

TEMA 5

RELEVADORES ELECTRÓNICOS Y ELECTROMECAÑICOS

5.1- Definiciones

El objetivo de la protección mediante relés es permitir la plena explotación de la capacidad del sistema desde el punto de vista térmico dentro de los límites normales y de transitorios de inserción, interrumpiendo las corrientes de falla lo más rápido posible, restringiendo la perturbación a la menor porción del sistema.

El campo de funcionamiento del sistema o equipos debe dividirse entre: carga, sobrecarga y cortocircuito. El límite entre las dos primeras zonas está bien definido, no pasa lo mismo con el correspondiente a sobrecarga/cortocircuito. Figura 5.1.

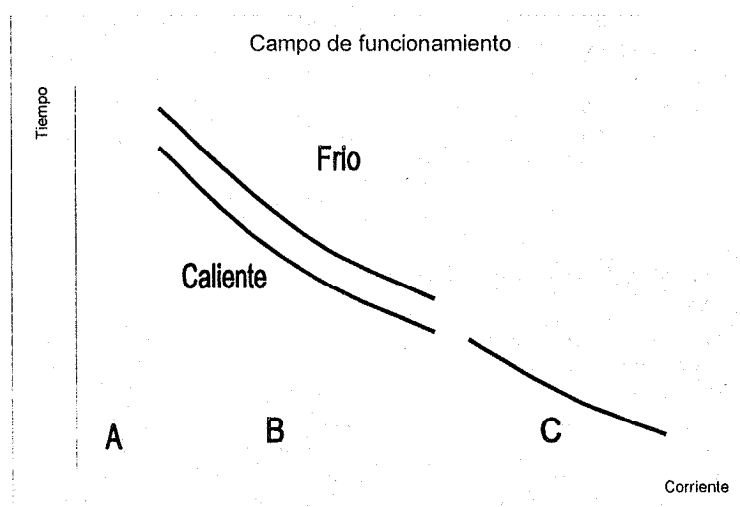


Figura 5.1

En todo esquema de protección a cada dispositivo de protección se le debe brindar el respaldo de otro dispositivo, también llamado de back-up, el cual actúa en forma diferida.

Por otra parte debe garantizarse selectividad o coordinación selectiva entre los diversos dispositivos del esquema.

El siguiente requisito a cumplir por el diseñador de la protección es definir las zonas protegidas, conjuntamente con la especificación de qué se está salvaguardando, equipos o personal (tensiones de paso, gradientes superficiales, ondas de calor - presión, etc.).

Los seis equipos o partes típicas en que se dividen las protecciones debido a sus características propias son:

- 1- Generadores
- 2- Barras
- 3- Transformadores
- 4- Líneas aéreas
- 5- Cables
- 6- Motores

5.2- Tipos de falla

Los tipos de falla se pueden clasificar en generales y particulares, estos últimos para alguna aplicación especial.

Generales:

- Monofásica (en sistemas con neutro puesto a tierra)
- Bi y trifásica
- Monofásica (en sistemas con neutro aislado)
- Falla doble a tierra
- Sobrecarga y sobre temperatura

Particulares:

- Falla entre espiras
- Falla rotor - estator
- Falla rotor a tierra
- Retorno de energía
- etc.

5.3- Causas de las fallas

Las principales causas de las fallas son:

- disturbios atmosféricos
- daños mecánicos
- calentamiento excesivo
- fallas de aislación

5.4- Reacción del sistema de protecciones

Ante la presencia de una falla, dependiendo de su magnitud y duración se puede requerir desconexión inmediata, retardada o señal de emergencia/alarma.

5.5- Elementos del sistema de protección

El esquema de protección mínimo posee los siguientes dispositivos imprescindibles o indispensables. Figura 5.2.

- a- Transformador de corriente
- b- Transformador de tensión
- c- Interruptor de potencia
- d- Elemento de indicación o señalización
- e- Relé o relevador.

5.6- Requerimientos:

- Detección y señalización confiable
- Operación muy rápida en caso de falla de cortocircuito
- Desconectar la menor parte posible del sistema
- Controlar las solicitaciones térmicas y dinámicas
- Eliminar el riesgo al personal permanente o transitorio
- Dispositivo libre de fallas y su actuación no se debe modificar con el tiempo.

- No debe operar en servicio de carga nominal o con transitorios normales.

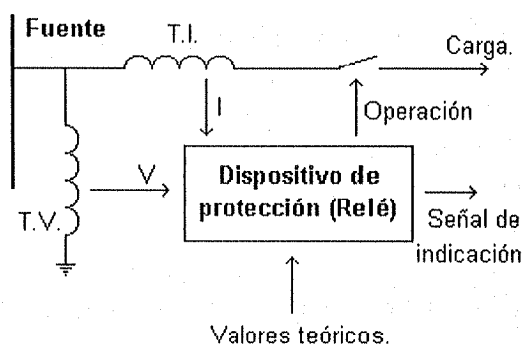


Figura 5.2

5.7- Conexión y operación

Los correspondientes transformadores de corriente se deben conectar en distinta manera según se desee detectar corrientes de falla por las líneas o a tierra, incluso los niveles de regulación de los relés deben ser muy distintos.

En la Figura 5.3. se muestra la conexión para detectar corrientes a tierra, la cual se pone de manifiesto por ser la suma de las tres corrientes de fase distintas de cero.

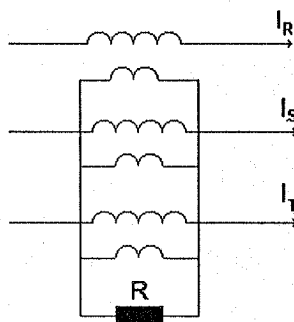


Figura 5.3

Normalmente el relé se regula para menos del 20 % de la corriente de plena carga.

$$i_f = 3 i_o = i_r + i_s + i_t \quad (5.1)$$

sensible a la sumatoria de las corrientes de fase

$$i_r = N_p/N_s (i_r + i_s + i_t) = 3 N_p/N_s i_o \quad (5.2)$$

En la figura 5.4 se trazó el circuito para protección de corriente por las líneas y por tierra, empleando tres relés y tres transformadores de corriente, realmente el sistema funciona igualmente con solamente dos relés, pero por seguridad se mantiene el juego de tres.

5.8- Historia de los relés

Inicialmente los únicos dispositivos de protección que se disponían eran los fusibles, los cuales poseían una curva característica o de respuesta muy apropiada para proteger a los equipos usuales en ese momento, con el agregado de muy bajo costo. Con el incremento de las potencias disponibles se encontró con que el fusible no poseía capacidad para interrumpir elevadas corrientes y altas tensiones. Otro de los inconvenientes era la imposibilidad de probarlos y calibrarlos periódicamente con el obstáculo de no poder modificar sus características de respuesta por simple actuación sobre algún elemento de regulación. No se podían adaptar a cambios de carga o de configuración del sistema.

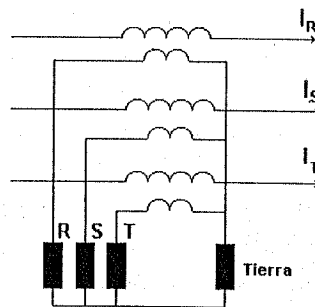


Figura 5.4

Para resolver tal inconveniente aparecen relés con curva característica t-i inversa, muy similar en forma y pendiente a la del fusible a la cual se estaba ya acostumbrado. Se le debió agregar transformador de corriente e interruptor de potencia. Se instalaron en grandes cantidades, sin limitaciones ni de corriente ni de tensiones, el techo estaba fijado por las características del interruptor. Poseían varias curvas de respuesta, pudiendo seleccionar la más adecuada al equipo a proteger, logrando una selectividad satisfactoria.

Inicialmente la coordinación se lograba por el retardo de tiempo de operación, surgiendo luego dispositivos con detección de direccionalidad y discriminación si se trataba de falla de fase o a tierra.

Los primeros relés aparecen alrededor del año 1900/1920, siendo patentados por Brown, fundador de la firma Suiza Brown-Boveri, que luego de fusionarse con la Sueca ASEA, recibió el nombre actual de ABB. Se trataba de un relé de tiempo inverso, con disco de aluminio empleando el principio de funcionamiento del medidor de inducción, con frenado por corrientes parásitas.

Posteriormente apareció gran cantidad de relés electromecánicos con diseños bastante ingeniosos, del tipo de solenoide, armadura, polo de sombra, etc.

En los años 1935/1940 comienzan a aparecer los dispositivos electrónicos, empleando válvulas, los cuales tuvieron muy poco éxito, pasando en corto tiempo al empleo de los transistores, luego se usaron circuitos integrados (digitales), alcanzando en los años 70's el "boom" de los relés con microprocesadores. La flexibilidad de los relés actuales parece imposible si se los compara con las capacidades de todos los anteriores tipos

hasta los con circuitos integrados. Cualquier modificación o alteración necesaria a la fecha, se realiza directamente por software.

5.9- Tipos de relés

A continuación se dará una breve descripción del tipo constructivo de relé para cada aplicación, debiendo recordar que en la actualidad el principio de operación ya no es conocido por el usuario, tampoco le interesa, ya que solo necesita conocer como se diseña y modifica la característica de respuesta. En otras palabras el relé se lo emplea como una caja negra, siendo solo necesario saber como reacciona frente a una señal dada.

Una primer clasificación los divide en relés primarios y secundarios. Los primarios son del tipo electromecánico, se conectan al potencial de línea y accionan al interruptor mediante un varillaje aislado, no necesitan circuito de alimentación adicional, su precio es bajo, estando restringida su aplicación a sistemas de distribución de baja potencia y media tensión. Poseen operación instantánea o retardada mediante un mecanismo simple de relojería.

