recibida la señal en ese terminal, y sin que medio otro control adicional, producirá la apertura del interruptor. La operación de los interruptores no es totalmente simultánea, debido a que existirá el tiempo de tránsito de la señal más el tiempo involucrado en el receptor remoto.

De tener lugar algún desperfecto en el equipo de onda portadora del extremo transmisor o receptor y la señal no sea recibida, el terminal remoto trabajara a través de la segunda zona en la forma usual.

Al ocurrir una falla localizada en un punto dentro del alcance de las primeras zonas de ambos extremos, se dará la orden de apertura de los interruptores a través de las primeras zonas, y en algunos milisegundos luego llegarán a ambos terminales las señales de transferencia que también darán orden de apertura a los respectivos interruptores.

ii. Transferencia de apertura con confirmación local

El esquema anterior presenta el inconveniente de que pueden producirse falsas operaciones ocasionadas por ruidos que llegan a los receptores y que son interpretados como señales remotas, debido a que no existe ningún control adicional. Como consecuencia, se aplica un esquema de transferencia que soluciona este problema mediante el agregado de un control local adicional.

El esquema de transferencia de apertura con confirmación local es similar al simple; pero se diferencia en que en cada terminal para la operación del interruptor ya no es suficiente la sola recepción de la señal de transferencia, sino que es necesaria la operación de un detector de falla generalmente direccional, tanto para fallas entre fases como a tierra. Esta operación local confirma que realmente existe una falla en la línea protegida y habilita el circuito de apertura del interruptor respectivo. Como elemento detector de falla se emplea el elemento direccional de segunda o tercera zona (sin incluir el relé auxiliar que introduce el ajuste de tiempo respectivo), lo cual garantiza que el detector cubre totalmente la línea protegida.

iii. Transferencia de apertura con confirmación local y relés con sobrealcance

Este esquema emplea principalmente un elemento direccional, tanto para fallas entre fases como a tierra, con un alcance que cubre mas allá del 100% de la línea protegida. Al trabajar este elemento direccional realiza dos funciones: envía señales de transferencia al extremo remoto y habilita localmente el circuito de apertura del interruptor, el que se completa al recibirse señal de transferencia desde el otro terminal. Como elemento direccional se utiliza el elemento de segunda o tercera zona (sin incluir el relé auxiliar que introduce el ajuste de tiempo respectivo).

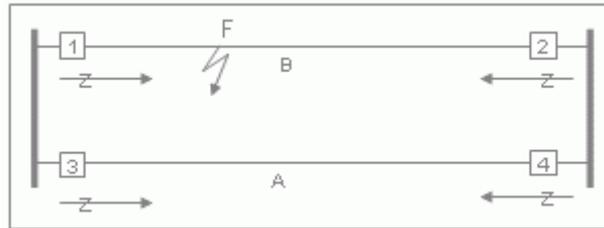
Para una falla en cualquiera ubicación dentro de la línea protegida trabajarán los elementos direccionales de ambos terminales de la línea. Se enviarán señales de transferencia desde ambos extremos. Además, en ambos terminales se habilitará el circuito de apertura del interruptor local. Los interruptores de ambos terminales abrirán simultáneamente al recibirse en cada terminal la señal de transferencia.

Como consecuencia, es necesario emplear un relé auxiliar de coordinación de tiempo. Este se energiza por el elemento direccional y al trabajar habilita el circuito de apertura del interruptor local.

El empleo de este tiempo de coordinación (del orden de 4 milisegundos) es con el fin de evitar que se puedan producir falsas operaciones por inversión de corriente al despejarse una falla externa.

Teniendo en cuenta la siguiente figura se supondrá que debido a las condiciones del sistema eléctrico, para una falla en F, el elemento direccional con sobrealcance en el terminal 4 detecta la falla y envía señal de transferencia la cual es recibida por el terminal 3. No obstante, el direccional 3 no opera y, como consecuencia, no se producirá la apertura del respectivo interruptor. También se supondrá, que un instante luego abre el interruptor 1 y que el 2 lo hace

