

Figura 117. Localización de la falla para el ajuste de la puesta en trabajo de la protección de respaldo.

Un segundo paso en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, es ajustar la acción retardada para obtener selectividad con los relevadores de elementos adyacentes del sistema. Este ajuste es para condiciones de máxima corriente en el relevador, tales condiciones se dan cuando ocurre un corto circuito más allá del interruptor en un elemento adyacente del sistema, bajo ciertas circunstancias, pasa más corriente en el relevador si el interruptor está abierto.

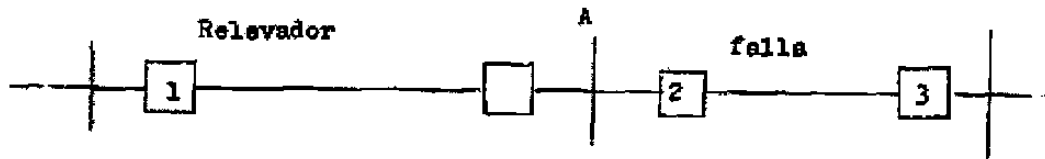


Figura 118. Localización de la falla para el ajuste de la selectividad.

Para ajustar un relevador de fase, se toma la corriente de falla trifásica; y para el ajuste del relevador de tierra se toma la corriente de la falla fase a tierra.

7.1.2 Uso de relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Estos relevadores pueden aplicarse cuando la corriente de falla bajo condiciones de máxima generación llega a ser casi el triple desde la falla hasta el relevador. En la figura 119 se nota como el relevador funcionará para fallas trifásicas exteriores hasta el 70% de la longitud de la línea y para fallas de fase a fase exteriores hasta el 54%.

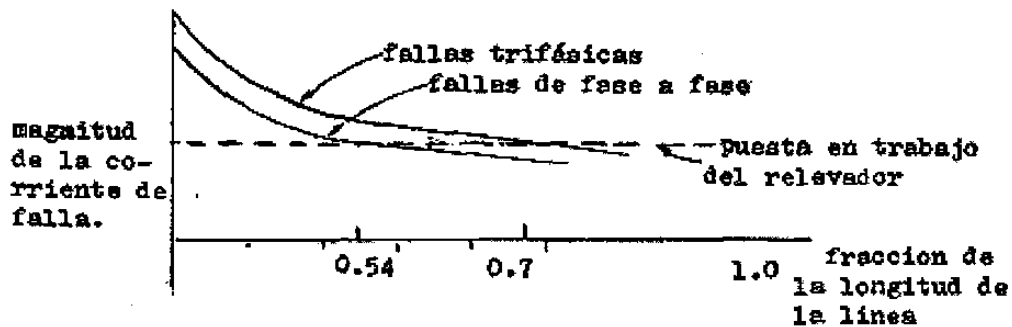


Figura 119. Funcionamiento de los relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Con la protección de sobrecorriente instantánea en los extremos de la línea, se obtiene el disparo simultáneo en los dos relevadores bajo condiciones de máxima generación en las fallas en la parte media de la línea. En fallas cercanas a los extremos de la línea, a menudo se produce el disparo instantáneo en secuencia, es decir, primero se dispara el más cercano y posteriormente lo harán los demás relevadores.

7.1.3 La característica direccional.

Cuando se quiere mejorar la selectividad, la protección de sobrecorriente se hace direccional, de hecho, es mejor instalar relevadores direccionales aunque no se requiere la característica de dirección, debido a que los cambios en el sistema son idóneos para ser necesarios estos relevadores.

En ocasiones, se prefieren las unidades direccionales de tensión de retención para utilizarse con relevadores de sobrecorriente de fase, con esta protección disminuye también la probabilidad del disparo inadecuado cuando se presentan oscilaciones severas de potencia.

Para protección contra fallas entre fases, se recomiendan los relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos, en lugar de un polifásico direccional en combinación con monofásicos de sobrecorriente. El contacto de la unidad direccional de un monofásico controla en forma directa el funcionamiento de la unidad de sobrecorriente; en cambio se requiere un relevador auxiliar intermedio cuando se usa la unidad direccional polifásica.

Bajo ciertas circunstancias, los relevadores monofásicos direccionales de sobrecorriente para la falla de fase pueden presentar disparo innecesario en fallas a tierra en la dirección de no disparo. Las componentes de secuencia cero de la corriente de falla tienen una tendencia hacia el mal funcionamiento. Estas componentes están en fase, y cuando se usan transformadores de corriente conectados en estrella, siempre producen par de cierre de contacto en una de las tres unidades direccionales, independientemente de la dirección de la corriente. Las otras componentes; las de secuencia positiva y negativa impiden el efecto de las componentes de secuencia cero o más bien lo minimizan, pero si la corriente de falla se compone principalmente a base de corrientes de secuencia cero, es más probable el mal funcionamiento.