Los relés secundarios son la gran mayoría de los dispositivos disponibles a la fecha, reciben señal mediante transformadores de corriente o tensión y se los instala en salas especiales con supervisión y vigilancia permanente o no.

Son del siguiente tipo:

- Instantáneos (Ver curva de Figura 5.5.)
- Retardo fijo: Figura 5.6.
- Corriente tiempo inverso Figura 5.7.
- Direccional
- Térmico
- etc.

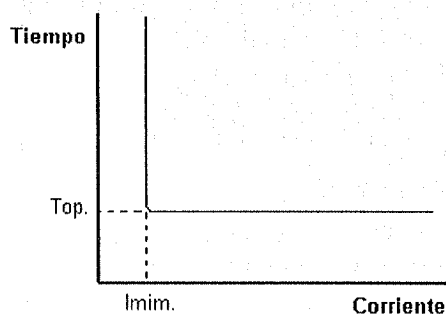


Figura 5.5

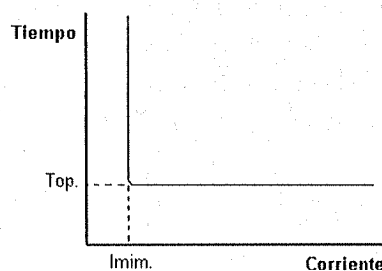


Figura 5.6

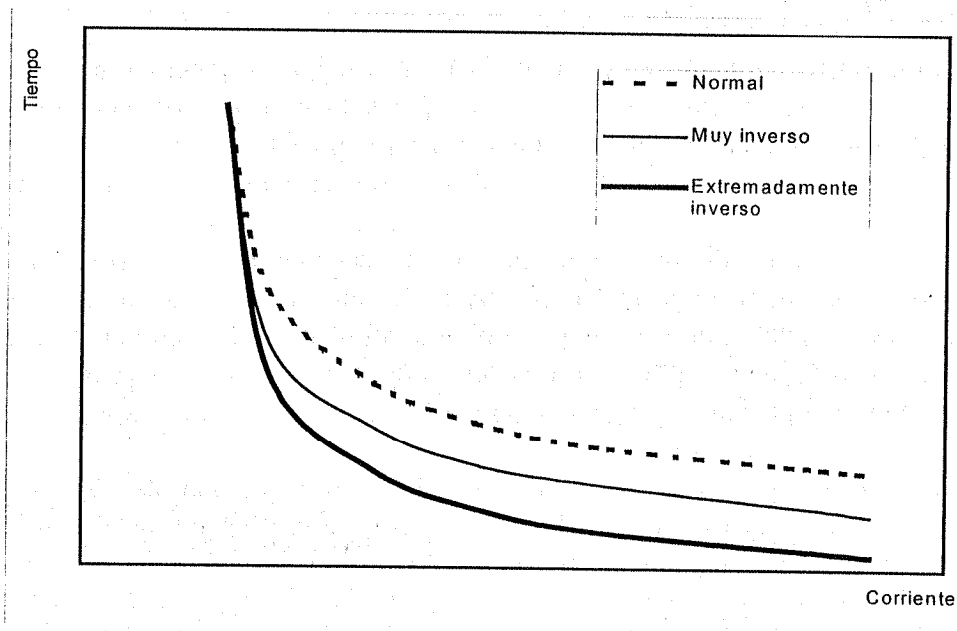


Figura 5.7

5.10- Aplicaciones de Relés

5.10.1- Protección contra sobrecorrientes, falla a tierra y esquema direccional

En general los relés se montan en conjunto dentro de un gabinete, los cuales actúan coordinadamente, pudiendo varios relés actuar sobre un mismo interruptor. En las redes de media y baja tensión, donde la velocidad de operación no afecta la estabilidad del sistema, se usan protecciones cuya base de selectividad es la temporización

La operación coordinada se logra mediante:

- Discriminación por nivel de corriente (calibración de I)
- Introduciendo retardos de tiempo diferenciados
- Combinación de retardo y detección de dirección

5.10.1.1- Discriminación por nivel de corriente

Se trata de relés instantáneos, que dan la señal correspondiente inmediatamente la corriente supera el nivel especificado, con solamente la demora propia del relé. Su principal aplicación es en aquellos casos en que existe gran diferencia de corrientes de falla (o de relación $I_{\text{falla}} / I_{\text{nominal}}$) en las distintas secciones. Por ejemplo en aquellos casos en que tenemos un elemento de elevada impedancia entre secciones, como podría ser un transformador.

En la Figura 5.8. se muestra un ejemplo con un transformador entre secciones. donde:

$$Z_{s1} = 0,05; Z_{s2} = 0,02; Z_{t1} = Z_{t2} = 0,2 \quad (5.3)$$

$$I_{3f2} = E_s / Z_{s1} = 20 \text{ pu} \quad (5.4)$$

$$I_{3f1} = E_s / (Z_{s1} + Z_{t1}) = 4 \text{ pu} \quad (5.5)$$

$$I_{2f2} = \sqrt{3} E_s / (Z_{s1} + Z_{s2}) = 24,75 \text{ pu} \quad (5.6)$$

$$I_{2f1} = \sqrt{3} E_s / (Z_{s1} + Z_{s2} + Z_{t1} + Z_{t2}) = 3,69 \text{ pu} \quad (5.7)$$

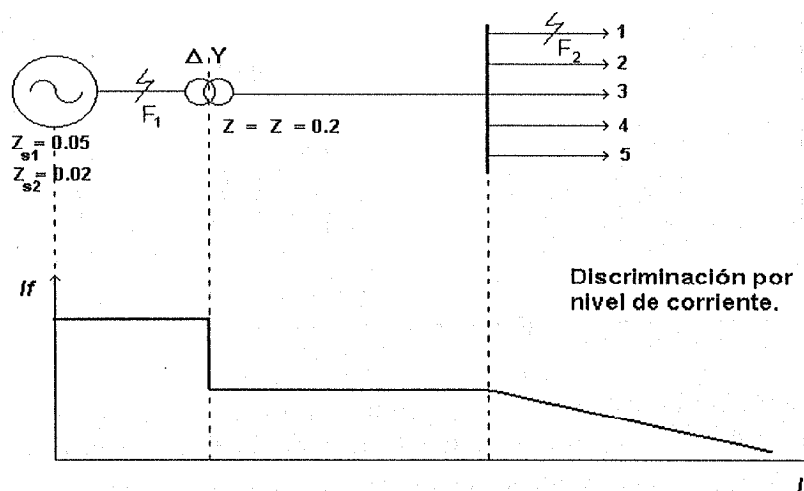


Figura 5.8

La regulación de falla de fase resulta en 1,5 pu en distribuidores y 5 pu en línea principal, la correspondiente a falla contra tierra es 0,2 en distribuidores y en línea principal.

Resulta una protección muy simple y confiable.

5.10.1.2- Discriminación por nivel de corriente con retardo incorporado.

Este esquema es aplicable a redes con varias secciones en serie, sin impedancias importantes entre ellas o en las uniones de sección, contando con impedancias de fuente muy importantes en relación con la correspondiente de la red. Las corrientes de falla son muy semejantes a lo largo de la línea, por lo cual la detección solamente del nivel no nos permitirá lograr una coordinación satisfactoria. La solución radica en el empleo de relés con distinto retardo.

El retardo inicial y los subsiguientes deben ser suficiente para permitir la operación del interruptor (mas el sobregiro en caso de que exista) antes que el restante relé de la señal, un tiempo de 0,5 seg. normalmente es suficiente. El nivel de detección de cada relé puede ser cualquiera, siempre y cuando se supere la corriente de carga normal o nominal. En los relés digitales se debe tener en cuenta el tiempo necesario para la toma de datos, para conocer una forma de onda quizás haga falta muestrear un semiciclo, el tiempo de cálculos es despreciable.

La calibración del juego de relés de tierra se efectúa de la misma forma. En la Figura 5.9. se muestra un ejemplo de aplicación.

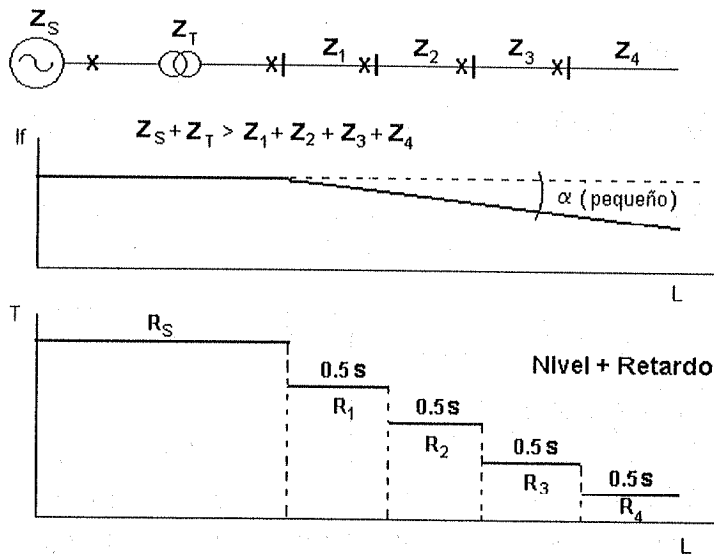


Figura 5.9

El principal inconveniente de este tipo de esquema de protección radica en el elevado tiempo de reacción del relé próximo a la fuente cuando la falla se produce en sus inmediaciones, donde las corrientes alcanzan valores sumamente elevados; obviamente su aplicación se restringe a aquellos casos en que el número de secciones en serie es reducido. Su principal ventaja es la sencillez de coordinación.

5.10.1.3- Retardo con característica de respuesta de tiempo inverso

En el sistema de la Figura 5.10. se muestra un circuito, donde Z_s es chica en comparación con Z_{ps} , por lo tanto la corriente de falla será muy variable dependiendo de la posición dentro de la línea.