con un pequeño retardo sobre el 1. En el momento en que el interruptor 1 abre, la corriente en el circuito A se invierte, y el elemento direccional en 4 se repone y desenergiza el circuito de transmisión. En el terminal 3, el direccional trabaja y puede producir la apertura del interruptor como consecuencia del tiempo de reposición del canal de transferencia. La señal de transferencia recibida en el terminal 3 persistirá por un corto tiempo luego que el circuito de transmisión en 4 se ha desenergizado. En caso que el elemento direccional en 3 opere en ese corto tiempo, el interruptor 3 abrirá falsamente. Por este motivo, se emplea este relé de tiempo auxiliar cuyo ajuste debe seleccionarse de modo de coordinarse con el tiempo de reposición del canal. Si las condiciones del sistema eléctrico no generan una inversión de la corriente, este relé auxiliar de coordinación de tiempo puede eliminarse.



3 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

La confiabilidad de los transformadores de potencia depende de un diseño adecuado, de un cuidadoso montaje, de un mantenimiento oportuno y de la provisión de ciertos equipos de protección.

Los transformadores están sujetos a pocos tipos diferentes de cortocircuitos y condiciones anormales. Las fallas o condiciones anormales a las que pueden estar sometidos son: fallas internas, sobrecalentamientos o cortocircuitos externos

3.1 Protección contra fallas internas

Las fallas internas a la zona de protección del transformador pueden ser fallas en los terminales mismos o fallas en los enrollados. En ambos casos es necesaria la más rápida desconexión, debido a que los esfuerzos resultantes son destructivos y existe el peligro de incendio. La mayoría de las fallas internas que tienen lugar dentro de los enrollados son fallas a tierra o fallas entre espiras, cuya severidad depende del diseño del transformador y el tipo de puesta a tierra del neutro del sistema eléctrico al que está conectado. Las fallas entre fases dentro del estanque del transformador son poco probables y en el caso de utilizar bancos de transformadores monofásicos son imposibles. Las principales causas de fallas entre fases son arcos en los pasamuros (bushing) y fallas en los equipos cambiadores de derivación (taps) bajo carga.

Existen cierto tipo de fallas internas que se denominan incipientes y que no representan un peligro inmediato. No obstante, en caso de dejarlas detectadas pueden convertirse en una falla mayor. Las principales fallas dentro de este grupo son fallas en el núcleo, como consecuencia de desperfectos en el aislamiento entre sus láminas, y también fallas en el aceite debido a pérdidas o a obstrucciones en su circulación. En ambos casos se producirá sobrecalentamiento.

Para detectar las fallas internas de un transformador se emplean algunas de las siguientes protecciones o una combinación de ellas:

- ~ Protección diferencial
- ~ Protección Buchholz
- ~ Protección restringida contra fallas a tierra
- ~ Protección a masa o se estanque

3.1.1 Protección Diferencial

Similar principio de comparación serie que se emplea para detectar fallas en los enrollados del estator de un generador puede utilizarse para detectar fallas en un transformador. En este caso, la comparación tiene que efectuarse entre todos los enrollados que posee el transformador. En condiciones normales existirá una razón precisa entre las corrientes en los enrollados, la cual depende de la razón de transformación. De tener lugar una falla interna cambiará esta razón y la mayoría de los casos cambiará de signo. Al operar la protección diferencial debe desenergizarse completamente el transformador, lo que exige contar con interruptores en cada uno de sus enrollados. La orden de apertura de los interruptores se da a través de un relé auxiliar de reposición manual que asegura que no se reconectará el transformador al servicio de manera inadvertida, sometiéndolo a nuevos daños sino que luego de haberse constatado la causa de la operación de la protección.

Adicionalmente a los problemas que deben tenerse en cuenta con los generadores, en el caso de la protección diferencial de transformadores surgen los siguientes inconvenientes: a) diferencias en magnitud y ángulo de las corrientes que entran y salen de un transformador, lo cual está sujeto a la razón de tensión y de la conexión de los enrollados, b) corriente de magnetización, y c) corriente de energización en vacío (in rush).

Debido a que una protección diferencial debe ser estable para fallas externas y para condiciones de carga normal, las diferencias en la magnitud y ángulo de las corrientes deben ser tenidas en cuenta al aplicar la protección.