Para impedir que los relevadores de fase respondan a las corrientes de secuencia cero, se hace una derivación de la misma; y para eso se emplean tres transformadores de corriente auxiliares como se muestra en la figura 120. Se tiene cuidado de que el neutro de los relevadores de fase no se conecte al neutro de los TC pues puede perderse parte de la efectividad de la derivación. Conectando en delta los secundarios de los principales TC se eliminan las componentes de secuencia cero, esto sin embargo introduce otras tendencias de mal funcionamiento, y no proporciona la fuente requerida de alimentación para los relevadores de tierra. Debe utilizarse la conexión de 90 grados o en cuadratura de los relevadores de fase.

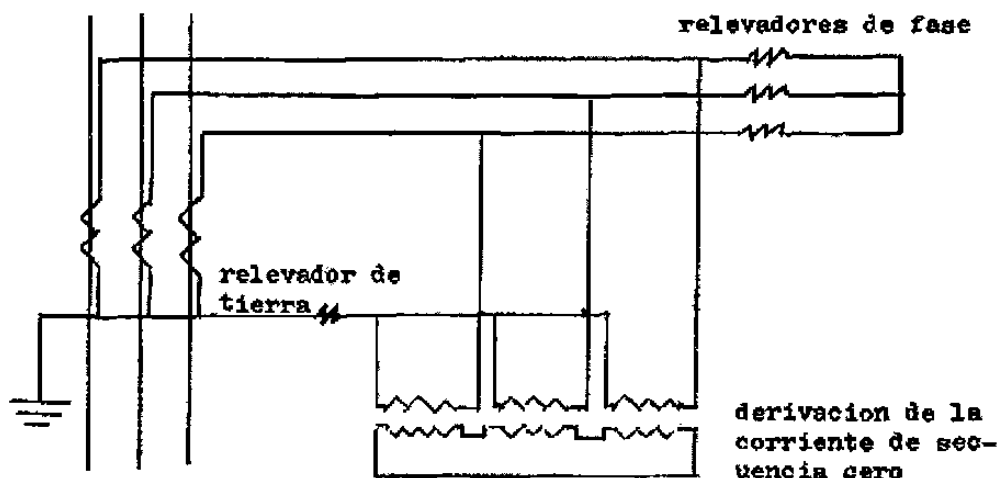


Figura 120. Aplicación de la derivación de la corriente de secuencia cero.

Con respecto a los párrafos anteriores se puede concluir que en donde sólo puede pasar corriente de secuencia cero, deben utilizarse relevadores de tierra separados.

A todos los aspectos en relación con protección de líneas mediante relevadores de sobrecorriente que ya se mencionaron, se pueden añadir otros muy diversos y de singular importancia que tienen que ver con las aplicaciones y sus problemas particulares; enseguida haremos mención de algunas de ellas.

- 1) Resistencia de arco y tierra: La resistencia de tierra es la resistencia en la tierra, a esta se agrega la de arco. Cuando no se utilizan hilos de guarda, o cuando éstos están aislados de las torres, la resistencia de tierra es la resistencia de la torre en el lugar donde ha ocurrido la falla, mas la resistencia de la tierra de regreso a la fuente. La resistencia de tierra puede variar dentro de límites muy amplios, entonces lo

único práctico que se hace es usar los valores medios para una localidad dada.

- 2) Efecto de los circuitos en anillo en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente: La primera complicación en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente en circuitos en anillo surge cuando los generadores están localizados en varias estaciones alrededor del anillo. El problema es por donde empezar; y además, cuando los circuitos en anillo forman parte de otros anillos, el problema es más difícil. Hasta ahora el método de tanteos es el único camino para proceder con dichos circuitos.
- 3) Sobrealcance de los relevadores de sobrecorriente instantáneos: El "sobrealcance" es la tendencia de un relevador a ponerse en trabajo en las fallas a mayor distancia de la que se esperaría si se deprecia el efecto del centrado en la onda de la corriente de falla.

$$\text{Sobrealcance en \%} = (A-B)/A$$

Donde A = La corriente que puesta en trabajo del relevador, en amperes y en estado estable.

B = corriente en estado estable que en cuanto se inicie el descentrado total pondrán en trabajo el relevador.

Cuando no se dispone de los datos del sobrealcance en porcentaje, será suficiente por lo general ajustar la puesta en trabajo 25% más elevada que el valor máximo de la corriente de falla simétrica en la cual el relevador no debe funcionar.

Puede disminuirse la tendencia al sobrealcance de un relevador de sobrecorriente instantánea en ondas descentradas mediante la "resistencia transitoria".

- 4) Efecto de limitar la corriente de falla a tierra: La impedancia que limita la corriente en los neutros del generador o transformadores de potencia puestos a tierra puede ser deseable cuando se propone limitar la severidad de un corto circuito de fase a tierra. Sin embargo, si esta práctica se exagera, puede

arriesgarse la aplicación de la protección de tierra cuando se requiere un funcionamiento rápido y selectivo. La experiencia ha encontrado que es una buena regla; no limitar la corriente de falla a tierra del generador o del transformador a un valor de su corriente nominal de plena carga. Esta claro que el mejor procedimiento es estudiar el efecto de la limitación de la corriente en cada caso individual.