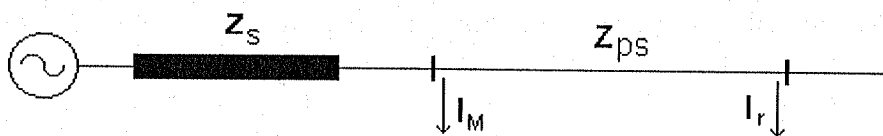


Figura 5.10

Si la corriente de falla en cabeza de línea es seis veces la correspondiente en cola de línea (valores usuales) y estoy empleando relés de característica $I.t = \text{cte}$, el tiempo de operación frente a la falla en cabeza de línea será una sexta parte del tiempo correspondiente a la falla en cola de línea. Si se le adiciona el tiempo de retardo del interruptor, 0,5 seg., se obtienen las líneas curvas de la figura 5.11, mostrando un

comportamiento mucho más deseable desde el punto de vista que bajan los tiempos de operación para corrientes elevadas.

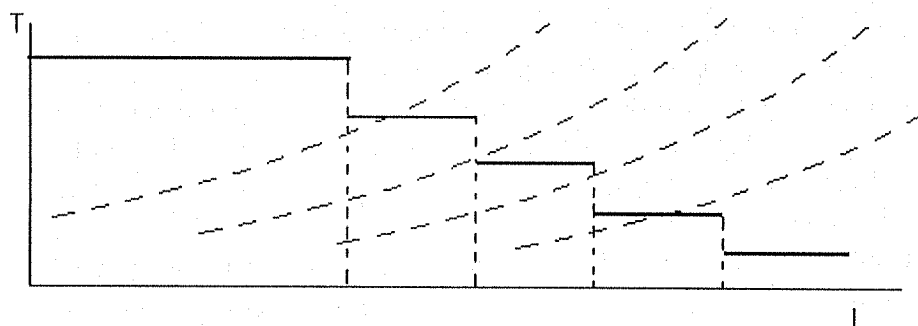


Figura 5.11

El nivel de daño o calor generado es proporcional a $I^2 t$, por lo tanto en cabeza de línea se tiene $(6I)^2 t/6$, en cola de línea el valor homólogo es $I^2 t$, lo que significa que para línea de iguales características, la capacidad de causar daño en un extremo es seis veces la correspondiente al otro extremo.

Para solucionar este inconveniente es que se prefiere la utilización de relés con respuesta a $I^2 t = \text{cte.}$, igual capacidad de deterioro y al mismo tiempo mejoran la coordinación cuando las impedancias son semejantes. Esto puede comprobarse con el siguiente cálculo sencillo:

- en un rele $I t = \text{cte.}$ si I se incrementa en 10%, el tiempo desciende en 10%.
- en cambio en un rele de $I^2 t = \text{cte.}$ a un incremento del 10% en I le sigue un descenso del 20% en t .

Los relés de tiempo inverso tienen tiempos mínimos definidos, lo cual se arrastra de los electromecánicos, las curvas típicas se muestran en la Figura 5.11.

Para efectuar un estudio correcto de calibración de relés de éste tipo, deben tenerse en los puntos de instalación de las protecciones, las corrientes de cortocircuito máximas, mínimas y las correspondientes cargas nominales. En la Figura 5.12 se muestra el estudio efectuado para un sistema radial.

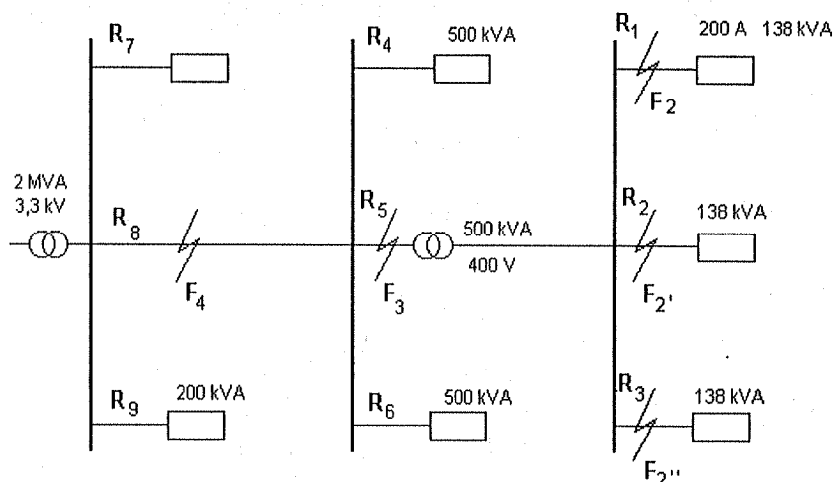


Figura 5.12

5.10.1.4- Detección de dirección o rele direccional:

Si se analiza un esquema simple con dos líneas iguales en paralelo, con cuatro relés, los cuales por simetría deben ser iguales. Si se produce la falla en una de las líneas, los relés R2 y R4 dan primeramente la orden de apertura, ya que sus regulaciones de tiempo deben ser menores que las correspondientes a los dos restantes. Un corto tiempo después abrirá el R1, dando como consecuencia la desconexión de los usuarios de la alimentación, o sea tenemos un apagón.

Si se le agrega, solamente a los relés R2 y R4 unidades direccionales, se evita el apagón por fallas en las líneas. Este tipo de unidad direccional detecta si el ángulo de factor de potencia está entre -90° y $+90^\circ$, por lo cual necesita señal de tensión, se trata de un relé wattimétrico. Realmente la unidad direccional bloquea la operación en un sentido liberando al rele principal cuando la corriente tiene el sentido contrario. Uno de los inconvenientes de este tipo de relé es originado por el descenso de tensión de la fase fallada, por lo que frecuentemente se toma tensión de una fase diferente de la cual se emplea para detección de corriente, estableciendo un ángulo de diferencia fija de 60° . Tal exigencia no es necesaria en los relés electrónicos, no obstante se mantiene tal característica por el posible reemplazo de relés electromecánicos.

En la Figura 5.13 se muestra un esquema de alimentación en anillo, con relés direccionales. Puede verse en el ejemplo que pueden presentarse tiempos de operación muy largos y distintos para los relés de la izquierda y derecha, como es el caso de una falla en A que tarda en despejarse 0,1 s. desde la derecha y 1,7 s. desde la izquierda.

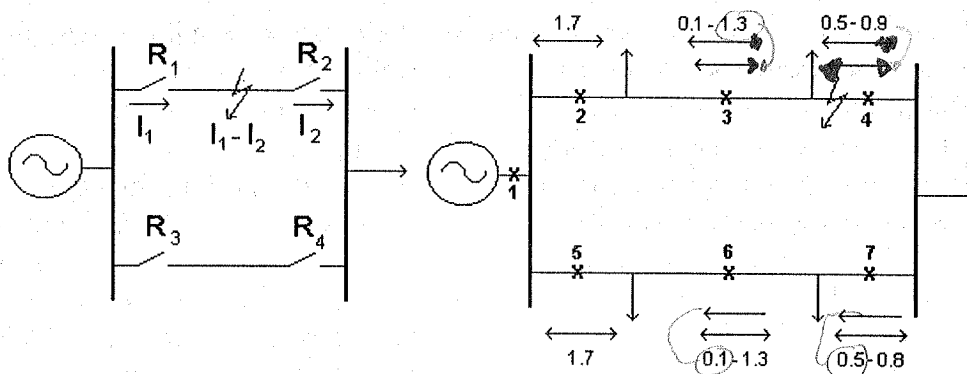


Figura 5.13

Un ejemplo de este tipo de relé tiene la curva característica dada por la siguiente ecuación:

$$t = k / ((I/I_s)^a - 1) \quad (5.8)$$

donde los valores de las constantes k y a valen:

normal inverso	0,14 y 0,02
muy inverso	13,5 y 1
extremadamente inverso	80 y 2

El valor mínimo de operación es $1,3 I_n$ y el error de ángulo en direccional es de $\pm 2^\circ$.

5.10.2- Rele diferencial:

Por los casos tratados anteriormente surge que no todas las situaciones pueden ser resueltas selectivamente y en ciertos casos los tiempos de operación pueden resultar excesivos. El sistema de protección diferencial es muy empleado como protección de secciones individuales o equipos, basándose en comparar las corrientes que ingresan con las que egresan. Además tiene la ventaja de ser del tipo de "protección independiente", ya que no debe coordinar con ninguna otra ni ser el respaldo de nadie. En la Figura 5.14. se muestra el esquema de funcionamiento.

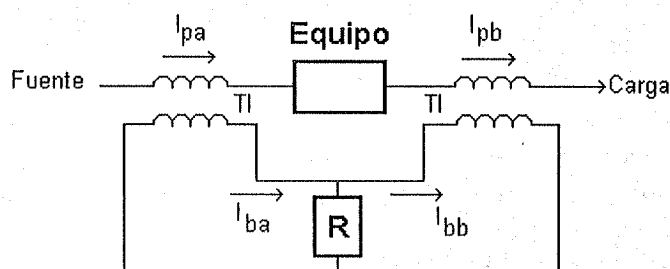


Figura 5.14

5.10.2.1- Factores que afectan el funcionamiento:

- Saturación de los transformadores de medida de corriente: Las señales de salida de los transformadores de corriente deben responder exactamente a las entradas bajo todas las condiciones posibles desde corriente nominal hasta cortocircuito y no deben distorsionarse, esta exigencia es tan estricta que se recurre a utilizar transformadores gemelos, fabricados con iguales materiales y al mismo tiempo, o sea deben ser de la misma partida.

Si los transformadores sufrieron un cortocircuito pasante pueden haber quedado magnetizados con flujos remanentes considerables, lo cual afecta el funcionamiento futuro, haciéndolo trabajar de distinta manera (con diferentes niveles de saturación) a pesar de tener iguales corrientes primarias. Se aconseja utilizar TI con baja remanencia.