La diferencia de ángulo puede solucionarse a través de la conexión de los secundarios de los transformadores de corriente de manera de compensarla. Esta solución cuenta con la ventaja de impedir que la componente de secuencia cero que circula en el lado estrella para un cortocircuito externo que involucre tierra no llegue al relé, debido a que no tiene compensación con la corriente del lado delta en la que circulan sólo componentes de secuencias positiva y negativa. Otra alternativa es emplear transformadores de corriente auxiliares, cuyos secundarios se conectan de modo de corregir las diferencias de ángulo.

Para corregir las diferencias en la magnitud de las corrientes es necesario seleccionar las razones de transformación de los transformadores de corriente en la razón inversa a la razón de transformación del transformador de potencia. Como consecuencia de que lo expuesto conduciría a razones muy poco normalizadas, se utiliza una de las siguientes alternativas:

~ Utilizar relés diferenciales que posean derivaciones en sus enrollados de manera de compensar las diferencias. Esta opción se coordina con la que compensa la diferencia de ángulo mediante conexión adecuada de los secundarios de los transformadores principales de corriente, y en la que de todas formas pueden resultar diferencias de $\sqrt{3}$ en la magnitud secundaria de las corrientes.

~ Utilizar transformadores de corriente auxiliares que tienen razones que corrigen la diferencia en las magnitudes y que se coordina con la alternativa de corregir la diferencia de ángulo mediante transformadores auxiliares. En este caso, el relé no requiere derivaciones en sus enrollados.

Como consecuencia de estos problemas de diferencias de magnitud y ángulo de las corrientes, y la existencia de las corrientes de magnetización del transformador, los relés empleados para protección diferencial de transformadores deben hacerse menos sensibles que los utilizados para generadores.

Al energizar un transformador en vacío, este actúa como una simple inductancia. En dichas condiciones circulan corrientes extremadamente altas, pero de corta duración. Estas corrientes de magnetización en vacío, como consecuencia de las condiciones saturadas del fierro del transformador, presentan una forma altamente distorsionada, con una gran cantidad de armónicas. El mayor porcentaje de armónicas corresponde a la segunda, la cual puede llegar a un 63% de la fundamental, siguiéndole la tercera con 27%. Estas corrientes de magnetización en vacío, cuya magnitud está sujeta al punto de la onda de tensión en que se cierre el interruptor, pueden originar una falsa operación del relé diferencial si no se ponen en práctica medidas especiales. Las alternativas que pueden llevarse a cabo son:

Desensibilizar el relé diferencial durante la maniobra de energización del transformador en vacío.

Suprimir temporalmente la orden de apertura impartida por el relé diferencial.

Diseñar el relé diferencial de manera que pueda distinguir entre corriente de energización en vacío y corriente de fallas.

1.1. Empleo de cuchillas monofásicas de cortocircuito de una fase a tierra

Al trabajar la protección diferencial es necesario desenergizar rápidamente el transformador a través de la apertura de los interruptores de todos sus enrollados.

No obstante, en el caso de líneas radiales que finalizan en un transformador, o en las subestaciones reductoras de tensión que se construyen en las primeras etapas de desarrollo de un sistema eléctrico, es usual tratar de reducir las inversiones evitando la instalación de interruptores en el lado de alta tensión del transformador. Bajo estas condiciones, para lograr la desenergización del transformador es necesario obtener la apertura del o de los interruptores remotos. Esto se logra mediante el empleo de cichillas monofásicas que al operar producen un cortocircuito de una fase a tierra. El cortocircuito es detectado por las protecciones contra fallas a tierra instaladas en los interruptores remotos, que al abrir desenergizan el transformador.

1.2. Protección diferencial de transformadores de centrales con esquema en bloque

Esta protección consiste en que la protección diferencial del transformador normalmente se alarga de manera de incluir en esta protección al generador. Sin perjuicio de la protección diferencial longitudinal que se instala en el generador.

El relé diferencial que se emplea para esta protección diferencial alargada o de bloque podría no disponer de medios especiales para evitar la falsa operación por corrientes de energización en vacío, debido que el transformador se conecta a la barra sólo a plena tensión; no obstante, puede producirse una pequeña corriente de energización en vacío cuando se despeja una falla cercana a la barra.