- 5) Errores transitorios de los TC: el problema principal causado por los errores transitorios de los TC sobre los relevadores de sobrecorriente de tierra, es su efecto. El efecto llamado "corriente residual falsa" , consiste en el flujo de grandes corrientes transitorias a través de la bobina del relevador de tierra en el neutro de los TC, cuando no hay corriente de falla a tierra real en los primarios de los TC. Esto sucede porque los TC tienen errores diferentes debido a corriente directa descentrada desigual en las corrientes primarias, o debido a cantidades distintas de magnetismo remanente. Cuando se complica la solución para controlar la corriente residual falsa, se puede disponer de equipo que permitirá a un relevador de tierra cerrar un circuito sólo si la corriente de falla fluye en una fase únicamente.
- 6) Detección de fallas a tierra en sistemas no puestos a tierra: El funcionamiento de sistemas no puestos a tierra (siempre que no sean de distribución) es una práctica deficiente, y desde luego, su protección a tierra no se toma en consideración. En ocasiones se desconecta una parte de un sistema que contiene una fuente de generación del resto del mismo, y puede resultar una condición de funcionamiento no puesto a tierra (figura 121)

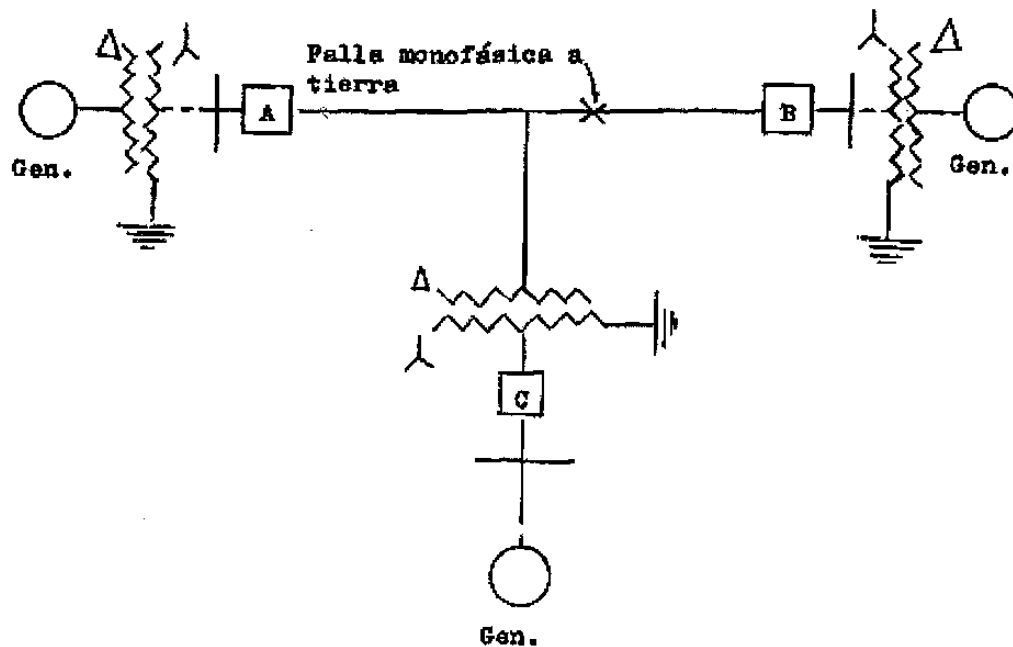


Figura 121. Ejemplo de la posibilidad del funcionamiento del neutro no puesto a tierra por una falla a tierra en la línea.

La presencia de una falla a tierra en sistemas con neutro no puesto a tierra, puede detectarse mediante el uso de un transformador de potencia estrella-delta, rota con un relevador de sobretensión conectado a través de la abertura en la delta, o puede conectarse en forma indirecta al sistema los arrollamientos (figura 122) en estrella, a través del secundario de un transformador de potencial estrella - estrella, cuyos neutros están puestos a tierra.

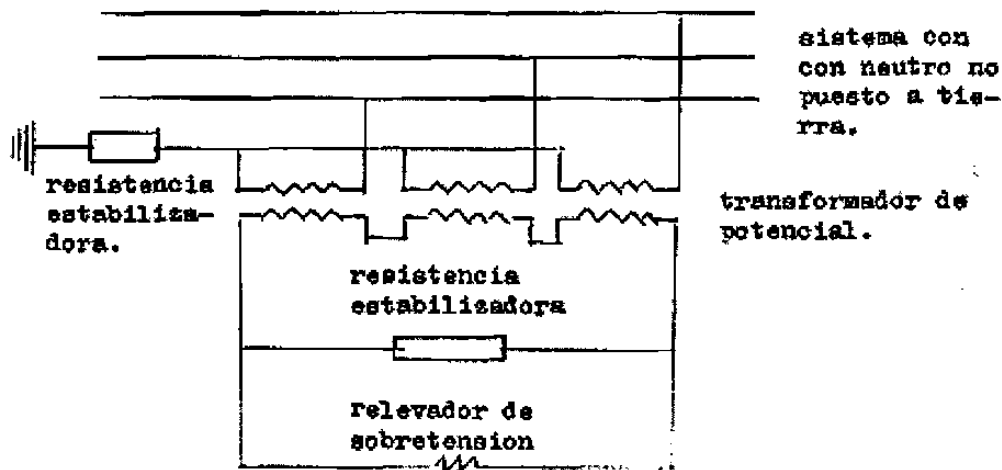


Figura 122. Una conexión de un transformador de potencial estrella - delta roto para detectar una falla a tierra en un sistema con neutro no puesto a tierra.