- Asimetría del circuito de medida: Normalmente no es posible colocar los rele equidistantes de los TI en lo que se refiere a resistencia de los conductores. No obstante debe siempre tratarse de que las caídas de tensión en secundarios TI, relés y cables de interconexión sean lo mas iguales posibles. Para disminuir las caídas, es frecuentemente necesario emplear TI con secundarios de 1 A. para disminuir las caídas, la mejora es a veces aparente ya que los secundarios tienen una resistencia mucho mayor que los correspondientes a 5 A.

Otra posible solución consiste en el empleo de rele de alta impedancia, tipo voltimétrico, pudiendo usar valores elevados de tensión y bajas corrientes, no obstante el desequilibrio de los conductores se presenta ahora como diferencia de capacidades conectadas en paralelo con el rele.

De una manera u otra se deben disminuir las asimetrías circuitales.

La Figura 5.15. muestra los desequilibrios que pueden presentarse cuando hay asimetría circuital y TI con curvas características ligeramente diferentes.

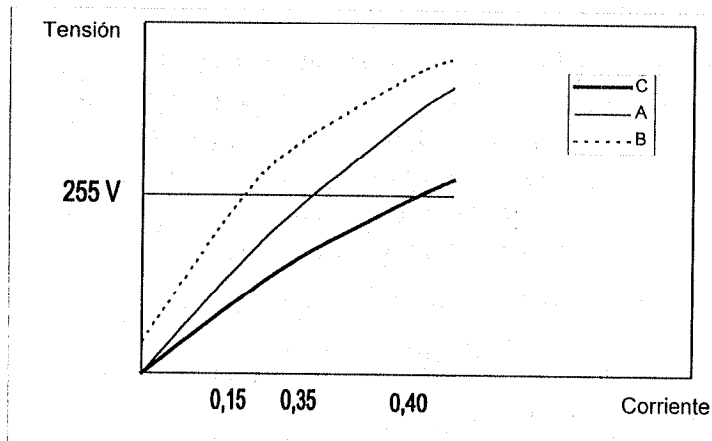


Figura 5.15

5.10.2.2- Medidas o elementos correctores:

El sistema completo de protección debe ser capaz de detectar un desequilibrio del orden del 20% del valor nominal y no debe actuar frente a fallas pasantes de mas del 2000%, por ello se requiere una precisión del 1%. El método para mejorar la precisión consiste en agregarle elementos correctores que elevan la corriente de actuación cuando se tiene corriente de carga normal o falla pasante, y la disminuyen frente a falla interna. Tales elementos son arrollamientos de bloqueo, que producen fuerzas opuestas a la causada por el bobinado de operación. Por razones de simetría se parte tal arrollamiento en dos bobinados de compensación. La Figura 5.16. muestra el esquema y los porcentajes de señal para operación con y sin el arrollamiento de compensación.

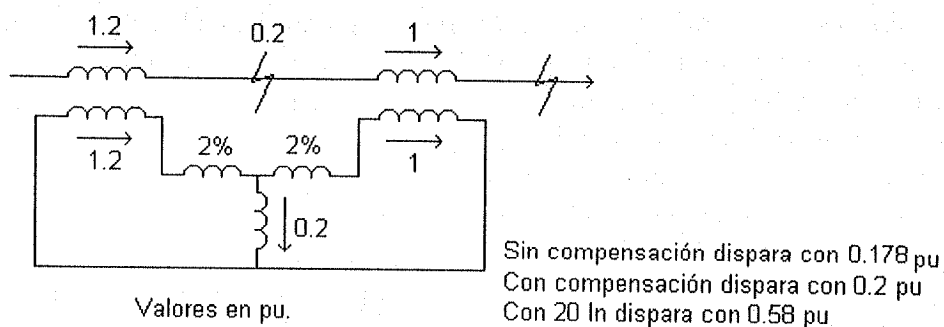


Figura 5.16

5.10.2.3- Esquema adecuado para zonas de protección extensas:

Una aplicación trifásica de este tipo de protección requiere el tendido de cuatro conductores entre los extremos del área protegida, si la separación es de algunos

kilómetros como es en el caso de líneas de transmisión, el esquema requiere la disminución del número de conductores a dos. Para ello se utilizan dos metodologías normales.

a- Transformadores de corriente de distinta relación de transformación:

Necesitamos comparar señales de las tres fases de un extremo con las tres del otro, siendo imprescindible identificar las ternas de secuencia (que definen el tipo de falla).

Una solución podría ser emplear relés de secuencia. En resumen, la componente de secuencia positiva esta en todas las fallas, pero en la monofásica a tierra, que es la más frecuente se encuentra solo reflejada en un 30%, debiendo para su identificación bajar demasiado el nivel de detección. El mismo problema tendremos con la de secuencia positiva, si empleo la negativa no detectaría las fallas entre fases cuando no participa la tierra.

Si empleo TI de relaciones 300/1,25; 300/1 y 300/0.8; cuando la corriente primaria es de 300A, las componentes de secuencia serán:

$$I_1 = 0,35 - j 0,173 = 0,39 / -0,46^\circ \text{ A} \quad (5.9)$$

$$I_2 = 0,35 + j 0,173 = 0,39 / 0,46^\circ \text{ A} \quad (5.10)$$

$$I_0 = 3,05 \text{ A} \quad (5.11)$$

Como vemos la conexión es casi diez veces más sensible a la falla a tierra, pero su sensibilidad se modifica según cual sea la fase con desperfecto.

La Figura 5.17. muestra los diagramas fasoriales.

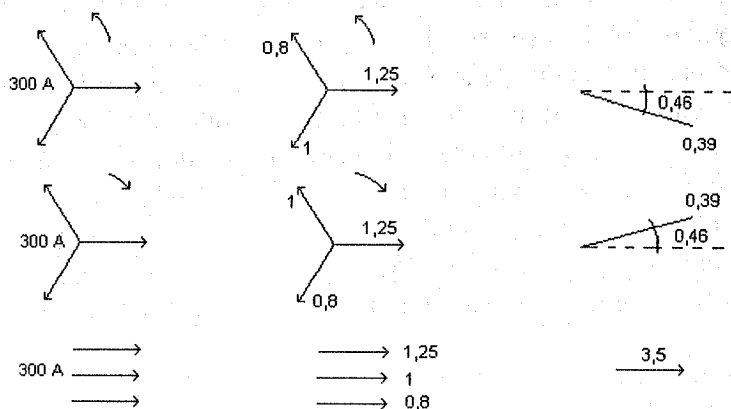


Figura 5.17

b- Uso de transformadores sumadores:

La conexión se muestra en la Figura 5.18, dando como resultado un efecto equivalente similar al obtenido con la conexión de TI de distinta relación.

En nuestro caso:

$$i_s = 1/N_s [(N_{ab} + N_{bc} + N_{cn}) i_{sa} + (N_{bc} + N_{cn}) i_{sb} + N_{cn} i_{sc}] \quad (5.12)$$

Con ambas soluciones (a y b), debería emplearse un relé equidistante, al no resultar práctico se recurre a la instalación de dos relés en los correspondientes extremos,

interconectados por dos "hilos pilotos" y controlando a sendos interruptores también ubicados en los extremos de la zona protegida.

En lugar de emplear "hilos pilotos", se pueden aplicar tecnologías más complejas como la interconexión por fibra óptica, onda portadora, sistema telefónico o microondas.

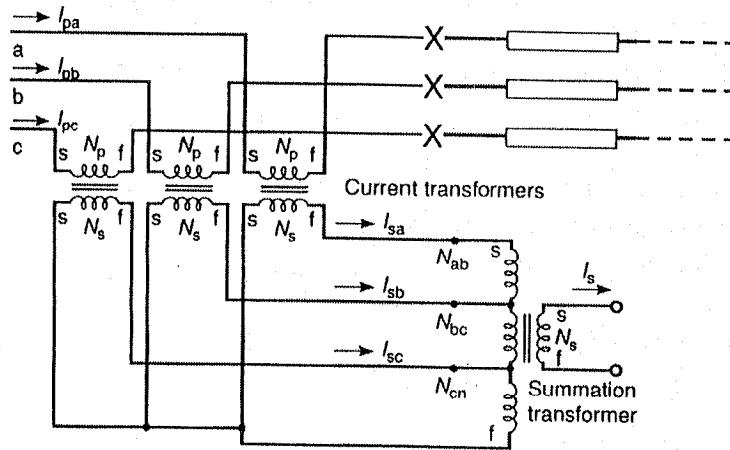


Figura 5.18

5.10.3- Rele de Distancia:

Hasta ahora se vieron las protecciones de líneas y/o cables como protección de elemento o zona, empleando protección diferencial la que actúa mediante la comparación de corrientes en los extremos, lo cual requiere hilo piloto o algún tipo de enlace que limita su extensión a alrededor de 20 Km

También existe la posibilidad de proteger las líneas por esquemas de sobrecorriente, presentando la limitación, de que en horas de valle de carga la corriente de falla puede ser menor que la corriente nominal de pico, por lo cual su identificación es imposible. Este bajo valor de corriente de falla se presenta cuando la impedancia de falla propiamente dicha es elevada, por ejemplo un conductor caído sobre el suelo seco.

Una alternativa posible es usar la magnitud de la impedancia de entrada como elemento de detección de falla, para lo cual se necesita información de tensión y corriente, siendo estos los primeros relees compuestos a estudiar, los primitivos diseños se denominaban de balanza.

Como la impedancia varía continuamente (uniformemente) a lo largo de la línea, para lograr coordinación selectiva es necesario agregarle unidades de retardo. Una falla con igual impedancia de falla se vera de distinta forma según se encuentre en el extremo mas alejado o más próximo de la línea, siendo además la corriente de falla fuertemente afectada por la impedancia de esa falla.