3.1.2 Protección Buchholz

Las fallas en el aislamiento del núcleo y conexiones eléctricas deficientes originan calentamiento local, el cual, a 350 °C, causa la descomposición del aceite en gases que se elevan, a través del aceite, y se acumulan en la parte superior del transformador. Si se trata de un cortocircuito en el cual circulan altas corrientes la temperatura del aceite aumenta rápidamente hasta el punto de producir una vaporización que origina un flujo de aceite como consecuencia del incremento de la presión en el estanque del transformador, el cual impulsa el aceite a través de las cañerías de conexión, hacia el conservador de aceite. Las fallas pueden detectarse sólo mediante la medida de la liberación de gas, ya que otras clases de protecciones no son lo suficientemente sensibles.

El dispositivo empleado para proteger contra la acumulación de gas y el flujo de aceite se denomina relé Buchholz. Dicho relé se aplica solamente a los transformadores del “tipo conservador” en el cual el estanque del transformador se encuentra completamente lleno con aceite, y una cañería conecta el estanque del transformador a un estanque auxiliar, o “conservador”, el que actúa como una cámara de expansión. En la cañería entre el estanque principal y el conservador se instala el relé que lleva dos elementos. Cada elemento contiene un sistema de claveta que activa su respectivo contacto de mercurio.

Cuando tiene lugar una falla incipiente en el transformador, pequeñas burbujas de gas son liberadas y éstas, al intentar pasar del estanque al conservador se acumularán en la cámara colectora de gas del relé. Con la acumulación de gas el nivel de aceite en el relé desciende y produce el movimiento de la respectiva claveta, lo cual origina que el contacto de mercurio se cierre y complete un circuito de alarma. Cuando se produce una falla interna franca la generación del gas es rápida y el incremento de presión origina un flujo de aceite desde el estanque conservador. Dicho aceite, en su paso por el relé acciona la claveta inferior, la cual hace que el respectivo contacto de mercurio cierre, dándose la orden de apertura de los interruptores con el objetivo de desenergizar el transformador.

El relé está equipado con determinados medios que le permiten sacar muestras del gas, con el fin de analizarlo y de acuerdo al contenido poder configurar el tipo de falla. La presencia de: a) hidrógeno (H_2) y acetileno (C_2H_2) indica la ocurrencia de un arco en el aceite entre dos partes estructurales; b) hidrógeno (H_2), acetileno y metano (CH_4) indica arco con algún deterioro de aislamiento fenólica; c) hidrógeno (H_2), metano (CH_4) y etileno (C_2H_4), anhídrido carbónico (CO_2) y etano (C_2H_6) indica un punto caliente en el enrollado. En un transformador que ha

estado en servicio, el aceite siempre contiene concentraciones significativas de anhídrido carbónico, y monóxido de carbono (CO), una cierta cantidad de hidrógeno y pequeñas concentraciones de hidrocarburos livianos. Hasta cierto grado, dichos gases son consecuencia del envejecimiento de la aislación y por lo tanto, existen concentraciones de gas que deben considerarse como normales y que no son necesariamente indicadoras de la presencia de una falla. La magnitud de dichas concentraciones normales está condicionada principalmente por la antigüedad y carga de los transformadores.

La sensibilidad de los contactos de mercurio de los relés Buchholz se encuentra limitada por las posibles falsas operaciones como consecuencia de golpes o vibraciones originadas por golpes mecánicos a la cañería, operación de los cambiadores de derivación, fallas externas próximas al transformador particularmente asimétricas, y temblores.

En aquellos transformadores que operan con el principio de colchón de gas en vez del conservador, y no puede emplearse el relé Buchholz se utiliza un relé de presión. Dicho relé trabaja en respuesta a la velocidad de aumento de presión en el colchón de gas

3.1.3 Protección restringida - fallas a tierra

Una falla a tierra en los enrollados constituye una de las fallas más comunes de un transformador y es detectada mediante una protección restringida contra fallas a tierra. De esta manera, los ajustes de la corriente y tiempo de operación son independientes de los restantes sistemas de protecciones, lográndose ajustes muy sensibles y tiempos de operación muy cortos. Este esquema de protección se combina con la protección Buchholz.

Es esquema restringido es un sistema de protección que se aplica particularmente a transformadores de conexión delta – estrella con neutro a tierra y puede instalarse en el enrollado conectado en estrella o en el conectado en delta.