- 7) Efecto de los neutralizadores de falla a tierra en la protección de líneas: también llamados (bobinas Petersen), ante la mala actuación del relevador de tierra en ramas de alta corriente capacitiva (figura 123) como en el punto P de la figura, toda la corriente capacitiva en la red a la derecha del punto pasará por ella. Se instala un relevador direccional de tierra en P para que no funcione cuando fluya corriente atrasada. Pero la corriente capacitiva origina el funcionamiento del relevador si la corriente es mayor que la puesta en trabajo de ésta. Cuantos más neutralizadores haya en diferentes puntos del sistema, menor será la corriente de carga en cualquier localidad, y se reducirá la tendencia al mal funcionamiento de los relevadores en la corriente de carga. Los relevadores de tierra no funcionarán hasta después que se haya puesto en corto circuito el neutralizador, y además estos deben ser capaces también de soportar la corriente que fluye en forma continua.

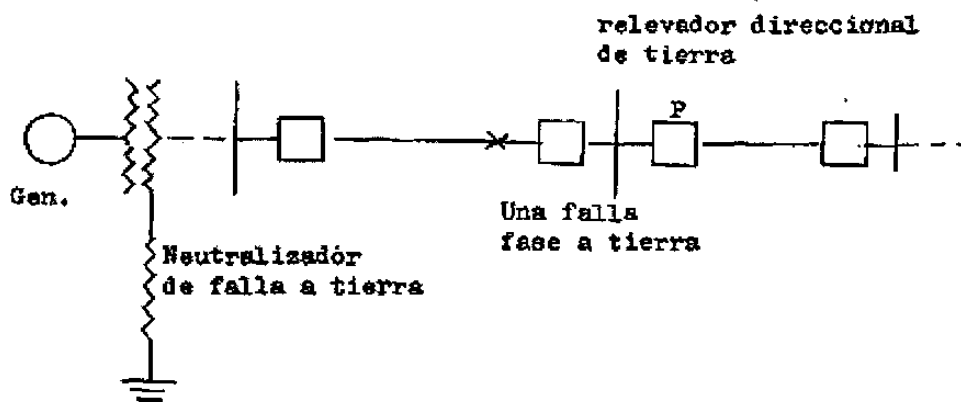


Figura 123. Diagrama que muestra la tendencia al mal funcionamiento de los relevadores de tierra cuando se usa un neutralizador de falla a tierra.

- 8) Efecto de fase abierta no acompañada de corto circuito: Esto puede originarse por el quemado de un fusible, o por contactos defectuosos de un interruptor. Puese haber fase abierta por un tiempo corto debido a que un cierre o apertura simultánea de los polos del interruptor, o por la conmutación monofásica. En general solo los relevadores de tierra pueden funcionar mal, aunque algunas veces los de fase de la protección de equilibrio de corrientes pueden comportarse así. Los relevadores de tierra son muy sensibles para funcionar a menor valor que el de la corriente normal de carga; son los responsables de dicho mal funcionamiento. Más que ninguna de las causas mencionadas , el efecto que ofrece mayores problemas, es el transitorio de apertura y cierre no simultáneos de los polos de los interruptores; en los relevadores de tierra de alta velocidad, entonces se hace necesario el uso de los de tipo de inducción y aumentar el valor de puesta en marcha de los relevadores para evitar el funcionamiento indeseable.

- 9) Polarización de las unidades direccionales de relevadores de tierra: Las unidades direccionales para relevadores de tierra pueden polarizarse de ciertas fuentes de corriente o tensión de secuencia cero, o de ambas en forma simultánea. La corriente de polarización de los TC en paralelo en los neutros puestos a tierra de dos o más bancos de transformadores se considera bastante segura si los bancos tienen interruptores separados de tal manera que siempre estará en servicio un banco. Mediante relevadores direccionales que están arreglados para polarización simultánea por voltaje y corriente, aparte de simplificar el problema de ahorro de existencias almacenadas de relevadores, la "polarización doble", como se llama, tiene ciertas ventajas funcionales. Algunas veces, no son satisfactorias la corriente o la tensión solas, debido a que cualquier fuente puede desconectarse alguna vez del sistema, con lo cual se le deja sin uso cuando aún se necesita. Con doble polarización puede desconectarse cualquier fuente en tanto se deja en servicio la otra. De otra forma, ya sea el voltaje o la corriente de polarización, hacen esta forma débil, pero las dos juntas aseguran una polarización fuerte.
- 10) Unidades direccionales de secuencia negativa para la protección de fallas a tierra: Cuando no hay fuente de voltaje o corriente de secuencia cero para la polarización de la unidad direccional de un relevador de tierra, es posible utilizar a menudo una unidad direccional de secuencia negativa, si se quiere protección de tierra separada. Una unidad direccional de secuencia negativa, puede ser cualquier dirección sencilla alimentada con corriente y tensión de circuitos, filtro de secuencia negativa o bien puede consistir de dos unidades polifásicas direccionales con pares de oposición. Una ventaja de las unidades direccionales de secuencia negativa es que no están afectadas por la inducción mutua entre circuitos paralelos cuando ocurren fallas a tierra. El relevador de secuencia negativa, solo se usa como último

recurso, debido a que el de secuencia cero es más simple y más fácil de probar, y porque produce un par más seguro en todas las condiciones en que se aplica.