En la Figura 5.19. se muestran el esquema de la línea contando con dos tramos de distintas características y el diagrama X/R representativo de la impedancia de la línea.

Si la impedancia se encuentra mas allá del punto M, significa que la parte P de la línea se encuentra sin perturbación y la falla está en la parte q.

Si se suministra una carga R_l en el extremo B de la línea p, la impedancia vista por el relé es:

$$Z_{in} = (r + j \omega l) d + R_l \quad (5.13)$$

El lugar geométrico de tal expresión es la línea MN del gráfico. Si la carga no es resistiva pura, pudiendo variar su factor de potencia entre -90 y +90, su lugar geométrico será ahora un semicírculo, ya que la I_f está limitada.

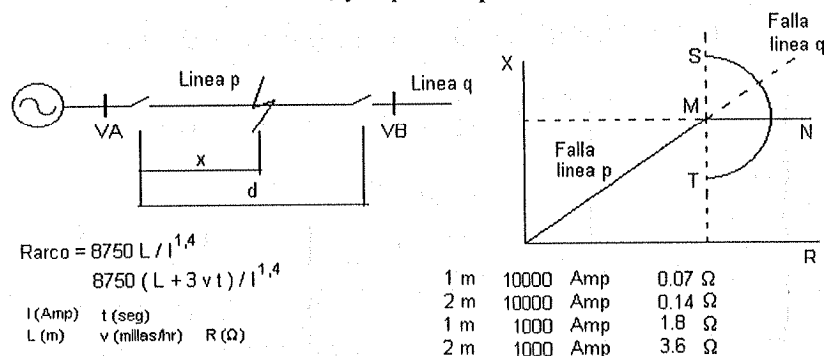


Figura 5.19

Por lo señalado hasta ahora se detecta diferencia en la impedancia según la falla se encuentre en la porción P o Q. El principal inconveniente de esta protección radica en el nivel de la impedancia de falla que enmascara a la homóloga de la línea.

5.10.3.1- Impedancia de falla:

La falla que normalmente se presenta no es "sólida", sino que posee cierto valor óhmico con existencia de arco eléctrico. Este arco eléctrico posee su tensión de arco y corriente en fase, por lo cual se ha comprobado experimentalmente que su comportamiento es el de una resistencia pura. Cuando se trata de falla a tierra, tal resistencia se compone de dos términos, R_{arco} y $R_{de puesta a tierra}$.

5.10.3.2- Resistencia de arco:

Está universalmente aceptado que el valor de la resistencia de arco en líneas aéreas se expresa por la fórmula experimental de Warrington:

$$R_{arco} = 8750 I / I^{1,4} \quad (5.14)$$

donde:

I = corriente de falla

l = longitud del arco.

Si hay viento, la longitud del arco se incrementa, en particular si es cruzado, transformándose en:

$$R_{arco} = 8750 (l + 3 v t) / I^{1,4} \quad (5.15)$$

donde:

t es el tiempo en segundos

v velocidad en millas por hora

La formula considera el alargamiento por viento y algo de desionización por efecto refrigeración.

De la aplicación de la primer expresión se obtienen los siguientes valores típicos:

Tabla 5.1: Resistencia de arco según Warrington

Longitud (m)	Corriente (A)	Resistencia (ohm)
1	1000	1,8
2	1000	3,6
1	10000	0,07
2	10000	0,14

El valor de esta resistencia es normalmente muy bajo, requiriendo ser tomada en cuenta solo en caso de alcanzar un porcentaje importante de la impedancia total, caso que se presenta por ejemplo en líneas cortas de unos pocos kilómetros.

5.10.3.3- Resistencia de puesta a tierra:

Este valor varía entre amplios límites, si se trata de una línea con cable de guardia puesta a tierra en cada poste, la resistencia efectiva es solo un pequeño porcentaje de la resistencia de puesta a tierra de cada poste. Para líneas sin cable de guardia, la resistencia de tierra es la correspondiente al poste involucrado.

Resulta igualmente despreciable que la resistencia de arco, cuando se la estudia en líneas de impedancia considerable.

Las normas y reglamentaciones especifican resistencias de puesta a tierra de 5 ohm, normalmente están en el orden de los 20 ohms, en casos extremos con terrenos rocosos y muy mal mantenidas alcanzan los 100 ohms. Además estos valores disminuyen al aumentar la corriente y tensión, produciendo un aumento localizado de la caída de tensión y un elevado campo eléctrico que puede llegar a provocar el salto del arco contra la estructura con la consiguiente disminución de la R de puesta a tierra. Las fallas a tierra que producen menores valores de resistencia de tierra son históricamente las causadas por ramas, arboles y llamas provenientes de incendios de bosques.

Al caer un conductor a tierra, la resistencia puede adquirir valores excepcionalmente altos, dependiendo del tipo de suelo y humedad, variando entre 20 y 100 ohms. Por otra parte tal resistencia es fundamentalmente no lineal, habiendo reles que las discriminan de las corrientes de carga en base al elevado contenido de armónicas.

5.11- Protección de transformadores:

En este ítem se estudiarán las máquinas cuyas potencias (algunos MVA) y tensiones (menores o iguales a 66 kV) justifiquen el empleo de relés como dispositivo de protección. Los transformadores menores, tipo distribución, se verán mas adelante.

5.11.1- Causas de fallas

5.11.1.1- Sobrecargas:

El transformador tiene gran capacidad de sobrecarga, su elevación de temperatura es proporcional al valor del tiempo y de I^2 . Su máxima temperatura admisible es función

Ley de Arrhenius: los fenómenos se aceleran con el aumento de la Temperatura.

*Monstinger → cuanto se gase o pierde de vida con la temp.
 $71.5^{\circ}\text{C} \rightarrow$ vida baja a la mitad (para Arrhenius clase B)*

de la precarga, sobrecarga y duración de ambas. El trabajar a temperaturas por sobre la nominal, consume vida útil, haciendo que se produzca una falla de aislación temprana.

5.11.1.2- Sobretensiones:

Ligeras sobretensiones producen cambios de nivel de saturación, incremento de corrientes parásitas y aumento de pérdidas por histéresis, causando aumento de temperatura en el núcleo y en el bobinado.

Las corrientes de vacío son mayores y más distorsionadas, se producen flujos fuera del núcleo, por ejemplo en los bulones de fijación del núcleo. Tales bulones se encuentran aislados, este calentamiento puede destruir el aislamiento, cortocircuitando chapas y aumentando las pérdidas por corrientes parásitas, provocando sobrecalentamiento.

5.11.1.3- Sobre. y sub-frecuencias:

La subfrecuencia produce mayor ϕ max. y causa saturación similar a la provocada por las sobretensiones.

5.11.1.4- Fallas externas (pasantes)

La capacidad de soportar corrientes pasantes está dada por las normas IEC, ANSI, BS, etc. expresadas en veces la corriente nominal como función del tiempo. Los valores especificados son: ANSI 25 In 2 seg.; IEC 25 In 0,5 seg.; BS171 20 In 3 seg.

Aquí se deben tener en cuenta no solamente los efectos térmicos, sino también los electrodinámicos, siendo importante para ello, la componente de corriente continua de los primeros ciclos. Frente a tan alta y rápida sollicitación, la protección convencional con relé e interruptor no puede hacer nada, se esta hablando de tiempos mínimos de operación del orden de 40 a 70 ms., la solución consiste en diseñar al transformador para que sea capaz de soportarla, de ahí la necesidad de su ensayo obligatorio.

Otro de los problemas es causado por los frentes de onda de sobretensión proveniente de descargas atmosféricas o por contorneos de aisladores. Tal onda alcanza a uno de los bobinados del transformador, distribuyéndose en forma no uniforme (no lineal) a lo largo del arrollamiento, dependiendo tal distribución de las capacidades entre espiras, entre arrollamientos y contra tierra (carcaza - cuba). Normalmente el resultado es que un elevado porcentaje de esta sobretensión caerá en unas pocas espiras en la proximidad del extremo de alta tensión, para lo cual se refuerza la aislación en tal zona (aislación gradual), a veces la pendiente es tan alta que este refuerzo no es suficiente y se perfora la aislación.

Los dispositivos normales de protección para esta falla son los descargadores, cuyo estudio no corresponde a nuestra materia.

Como no se pueden evitar los daños, una vez que estos se produjeron lo que debe hacerse es desconectar la unidad fallada lo mas rápidamente posible para así disminuir el deterioro, facilitando su reparación y acortando el tiempo de fuera de servicio.

5.11.1.5- Fallas mecánicas:

Aquí se considera solo los problemas en el movimiento del refrigerante, como sería por ejemplo el originado por caños de refrigeración tapados por barros o nivel bajo de aceite originado por fugas.

La Temp. del punto mas caliente este a 2/3 partes de altura del Bobinado.

5.11.2- Esquemas de protección:

Como ya fue mencionado, si los transformadores son de hasta digamos 5 MVA y tensiones no mayores a 33 kV, se brinda protección primaria y secundaria mediante fusibles de expulsión o HH y tipo NH o interruptores con reles de sobrecorriente (incorporados) por ejemplo. Para niveles mayores de potencia y tensión se usan los siguientes métodos.

5.11.2.1- Relés tiempo inverso:

Se emplea en transformadores pequeños, debe tenerse solo en cuenta que soporten la corriente nominal y la de conexión, actúen coordinadamente aguas arriba y abajo y que lo protejan por sobrecarga y cortocircuito.