Si se trata del enrollado conectado en estrella con neutro a tierra, se instalan transformadores de corriente de igual relación de transformación en cada una de las fases y en el neutro. Los secundarios de los transformadores de corriente de las fases se conectan en paralelo y la corriente resultante, que es la corriente residual (tres veces la corriente de secuencia cero), se coteja con la corriente residual del neutro, la diferencia se hace circular por un relé. Una falla a tierra externa al lado estrella hará circular una corriente por la fase afectada, la que se balanceará con la corriente que circulará por el neutro, de manera que la corriente resultante por el relé será cero. Por el contrario, durante una falla interna la corriente en la fase tendrá diferente magnitud y sentido que la corriente por el neutro y por lo tanto, el relé operará.

En el caso del enrollado conectado en delta, se instalan transformadores de corriente en cada una de las fases que salen de la delta. Los secundarios se conectan en paralelo, de manera de lograr la corriente residual, la que se entrega a un relé. Dada la conexión delta – estrella del transformador de potencia, sólo circulará corriente por el relé en caso de fallas a tierra que tengan lugar desde los transformadores de corriente hacia el interior del enrollado delta.

Actualmente, se utiliza un relé operado con tensión o de alta impedancia, o sea, que el relé se ajusta para operar con una tensión mínima en sus terminales.

En el caso de que el neutro del transformador de conecte a tierra mediante una resistencia, el porcentaje de enrollado que se protege varía según el valor de la resistencia y al ajuste elegido para el relé.

3.1.4 Protección a masa o de estanque

Al ocurrir una falla entre un enrollado del transformador y la masa (núcleo o estanque), la cual a su vez se encuentra conectada a la malla de tierra de la subestación, se produce un cortocircuito de una fase a tierra. Para este tipo de falla se ha desarrollado una protección denominada a masa o de estanque.

Al producirse una falla entre un enrollado y la masa, la corriente de cortocircuito al pasar a tierra lo hace a través del estanque del transformador. Desde dicho estanque surgen dos vías bien diferenciadas: a) la conexión del estanque a la malla de tierra y b) todas las piezas metálicas que se encuentran unidas tanto al estanque como a la tierra (ruedas para el transporte y sus rieles, cañerías de agua y de aceite, tubos de protección de cables eléctricos, etc.). Esta segunda vía posee una resistencia de puesta a tierra superior que la primera y por lo tanto, la mayor parte de la corriente a tierra pasará por la primera vía.

Deben tomarse algunas precauciones con el fin de asegurar la mayor sensibilidad a este tipo de protección. En efecto, la conexión del estanque a tierra debe realizarse cuidando que entre el punto de conexión con el estanque y el punto de conexión con tierra (malla de tierra de la Subestación) no existan otros contactos con el estanque o con otro elemento metálico puesto a tierra, debido a que de suceder podría cortocircuitarse el primario del transformador de corriente dejando inoperativa la protección. Además, el neutro de los posibles enrollados en estrella del transformador debe estar aislado eléctricamente del estanque en todo su trayecto antes de su conexión a tierra, y no emplear conexiones múltiples al estanque.

Es recomendable incrementar la resistencia de puesta a tierra de la segunda vía, para evitar que en ciertas configuraciones de subestaciones pudiera, para cortocircuitos a tierra externos al transformador por distribución de la corriente residual, operar falsamente esta protección. Para incrementar el valor de la resistencia residual de puesta a tierra del estanque es suficiente con intercalar, en las cañerías y tubos metálicos que llegan al transformador, juntas aislantes y montar los rieles sobre madera o trozos de material aislante.

3.2 Protección contra sobrecalentamiento

El sobrecalentamiento del enrollado de un transformador, como consecuencia de una sobrecarga prolongada o a un desperfecto del sistema de refrigeración, normalmente no posee un peligro inmediato; pero constituye una condición que puede afectar la vida útil del transformador. El factor más relevante que limita la carga que puede llevar un transformador sin peligro de daño es la temperatura del punto más caliente del enrollado. El valor que éste puede alcanzar está sujeto al ciclo de carga del transformador, pero por consideraciones prácticas se acepta una temperatura de 105°C para transformadores sometidos a cargas recurrentes.