- 11) Recierre automático: La experiencia ha demostrado que del 70% al 95% de todas las fallas de líneas en alta tensión, no son persistentes si se desconecta del sistema en forma rápida, el circuito defectuoso. Esto se debe a que la mayor parte de las fallas de las líneas son originadas por las descargas atmosféricas, y si se evita que el arco que ocurre en la falla dure mucho tiempo y dañe a conductores y aisladores, la línea puede regresar al servicio en forma inmediata. Si la falla persiste después del primer disparo y cierre, se prefiere tratar dos o tres recierres mas como máximo antes de sacar del servicio la línea hasta que pueda encontrarse y repararse la falla. El recierre automático se aplica por lo general a todos los tipos de circuitos.

- 12) Restablecimiento del servicio a alimentadores de distribución después de fallas prolongadas: Cuando un alimentador se recierra en forma rápida después de eliminar una falla, la corriente transitoria de conexión no excederá una gran cantidad de la corriente normal de carga, y esta regresará rápidamente a la normal. En cambio, si el alimentador se ha sacado del servicio un tiempo suficientemente largo para que el período normal "fuera" de todas las cargas, se haya excedido, todas estas cargas se conectarán juntas; entonces la corriente transitoria de conexión de toda la carga en conjunto, puede ser varias veces la corriente normal de carga máxima, para después de varios segundos tomar un valor de 1.5 veces la corriente total de carga máxima. Para estos casos, un relevador de sobrecorriente del tipo de inducción de tiempo mucho muy inverso, que tiene un acurva corriente – tiempo que casi se ajusta por debajo de la de un fusible, a un tiempo de funcionamiento de caso 0.1 segundos ha servido en algunos de estos casos. Sin embargo, la

mejor solución parece ser el seccionamiento automático en pérdidas prolongadas de tensión, y recierre automático de tiempo alternando al regreso de la tensión.

- 13) Coordinación con fusibles: Cuando los relevadores de sobrecorriente deben ser selectivos con los fusibles, el relevador que proporciona dicha selectividad deber ser el más rápido del tipo extremadamente inverso. En ocasiones puede ser necesario añadir un retardo de unos cuantos ciclos, con un relevador auxiliar, para mantener la selectividad a corrientes de falla muy altas.
- 14) Disparo por CA y por condensador: algunas instalaciones que no tiene una batería de estación para solo utilizarla con el equipo de protección por relevadores de uno o dos circuitos, pueden usar entonces el disparo por CA o "disparo por condensador". En un tipo de equipo de disparo por CA se conecta en forma permanente un reactor conocido por reactor de disparo, este va en serie con la bobina de cada relevador de sobrecorriente. Cada bobina de disparo está conectada a través de un reactor de disparo o el contacto de relevador de sobrecorriente que le corresponde. Este método de disparo es aplicable, cuando la caída de voltaje a través de un reactor, es muy grande durante un corto circuito para accionar el mecanismo de la bobina de disparo del reactor que le corresponde si este relevador de sobrecorriente cerrara su contacto. La saturación del reactor de disparo limita el voltaje a un valor seguro a corrientes de falla elevadas, y con una resistencia en derivación se mantiene bajo el valor cresta del voltaje. En el disparo por condensador se utiliza la energía almacenada en un condensador cargado, para accionar el mecanismo de la bobina de disparo. El condensador ser carga a través de un rectificador de voltaje de CA obtenida del sistema. La ventaja contra el disparo por CA es la mayor sensibilidad para las fallas entre fases. Su desventaja principal es que el mecanismo de disparo del

interruptor solo toma un impulso y no una fuerza estable como el disparo por CA.

7.2 Protección de líneas con relevadores de distancia.

La protección de distancia en líneas, debe considerarse cuando la de sobrecorriente es muy lenta o no es selectiva. Los relevadores de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión, y en líneas de transmisión donde no es necesario el cierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona.

7.2.1 Selección entre impedancia, reactancia o MHO.

Como la resistencia de tierra puede ser tan variable, un relevador de distancia de tierra debe mantenerse prácticamente inafectado por las grandes variaciones en la resistencia de falla. En consecuencia, por lo general se prefieren los relevadores de reactancia para la protección de tierra.

En la protección de falla de fase, cada tipo ofrece ciertas ventajas y desventajas. Para secciones de línea muy cortas, se prefiere el tipo de reactancia por la razón de que la mayor parte de la línea puede protegerse a gran velocidad. Esto se debe a que el relevador de reactancia no es afectado prácticamente por la resistencia de arco, que puede ser muy grande comparada con la impedancia de la línea.