5.11.2.2- Relés diferenciales:

La protección se hace entre primario y secundario, no bobina por bobina, lo que sería antieconómico. Se comparan las corrientes entrantes al primario con las que salen por el secundario. Los transformadores de corriente deben tener distinta relación de transformación para lograr balancear sus secundarios. A pesar de tener un balance teórico se presenta el inconveniente de la corriente de vacío que circula por el primario y no por el secundario. Normalmente la I_0 es de 0,02 pu. Para un relé de 1A, esto representa 20 mA, valor bastante inferior al 20% (200 mA), usado normalmente como umbral de detección diferencial.

Si se habla de la corriente de conexión, ésta es del orden de 20 a 40 I_n , solo puede anularse la operación del relé por detección de alguna característica particular. Otro de los desbalances es originado en el cambio en la relación del transformador de potencia mediante la operación del "cambiador de tomas". Se eligen los TI para balance en la posición central del cambiador, el desbalance a permitir es del 50% del cambio posible.

5.11.2.3- Implementación de la protección:

En la Figura 5.20 se muestra la conexión diferencial normal, contando con los arrollamientos correctores de bloqueo. Si el primario del transformador de potencia está en triángulo y el secundario en estrella, los TI se conectan en forma inversa, teniendo en cuenta el valor 1.73 en la relación de transformación.

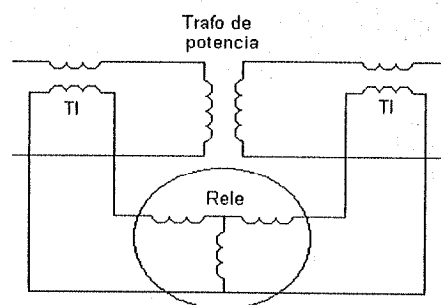


Figura 5.20

Para transformadores de tamaño mediano uso el esquema diferencial con reles de tiempo inverso (muy o extremadamente), con regulación entre el 20 y 80%, con retardo de tiempo para permitir la corriente de conexión, coordinando con los restantes relés

aguas arriba y abajo. Si se produce una falla dentro de su zona, la reacción de la protección toma mucho tiempo, lo cual solo es admisible en transformadores medianos. Para máquinas grandes debemos tener en cuenta los siguientes efectos:

a- Corriente de conexión:

En 1938 un extenso trabajo realizado por Kennedy y Hayward sobre las armónicas presentes en la corriente de conexión y de falla interna, mostraron la preponderancia de las componentes unidireccional, 2°, 3° y 5° en la corriente de conexión.

La componente unidireccional no servía como elemento detector en razón de atenuarse en los TI, y poseer un crecimiento y atenuación demasiado lentos.

Si se presenta una falla pasante importante, los TI se saturan, originando corrientes de 3° y 5° por lo cual dejan de ser indicación exclusiva de corriente de conexión.

En conclusión se adopta la 2° armónica como indicador de conexión, ya que su peso alcanza al 40 % del total, por lo que se desarrollaron reles que filtran y seleccionan la armónica adecuada.

Un estudio de la EPRI de 1983 indica que el porcentaje de la 2° armónica de la corriente de conexión ronda el 50 %, el valor eficaz del primer ciclo es en promedio 2,55 veces el mismo promedio para 4 ciclos. El promedio de la constante de tiempo resultó 53,98 ms o sea 3 ciclos (para 60 Hz), habiendo desaparecido prácticamente en 9 o 10 ciclos.

En conclusión el relé cumple con las siguientes funciones:

- detecta el 20% por falla interna
- compensación del 80% para fallas pasantes
- bloqueo del relé por presencia de 2° o "ceros" de corriente demasiado extendidos.

Normalmente el mismo tipo de relé detecta la 5° para sobreflujo o exceso de V/f.

Una consideración extra a realizar es la circulación de la tercera armónica por el triángulo o por la estrella con neutro a tierra, lo cual ocurre con equipo en estado normal.

Si se trata de un transformador de tres arrollamientos (primario, secundario y terciario) el análisis es similar.

5.11.2.4- Protección por falla a tierra:

Por los problemas citados, la sensibilidad de los relés diferenciales debe ser al menos del 20%, por lo que la corriente de falla a tierra no será detectada hasta alcanzar valores elevados. El porcentaje del arrollamiento desprotegido es demasiado alto, especialmente si hay impedancia de puesta a tierra.

En la Figura 5.21 se muestra un esquema con cuatro TI. La ventaja es que el cuarto (de neutro) no se afecta por la corriente de conexión, debiendo si tener en cuenta el efecto de saturación frente a falla pasante. Se regula con el 20% de la nominal.

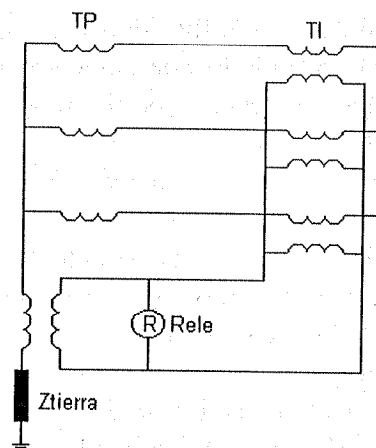


Figura 5.21

Si en el sistema existe un creador de neutro, el bobinado en triángulo da corrientes a tierra, el esquema es análogo, regulando también en el 20%.

Este 20% es el porcentaje de arrollamiento desprotegido, para mejorar la zona cuidada se agrega un relé de cuba, regulado en el 5% I_n , por lo que se protege el 95% del bobinado. El único requerimiento es que la cuba debe aislarse ligeramente de tierra.

5.11.2.5- Protección contra sobrecarga

El problema en este caso es la temperatura en el arrollamiento. Si se mide corriente y tiempo se deduce la temperatura por un método indirecto, ya que conductos tapados o fallas de bombas de refrigeración no serán detectadas. Se prefiere la detección directa de la temperatura. Primitivamente se empleaban termómetros de gases volátiles ubicados en el interior del transformador, los cuales poseían dos niveles, uno de alarma y otro de operación del interruptor correspondiente.

Los dispositivos más modernos se basan en la "imagen térmica", con alimentación de temperaturas orientativas, tomadas en zonas críticas, pero no en los arrollamientos para no debilitar aislación. El principio de funcionamiento se basa en emular la temperatura en los bobinados mediante los datos de i , t , y las temperaturas accesibles. Se tiene la temperatura del bobinado en forma menos indirecta que antes. Se trata de relees microprocesados, los cuales pueden determinar el consumo de vida útil y la vida remanente en base a la integración en el tiempo, dando información del envejecimiento de la máquina.

5.11.2.6- Relé Buchholz:

La idea de este tipo de dispositivo se basa en la detección temprana de la falla, especialmente aquellas de evolución lenta, dándose a conocer tan pronto como se inician. Si existe arco eléctrico o calentamiento localizado, se produce una descomposición del aceite y papel aislante, generando gases como H_2 y CO . Estos gases se desplazan hacia arriba por diferencia de densidades, dirigiéndose hacia el tanque de expansión. En el conducto de conexión entre el tanque y la cuba se coloca una trampa para tales gases, el relé Buchholz, indicará si se generan lentamente mediante señal de alarma. Si los gases se generan a alta velocidad, llegando como un frente de onda de presión, el relé desconecta a la máquina en un tiempo usualmente menor que el que tarda el relé de tiempo inverso. La Figura 5.22 muestra el esquema de funcionamiento.

Por otra parte el tipo y volumen de los gases generados indican el tipo de falla y la velocidad con que evoluciona. Existen métodos que detectan los gases disueltos en el aceite en muy baja proporción, dando indicación del tipo de falla con gran anticipación, para poder efectuar así la salida de servicio planeada para reparación.

5.12- Protección de generadores

5.12.1- Introducción

La protección del generador de corriente alterna, o comúnmente denominado alternador, resulta un poco extraña a un curso sobre protecciones en sistemas de distribución, sin embargo cada día lo es menos en razón de la aparición mas frecuente de la cogeneración.

Hoy en día es una situación normal que en la industria se posea generación de potencia importante, por lo que efectuaremos su estudio en forma resumida y adecuada a la citada realidad.

Los daños en estas máquinas, a pesar de ser mínimos producen tiempos de reparación muy altos, del orden de semanas y aún meses. Si los daños son masivos, tales tiempos se incrementan en mucho. En conclusión su protección es muy importante y su función es evitar el daño; en caso de no poder evitarlo debe limitarlo a su mínimo expresión.

Por lo dicho, los relés para tal tarea se dividen en dos tipos:

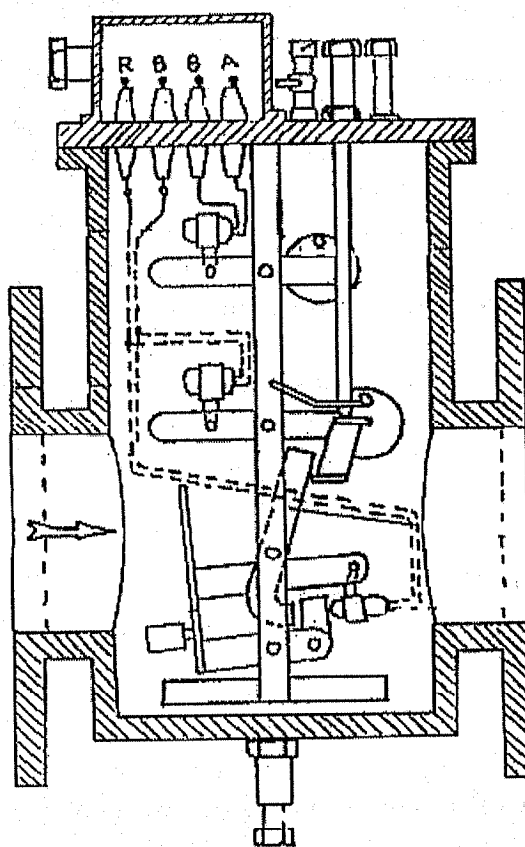


Figura 5.22

- Los que miden constantemente las magnitudes de funcionamiento, y que toman decisiones cuando algunas de ellas presenta riesgo para la máquina, como por ejemplo sobrecargas, cortocircuitos externos, etc., decidiendo sobre la desconexión, desexcitación, aumento de refrigeración, etc.-

- Los que actúa frente a deterioros ya producidos, los cuales siempre pueden presentarse a pesar de todos los cuidados tenidos; estas son fallas internas, que pueden deberse a cortocircuitos entre espiras por envejecimiento o problemas mecánicos. Como estas fallas producen arco contra el hierro, deben cortarse lo más rápido posible.-

Los generadores son los equipos de un sistema eléctrico, que pueden estar sometidos al mayor número de operaciones anormales diferentes, dando por ello gran diversidad a sus protecciones. Las perturbaciones se pueden clasificar en fallas internas y regímenes anormales:

1- Fallas internas en el estator

- cortocircuito entre fases
- cortocircuito entre espiras de la misma fase
- cortocircuito a tierra

2- Regímenes anormales

- sobrecorrientes balanceadas o no en el estator, causadas por sobrecargas o cortocircuitos
- pérdida o reducción de excitación
- sobretensión
- contactos a tierra del estator
- pérdida del motor de impulso (inversión de potencia)
- pérdida de sincronismo
- conexión asincrónica
- oscilaciones subsíncronicas
- otros (vibración, sobrevelocidad, rodamientos, etc.)