El problema radica en determinar el punto más caliente del enrollado de un transformador, el cual no es fácil de resolver debido a la gran diferencia que existe entre las constantes de tiempo térmicas del cobre (unos pocos minutos) y del aceite (1 a 4 horas).

La temperatura del punto más caliente del enrollado es igual a la máxima temperatura del aceite más "la diferencia del enrollado", que depende de las características térmicas del transformador y de las condiciones de carga. La temperatura del aceite sigue lentamente las variaciones de carga y depende de las pérdidas totales en el transformador y del sistema de enfriamiento del aceite. La diferencia del enrollado sigue rápidamente las variaciones de carga y depende de las pérdidas en el cobre y del enfriamiento del enrollado en el aceite.

La protección de imagen térmica consiste en reemplazar la medida directa de la temperatura del punto más caliente del enrollado por un dispositivo que mide la máxima temperatura del aceite más la diferencia del enrollado. El dispositivo más usual es un bulbo detector o sonda de medida que se instala en un receptáculo lleno con aceite, en la zona del aceite caliente en la

parte superior del estanque del transformador. También, se dispone de una resistencia de calefacción por cual circula una corriente proporcional a la del enrollado que se mide y que posibilita tener en cuenta la diferencia del enrollado, debido a que la resistencia posee una constante de tiempo térmica lo más cercana a la del enrollado. Generalmente, se cuenta con dos ajustes: el más bajo da sólo alarma y el más alto orden a la desenergización del transformador.

En aquellos transformadores de menor capacidad se instalan relés térmicos que se energizan con la corriente de carga del transformador y que poseen una característica tiempo – corriente que intenta reproducir las condiciones de carga y calentamiento del transformador. Normalmente, el relé es del tipo de láminas bimetálicas.

Para controlar las condiciones de temperatura del aceite e indirectamente las posibles fallas de refrigeración se emplean termómetros a resistencia que contienen contactos de alarma y de desconexión del transformador.

3.3 Protección de respaldo - fallas externas

La protección de respaldo se basa en relés de sobrecorriente, los cuales conviene energizarlos de transformadores de corriente diferentes de los utilizados para la protección diferencial o para otro tipo de protección contra fallas internas. Generalmente, se emplean relés separados para fallas a tierra. Además, es recomendable ubicarlos en el lado de baja tensión en el caso que la fuente de alimentación a la falla esté del lado de alta tensión, de esta manera no estarán afectados a las corrientes de energización en vacío y, por lo tanto, estas corrientes no influirán en la elección de los ajustes de la corriente mínima de operación ni en los tiempos de operación.

En caso de que el transformador se encuentre conectado a más de una fuente de alimentación a fallas, es preciso instalar una protección de respaldo en cada uno de sus interruptores, y en la mayoría de los casos, para lograr una protección selectiva es necesario que algunos de los relés sean de sobrecorriente direccional.

Si el transformador está provisto de protección de sobrecorriente en lugar de diferencial, la misma protección de sobrecorriente puede utilizarse de respaldo.

4 PROTECCIÓN DE RESPALDO

La finalidad básica de la protección de un sistema eléctrico de potencia, es localizar las corrientes o tensiones anormales y ordenar la desconexión de las secciones anormales del sistema tan rápido como sea posible y con la menor perturbación posible al resto del sistema eléctrico. Para mejorar la confiabilidad de dicha protección, es usual disponer de más de un juego de protección en una ubicación determinada, o para sección particular de un sistema eléctrico de potencia.

Un juego de protección es considerado como la protección primaria o principal y el otro como protección de respaldo. La protección de respaldo puede ser “local” o “remota”, dependiendo de su ubicación relativa con respecto a la sección del sistema de potencia a que está destinada a proteger.

Una protección es considerada como principal o respaldo según su aplicación particular en cualquier situación y su tipo o modo de operación.

Cuando dos protecciones instaladas en un mismo punto son responsables para fallas en diferentes secciones de un sistema de potencia, tienen distintos alcances o tiempos de operación, generalmente la protección que cubre la sección menor del sistema teniendo el mayor grado de discriminación contra fallas externas a la sección, o posee el tiempo más pequeño de operación, es considerada como la protección principal y la otra es la protección de respaldo.