El tipo MHO es el más adecuado para la protección de la falla de fase para líneas largas, y en particular ahí es donde pueden presentarse ondas severas de potencia de sincronización.

El relevador de impedancia es el más adecuado para la protección en falla de fase en líneas de mediana longitud. El arco

afecta más a un relevador de impedancia que a uno de reactancia pero menos que a un MHO.

Una nota con respecto a los comentarios de aplicación, es que en realidad no hay una línea definida entre las áreas de aplicación donde uno u otro tipo de relevador de distancia sea el más adecuado.

7.2.2 Ajuste de relevadores de distancia.

Los relevadores de distancia de fase se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva desde el relevador a la falla. Los relevadores de distancia de tierra se ajustan en la misma forma, aunque algunos tipos pueden responder a la impedancia de secuencia cero. Esta impedancia o distancia correspondiente, se conoce como "alcance" del relevador. En general, se acostumbra suponer un promedio del valor de la reactancia de secuencia positiva de casi 0.8 Ohm/milla (0.5 Ohm/Km) para líneas de transmisión de construcción abierta, y despreciamos la resistencia.

Para convertir la impedancia del primario a un valor del secundario para ajustar un relevador de distancia de fase o tierra, se usa la fórmula:

$$Z_{sec} = Z_{prim} \text{ (Relación de los TC/Rel. De los TP)}$$

Todos los valores son para condiciones trifásicas balanceadas.

Ejemplo: Para una línea de 55 millas, 138 Kv con TC de 600/5 conectados en estrella. Calcular la reactancia en el secundario de secuencia positiva.

$$Z_{sec} = 55 (0.8) [(600)(115)/(5)(138000)] = 4.4 \Omega$$

En la práctica se ajusta la primera zona o de alta velocidad, de los relevadores de distancia, para alcanzar de 80% a

90% de la longitud de la línea de dos extremos o bien de 80% a 90% de la distancia a la terminal más cercana de la línea de terminales múltiples. No hay ajustes de acción retardada para esta unidad.

El propósito principal de la unidad de segunda zona del relevador de distancia es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la unidad de primera zona.

El máximo valor de alcance de la segunda zona también tiene un límite. En condiciones de sobrealcance máximo. La segunda zona tendrá un alcance bastante corto para ser selectivo con las unidades de segunda zona de los relevadores de distancia, en las secciones de líneas adyacentes más cortas.

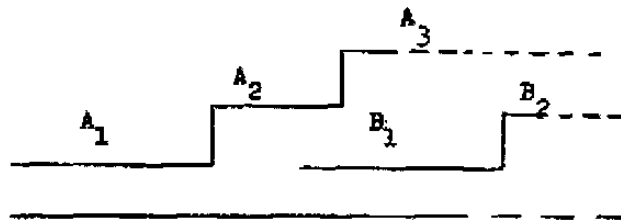


Figura 124. Ajuste de la selectividad normal de la unidad de la segunda zona.

No debe considerarse el sobrealcance con relevadores que tienen una relación elevada de reposición a puesta en trabajo, debido a que el transitorio que origina el sobrealcance habrá expirado antes del tiempo de disparo de la segunda zona.

Cuando una sección de línea adyacente es tan corta que es imposible obtener selectividad requerida con base en el alcance, es necesario aumentar la acción retardada. De otro modo la acción retardada de la unidad de la segunda zona deberá ser bastante larga para proporcionar selectividad con el más lento de (1) los relevadores diferenciales de las barras colectoras en el otro extremo de la línea, (2) los relevadores diferenciales de los transformadores en las barras en dicho extremo, o (3) los relevadores de las secciones de líneas adyacentes. El tiempo de apertura de los interruptores de estos diversos elementos afectará

también el tiempo de la segunda zona. Este tiempo es por lo general de casi 0.2 a 0.5 segundos.

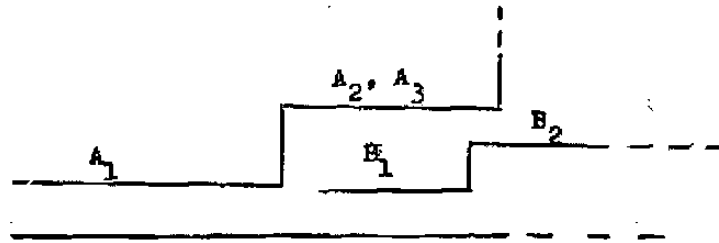


Figura 125. Ajuste de la segunda zona con el tiempo adicional para la selectividad con un relevador de una sección de línea adyacente muy corta.

La unidad de tercera zona proporciona protección de respaldo en las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse, tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga, en condiciones que originan la cantidad máxima de sobrealcance, es decir, arcos y fuentes de corriente intermedia. La acción retardada de la tercera zona es por lo general de casi 0.4 a 1 segundo. Para alcanzar más allá del extremo de la línea larga adyacente y ser selectiva aún con los relevadores de una línea corta, puede ser necesario obtener una selectividad mediante acción retardada adicional.