5.12.2- Factores que determinan el tipo de protección.-

No está definido cual es el tipo y dispositivo de protección a emplear para cada caso, dependiendo de varios factores como por ejemplo:

- * Tamaño de la máquina.-
- * Importancia en la red.-
- * Razones económicas (costo de la protección en comparación con costo de la reparación, lucro cesante, etc.)

Para nuestro caso es aplicable el más simple, basado en la potencia de la máquina, mostrado en la siguiente tabla.

Tabla 5.2: Tipo de protección según la potencia del generador

Tipo	$P < 1\text{MVA}$	$1\text{MVA} < p < 10\text{MVA}$	$P > 10\text{MVA}$
------	-------------------	----------------------------------	--------------------

Diferencial	-	x	x
Sobrecorriente	x	x	x
Falla a tierra estator	-	x	x
Falla a tierra rotor	x	x	x
Sobretensión	(hidráulicas)	(hidráulicas)	x
Retorno de potencia	(vapor)	(vapor)	(vapor)
Debilitamiento del campo	x	x	x
Falla entre espiras estator	-	-	x

5.12.3- Protección contra cortocircuito interno entre fases

Esta protección se efectúa normalmente empleando reles de sobrecorriente y / o diferenciales.

El generador posee dos formas fundamentales de conexión, una de ellas en forma individual y la restante directamente con el transformador elevador (saliendo internamente la derivación para servicios auxiliares), constituyendo así la unidad generador - transformador. Esta última forma se emplea para grandes potencias, por lo cual analizaremos el caso de generador individual.

La protección diferencial se arma colocando los transformadores de intensidad en las líneas de salida y antes de la formación del neutro en el otro extremo del bobinado. Los transformadores ven la misma corriente por lo cual pueden ser iguales, con las ventajas que esto representa. Ver Figura 5.23.

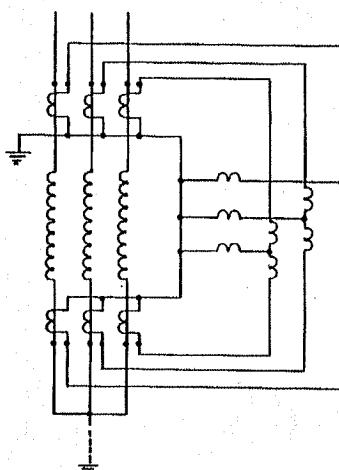


Figura 5.23

Si el neutro del generador se forma interiormente, no queda más remedio que utilizar la conexión de cuatro transformadores, la cual reacciona solamente frente a falla a tierra, por lo cual si se presenta una falla entre fases, se deberá esperar que la falta se generalice para que sea detectada por la protección. (Figura 5.24.)

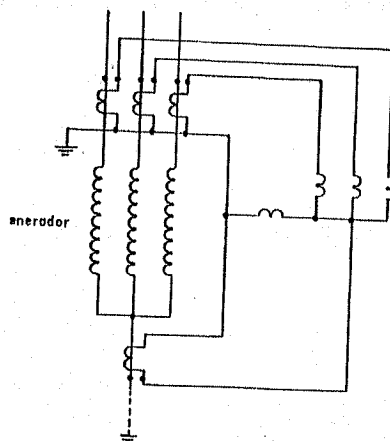


Figura 5.24

Si el generador está en triángulo, se colocan dos juegos de transformadores, uno en las líneas de salida y el restante dentro del triángulo, el primero conectado en estrella y el siguiente en triángulo. Ver Figura 5.25.

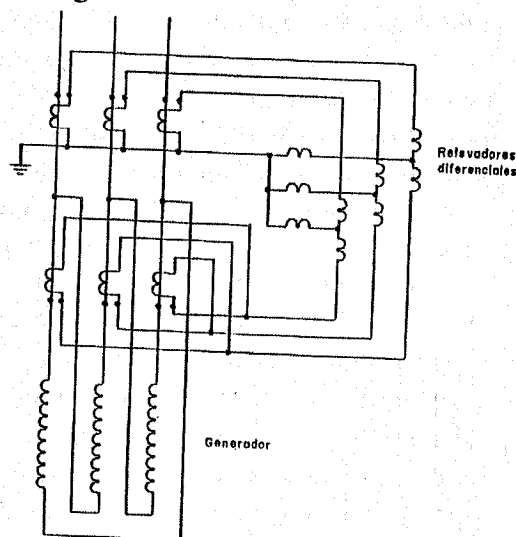


Figura 5.25

En general los generadores tienen el neutro conectado a tierra través de una impedancia, por lo que esta conexión no es muy sensible a la falla a tierra, debiendo recurrirse a otro esquema para ello.

Esta protección debe provocar la salida de servicio instantánea y completa de la máquina. O sea disparar al interruptor principal, abrir el interruptor de campo, parada del motor primario y señal de alarma.

5.12.4- Protección contra cortocircuito entre espiras de una misma fase

La protección diferencial no detecta este tipo de falla, ya que la corriente que ingresa y la que sale siguen siendo iguales. Si los arrollamientos poseen sectores en paralelo, se

colocan sobre ellos transformadores de intensidad comparando las corrientes secundarias, lo que no es común en generadores pequeños.

El método más empleado consiste en colocar al generador una carga balanceada en estrella, normalmente una inductancia, midiendo la diferencia de potencial entre el neutro de la máquina y el de las inductancias. Esta protección también detectará fallas a tierra y entre fases.

Igualmente que en el caso anterior, la protección debe sacar la máquina de servicio en forma rápida y completa.

5.12.5- Protección contra cortocircuitos a tierra en el estator

La falla a tierra involucra el núcleo del estator, por lo que corrientes elevadas pueden fundir el hierro, causando un daño muy superior a la simple falla de aislamiento, cuya reparación consiste en el cambio de chapas de hierro, lo que es sumamente costoso y demanda considerable tiempo de fuera de servicio. Por ello se trata de reducir la corriente de falla a tierra a valores pequeños, lo que complica la protección desde el punto de vista de la sensibilidad.

- Protección de generadores puestos a tierra con impedancias de elevado valor:

Este es el caso de empleo de bobina resonante o Petersen, o sino también con resistencias de alto valor, limitando las corrientes por la falla a intensidades no mayores a 25 A.

La protección se basa en la colocación de un relé de sobretensión en paralelo con la impedancia, el cual debe ser insensible a las tensiones de tercera armónica y superiores que siempre están presentes en condiciones normales. En ciertos casos se complementa con detección de corriente como respaldo de la de tensión, que posee actuación tiempo inverso con corriente de arranque mayor que la normal de desbalance y un instantáneo con regulación mayor que la que origina la falla a tierra externa al generador.

La duda que surge es que hacer con la señal, dar solo alarma o desconectar la máquina.

Los criterios están divididos, usualmente se dispara la máquina en tiempos del orden del seg., ya que la tensión de línea aplicada a los bobinados sanos los somete a exigencias que pueden provocar otra falla, de aislación con elevada corriente.

Produce los mismos accionamientos que las protecciones citadas previamente.

Uno de los inconvenientes de esta protección, es que no se protege al bobinado contra fallas cercanas al neutro, cubriendo entre el 90 y 95 % del arrollamiento, fallas de menos del 10% son muy infrecuentes. Es rara ya que los generadores tienen aislación uniforme, y la tensión cerca del neutro es del solo el 10% de la nominal. Existen métodos solo aplicables a máquinas muy importantes, como es el desplazamiento artificial del neutro y la inyección de corriente continua en el neutro.

- Protección de generadores puestos a tierra con impedancias de bajo valor:

Las impedancias usadas poseen valores óhmicos que bajan las corrientes a tierra a montos de algunas decenas a cientos de amperes.

Si la corriente es alta la protección diferencial posee sensibilidad suficiente para detectarla. Existen esquemas adicionales para mejorar la sensibilidad de detección. Uno de ellos consiste en colocar un relé direccional que compare las corrientes por el neutro de los transformadores de salida y los de neutro, de manera que actúe frente a las fallas internas al esquema y no a las producidas en las líneas mas allá del generador.

5. 12. 6- Protección de respaldo contra cortocircuitos externos

Esta protección se coloca a fin de evitar que el generador se mantenga contribuyendo a un cortocircuito externo por demasiado tiempo, si este no es eliminado por la protección externa correspondiente.

Este respaldo puede hacerse por medio de relés de sobrecorriente conectados a los transformadores del neutro del generador o por medio de protección de distancia con señales de corriente de neutro y tensiones de salida de la máquina.