La protección de respaldo está destinada a cubrir desperfectos de la protección principal y de los equipos de despeje de falla asociados (interruptores, fusibles de circuitos de apertura, baterías, etc.).

La protección de respaldo remoto implica que un desperfecto en una subestación está cubierto por protección de respaldo en otra u otras subestaciones. Las protecciones principales duplicadas se cubren mutuamente de desperfectos que tiene lugar en la otra (localmente, debido a que se encuentran instaladas en la misma ubicación) y además, se cuenta con medios para cubrir los desperfectos que ocurren en los equipos de despeje de falla controlados por las dos protecciones (nuevamente en la misma localización); esto se conoce como “protección de respaldo local”. Cuando se emplea esta última protección, se intenta dar algún grado de respaldo remoto, aunque no necesariamente en cada subestación, para cubrir los casos poco frecuentes de pérdida total de la batería de subestación.

4.1 Protección de respaldo remoto

En el caso de que una falla no sea despejada por la protección principal respectiva, debe ser despejada por la protección de respaldo. Si la protección de respaldo fuera del tipo unitario, o sea, restringida a la misma sección del sistema eléctrico, podría aún operar si el desperfecto se encontrara en la protección principal misma o en los transformadores de corriente o de potencial que la abastecen, pero resultaría inefectiva si el desperfecto original fuera en la batería o en el interruptor. Para dar el mayor respaldo posible, es usual que la protección de respaldo no sea del tipo unitario, y se encuentre localizada remotamente con respecto al equipo que no ha operado. Debe ser capaz de operar para fallas en una sección extensa del sistema eléctrico, y su efectividad es acrecentada por la utilización de una batería y un interruptor diferente.

Es necesario adoptar una de dos siguientes políticas: a) concebir una protección principal y una protección de respaldo destinadas a detectar cualquier falla que pueda ocurrir en un sistema eléctrico y desconectarla a cualquier precio, aunque éste signifique la pérdida total del sistema eléctrico, o b) concebir la protección principal destinada a detectar la mayor parte de las fallas que tengan lugar y despejarlas selectivamente, con la posibilidad que algunas fallas raras, normalmente de bajo valor, permanezcan no detectadas por la protección principal; y dividir el sistema eléctrico en regiones lo más independientes posible desde el punto de vista de la protección de respaldo, de manera que las fallas raras conduzcan a la pérdida de una región y no del sistema eléctrico completo.

4.2 Protección de respaldo local

El principio de esta protección consiste en que si una falla continua luego de que la protección principal ha operado, o, en el caso de un desperfecto de la protección principal, después que haya transcurrido un tiempo suficiente como para que la principal haya operado, entonces se efectúa la acción en la misma ubicación para despejar la falla.

Este método radica en proveer, a cada circuito que finaliza en una sección de barra, de un relé detector de falla de respaldo. Cuando se produce una falla en ese circuito, el relé detector de falla de respaldo trabaja conjuntamente con la protección principal, y energiza un relé de tiempo. El relé de tiempo posee un ajuste tal que posibilita que la protección principal opere y abra el interruptor respectivo. Si el interruptor se abre, el relé detector se repone y desenergiza al relé de tiempo antes que éste complete su tiempo y opere. En el caso que el interruptor no abra, el relé de tiempo trabajará y dará orden de apertura a todos los demás interruptores de la sección de barras asociada con el circuito en que se produjo el desperfecto en el interruptor, desenergizando así la falla.

Existen empresas que emplean como protección de respaldo un duplicado de la protección principal y en otras, la misma protección principal realiza parte de las funciones de respaldo energizando tanto la bobina de apertura de su interruptor como el relé de tiempo. En el primero de los casos, efectivamente se está respaldando a la protección. Por el contrario, en el segundo caso sólo se respalda al circuito entre la protección principal y la bobina de apertura. El grado de respaldo que se adopta en una empresa depende de la experiencia o estadística que se tenga acerca de qué elemento del sistema de protección ha resultado con mayores desperfectos y del monto de inversión que se quiera dedicar a estos fines.

De operar la protección de respaldo local, se produce un menor desarme del sistema eléctrico que en el caso de emplear protección de respaldo remoto.