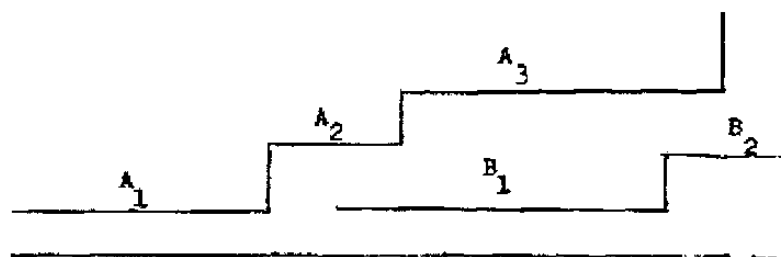


Figura 126. Ajuste de la selectividad normal de la unidad de tercera zona.

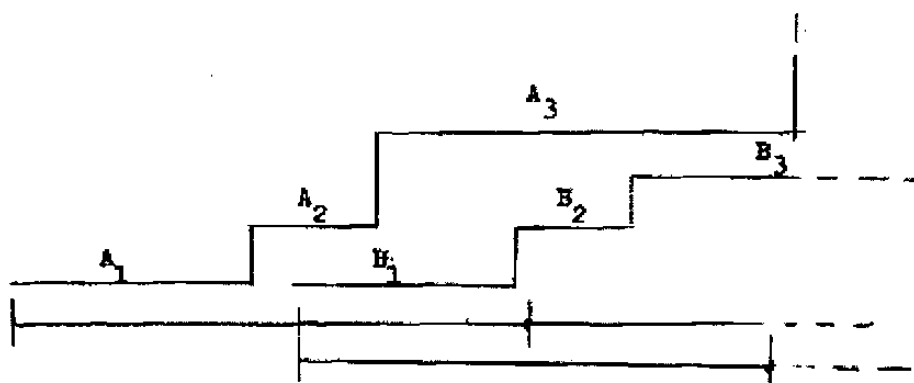


Figura 127. Ajuste de la tercera zona con tiempo adicional para la selectividad.

Bajo ninguna circunstancia el alcance de cualquier unidad deberá ser tan largo que esta funcione para cualquier condición de carga o falla en la reposición para una condición semejante, si tuvo que funcionar con anterioridad por cualquier razón.

7.2.3 El Efecto de los arcos en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

La localización crítica del arco es exactamente cerca del punto en una línea en que el funcionamiento del relevador de distancia cambia de alta velocidad al tiempo intermedio, o de este tiempo al de respaldo. Interesa que esto suceda de esta forma ya que así el efecto del arco puede originar el subalcance de un relevador de distancia.

De un arco que se encuentra muy cerca del extremo de la primera zona - o de alta velocidad - , lo que interesa es su característica inicial. Una unidad de primera zona de un relevador de distancia es tan rápida, que la impedancia es tal que la unidad puede funcionar en forma inmediata cuando se establece el arco,

lo hará antes de que este pueda extenderse en forma considerable aumentando con eso su resistencia. Para los arcos en la zonas de tiempo intermedio o de respaldo, deberá considerarse el efecto de la extensión del mismo por el viento, y por el tiempo de funcionamiento para el que el relevador esta ajustado tiene entonces una aportación importante en el resultado.

El hecho es que un arco que tiene a descentrar el tiempo más largo tiene que extenderse en el viento cuando este está en la zona intermedia o de respaldo, cuanto más lejos de un relevador está la falla de arco, menor será su efecto en el funcionamiento de esta.

7.2.4 Efecto de Fuentes de corriente intermedias en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

Una “fuente de corriente intermedia” es una fuente de corriente de corto circuito entre un relevador de distancia y una falla en la cual se desea el funcionamiento de este.

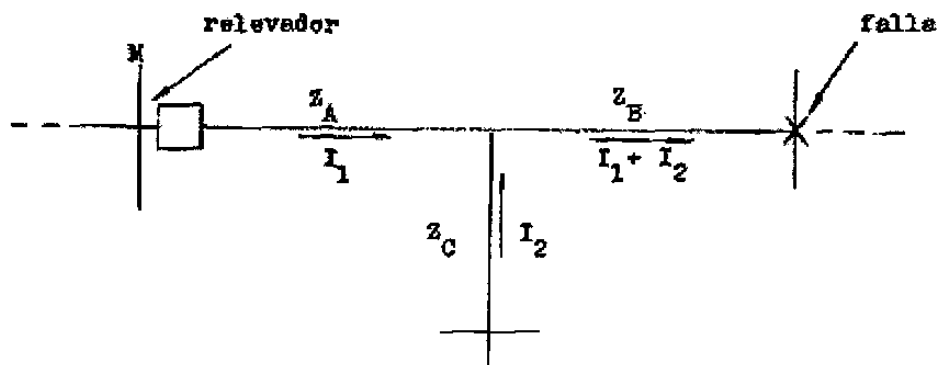


Figura 128. Ejemplo del efecto de fuentes de corriente intermedias en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

En la práctica se deben ajustar los relevadores de distancia para que funcionen como de desea, con base en que no

hay fuentes de corriente intermedias; por lo tanto estos, no se sobrealcanzarán y no funcionarán en forma indeseada, desde luego, cuando fluye la corriente de una fuente intermedia, los relevadores se dobrealcantarán, esto es, no funcionarán en las fallas tan lejos como es de desearse, pero es preferible esto que el sobrealcance.