5.12.7- Protección contra sobrecargas balanceadas:

Los generadores, por su tamaño poseen capacidad de sobrecarga interesante, pudiendo llegar al 200 o 250 %, dependiendo si se trata de sobrecarga activa o reactiva.

En máquinas grandes se colocan termistores que miden directamente la temperatura del bobinado, protegiendo de esta manera no solo frente a sobrecargas sino también ante problemas de refrigeración.

En máquinas pequeñas no puede soportarse el costo de los termistores, debiendo recurrir a relés de tiempo inverso con algún agregado de imagen térmica y de historia del funcionamiento de la máquina en lo que respecta a precarga y temperatura ambiente.

En este caso la operación del relé da señal de alarma, esperando medidas correctivas automáticas o manuales, si esto no ocurre se produce el disparo de la máquina.

5.12.8- Protección contra sobrecargas desbalanceadas:

Las sobrecargas desbalanceadas se producen por roturas de líneas, fallas de equipos de maniobras o fallas asimétricas no abiertas por la protección de línea. Las corrientes desbalanceadas crean un campo de secuencia negativa, que induce corrientes de 100 Hz en el rotor, que gira al doble de velocidad con respecto al campo citado. Tales corrientes calientan al rotor, pudiendo en ciertos casos fundir ciertas partes del mismo.

También se producen vibraciones elevadas, con posible daño mecánico.

Los fabricantes dan como valor límite admisible desbalances del 10 al 20 %, sin que la máquina supere condiciones de plena carga. Considerando el fenómeno como adiabático, dando el $I^2 t$ máximo admisible, en el orden de 5 a 10 para generadores muy grandes con enfriamiento directo, 30 para turboalternadores con enfriamiento indirecto y 40 para hidrogenadores o máquinas con accionamiento por combustión interna.

Valores superiores al tiempo de la ecuación requieren revisión de la superficie del rotor, el doble de tiempo implica riesgo de daños serios.

La protección se efectúa con un relé de tiempo inverso que detecte las corrientes de secuencia negativa, comparando en forma gráfica las curvas características corriente tiempo del relé con la recta de $I^2 t$ cte. del rotor.

Si el valor de la corriente de secuencia negativa es del 3 al 20 de la nominal, el relé da señal de alarma, si es mayor desconecta a la máquina.

5.12.9- Protección contra pérdida o reducción de excitación:

Bajo condiciones de trabajo normal el generador está sobreexcitado, entregando algo de potencia inductiva a la red, si la excitación disminuye entrega cada vez menos, y en caso de desaparecer pasa a tomar carga inductiva del orden del 200 al 400 % de su potencia nominal. Tal sobrecarga eleva la temperatura del arrollamiento estatístico, pudiendo

hacer que se pierda el sincronismo con la aparición de corrientes rotóricas importantes en la jaula o en las expansiones polares. El último problema es mucho más grave que el calentamiento del estator.

Dependiendo del tamaño de la máquina se puede poner en peligro la estabilidad del sistema, que no sería nuestro problema en sistemas de distribución.

Normalmente la protección contra este disturbio se basa en la detección local de corriente de excitación y lectura de tensión de salida de la máquina, esta última regulada normalmente entre el 80 y 90 % de la nominal. La señal de apertura normalmente no es instantánea sino entre 0,6 y 1 seg. para permitir oscilaciones del sistema.

En máquinas de mayor importancia se emplean relés de impedancia viendo los bobinados de la máquina.

5.12.10- Protección contra sobretensiones:

Por razones de economía de diseño, los generadores funcionan normalmente muy cerca del codo de la característica de saturación, por lo que sobretensiones provocan valores de flujo muy altos, con gran distorsión y por ello calentamiento.

Bajo condiciones de régimen, el regulador de voltaje controla la excitación, manteniendo la tensión dentro de los valores normales. La falta de señal de tensión produce que la regulación eleve la misma o la apertura del interruptor principal en caso de carga considerable, con el agregado de la sobrevelocidad del 140 % lleva a la tensión a cerca del 200 %.

La protección se efectúa a partir de la señal de un transformador que alimenta a un relé que actúa por el cociente tensión / frecuencia, o sea es sensible directamente al flujo magnético. Posee en general unidades retardadas que arrancan con el 10 % de sobretensión y unidades instantáneas reguladas para el 20 al 50 %.

Hay discrepancia con respecto a que hacer con la señal del relé, algunos están a favor del disparo de la máquina, en cambio otros prefieren insertar resistencias adicionales en la excitación y recién si el problema persiste luego de algunos segundos, entonces disparar la máquina.

5.12.11- Protección contra contactos a tierra de la excitación:

El circuito de alimentación está aislado de tierra, por lo que una puesta a tierra no traería inconveniente alguno, salvo la posible aparición de sobretensiones en el campo frente a transitorios del sistema. Estas sobretensiones pueden provocar una nueva falla a tierra y allí si tenemos serios problemas. La segunda falla produce desbalance magnético del rotor, con vibraciones y posible distorsión por sobrecalentamiento.

El método de detección consiste en la inyección de un voltaje alternado entre el circuito de campo y tierra, con un relé de tensión intercalado. Debe suministrarse una conexión buena a tierra al rotor a través de carbones anillo rozante, para evitar que la corriente circule por los rodamientos y los dañe.

La presencia del primer contacto provoca solo accionamiento de la alarma, cuando se produce el segundo se dispara al generador. Ver Figura 5.26.

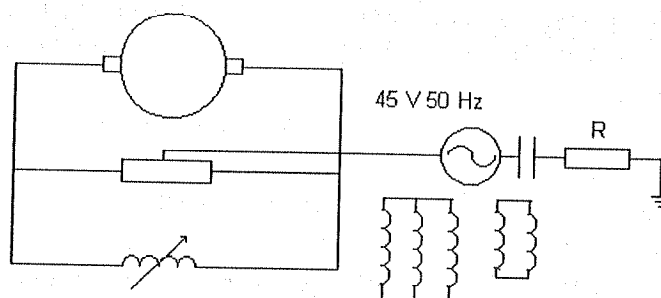


Figura 5.26

Los relés usuales detectan fallas de resistencia de falla del orden de 1000Ω , lo que implica corrientes de algunos mA.

5.12.12- Protección contra retorno de energía (funcionamiento como motor):

Si la potencia mecánica de entrada al generador no es suficiente para cubrir sus pérdidas, la máquina tomará la potencia necesaria desde la red, si no varió la excitación continúa entregando potencia reactiva. Tal situación no es perjudicial para el alternador, pero si puede serlo para la máquina de impulso y para el sistema que pierde potencia disponible.

Según el tipo de máquina de impulso el problema se modifica:

- Turbina de vapor: sobrecalentamiento excesivo de los alabes, ya que disminuye o desaparece la refrigeración suministrada por el vapor. Solo toma del sistema el 4% de su potencia nominal.
- Hidrogeneradores: salvo caso de cavitación, no habría problemas para la máquina, toma solo 2 % de potencia de la red.
- Turbinas de gas: no hay peligro para la turbina, pero toma del sistema potencias del 10 al 50% de la nominal.
- Motor a explosión: riesgo de incendio por combustible no quemado y carga entre 15 y 25 % al sistema.

La protección se efectúa con un relé direccional, con retardo de tiempo del orden de 2 a 6 seg. para permitir las oscilaciones normales de potencia y el penduleo del proceso de sincronización.

5.12.13- Otras protecciones:

Este tipo de dispositivos son fundamentalmente para el caso de máquinas grandes, como los elementos contra sobrevelocidad, vibraciones, pérdida de sincronismo, etc.

Una de ellas es la desexcitación rápida:

A pesar de cortar la corriente de excitación, gran cantidad de energía magnética queda almacenada en el campo, debiendo eliminarla tan rápido como se pueda.

Si se coloca la excitatriz en cortocircuito la única vía de disiparla es a través de la resistencia óhmica del bobinado, lo que es demasiado lento; si se abre el circuito aparecen sobretensiones por la elevada inductancia del arrollamiento, que la perforaría.

Un buen sistema debe desconectar y consumir la energía, debe oscilar para apagar el arco en la falla, no decaer suavemente.-

Eligiendo R_s y R_f de la Figura 5.27, se logra controlar la sobreexcitación, llegando a invertir la corriente, tendiendo a anular el campo.

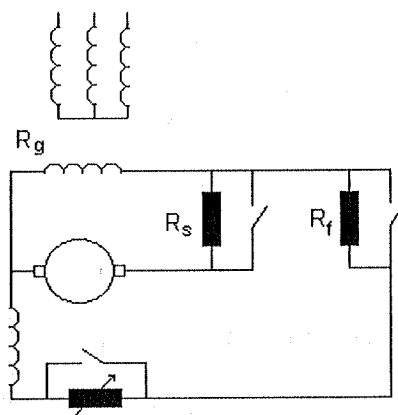


Figura 5.27

$$R_s : 2.5-3.5 R_g \quad (5.18)$$

$$R_f : 2-6 R_g \quad (5.19)$$

Existe una protección denominada “separadora” que es muy importante en nuestro caso, ya que actúa frente a la salida de servicio del sistema mientras un cogenerador está funcionando, el cual pasará a llevar toda la carga del sistema. Su funcionamiento se basa en relés de retorno de energía con escalón instantáneo y otro relé de baja frecuencia.

Bibliografía:

- [1]- GEC - ALSTHOM, Protective Relays Application Guide, Third Edition, 1995, Balding+Mansell plc, London.
- [2]- Power Technologies Inc., Distribution Fault Current Analysis, EPRI Project 1209-1, EL-3085, May 1983.
- [3]- Altuve Ferrer, H.; Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia; Apunte Curso de igual Nombre, Universidad Autónoma Nueva León, 1996, Nueva León.