7.2.5 Sobrealcance debido a ondas de corriente descentrada.

Los relevadores de distancia tienen tendencia al sobrealcance, cuando la corriente de falla tiene una CD descentrada. Una ecuación para el sobrealcance en porcentaje es:

$$\text{Sobrealcance en \%} = 100 [(Z_0 - Z_s) / Z_s]$$

Donde Z_0 = la impedancia máxima en la que el relevador funcionará con una onda de corriente descentrada para un ajuste dado.

Z_s = La impedancia máxima en la que el relevador funcionará en corrientes simétricas, para el mismo ajuste que para Z_0 .

El sobrealcance aumenta a medida que aumenta al ángulo del sistema ($\tan^{-1} X/R$). Este ángulo aumenta con las líneas de alta tensión debido a que el mayor espacio entre conductores hace mas elevada la reactancia inductiva.

Por lo general, sólo es interesante el sobrealcance de un relevador de distancia para la primera zona -o de alta velocidad-, en zona intermedia y en respaldo sus alcances no son muy críticos. Un dispositivo para disminuir el sobrealcance se muestra en la figura 129 y es llamado "derivación transitoria". X_L se diseña para tener una baja componente de resistencia como para proporcionar una baja impedancia para la componente de CD; la reactancia se hace elevada para bloquear la mayor parte de la componente simétrica de CA. La resistencia R en serie con a bobina del relevador, puede o no ser necesaria, dependiendo de la impedancia característica de la bobina del relevador, R se necesita

a veces para evitar un transitorio en el circuito del relevador, que ocurriría si X/R del circuito se aproxima a X/R de X_L .

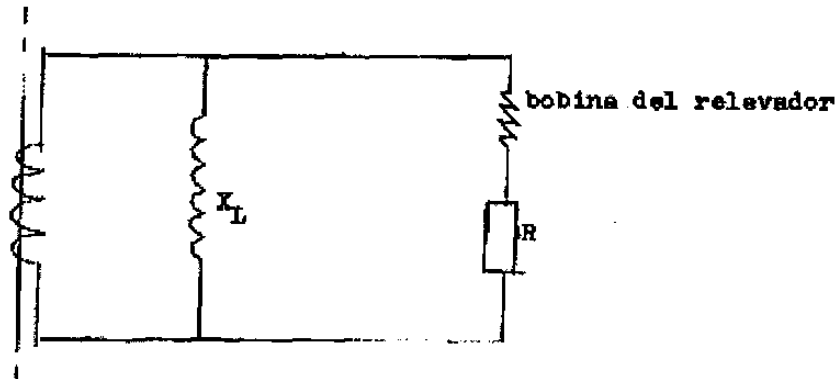


Figura 129. Una derivación transitoria para disminuir el sobrealcance.

En ocasiones los relevadores de distancia de tierra, pueden tener sobrealcance en las fallas de fase a fase o de dos fases a tierra, esto se debe a que dichos relevadores no miden la distancia en forma correcta con las fallas entre fases, para este caso se recomienda equipo suplementario que sólo permitirá el disparo cuando ocurre una falla monofásica a tierra o el bloqueo del mismo por el relevador que tiende a sobrealcanzar.

7.2.6 Uso de una baja tensión.

Siempre que dos o más líneas de alta tensión están conectada a fuentes de generación, debe utilizarse la "compensación de la caída del transformador".

En la figura 130 se muestra un diagrama para un sistema con compensación.

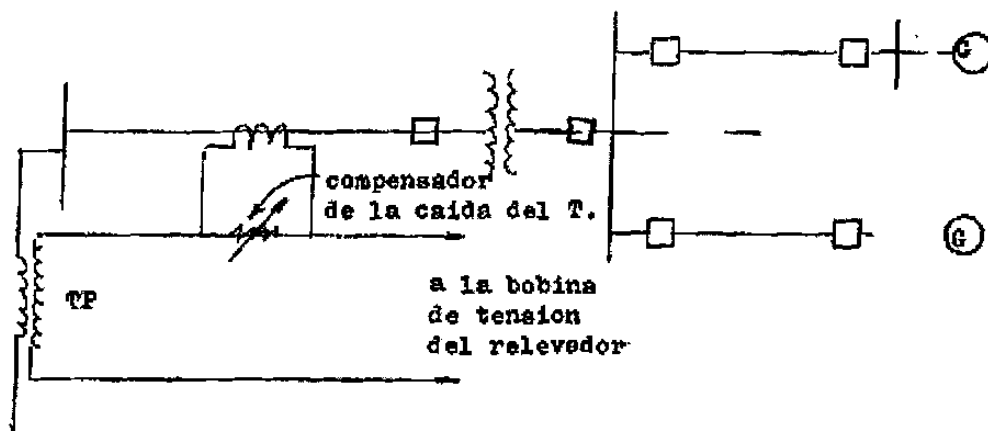


Figura 130. Compensador de la caída del transformador para relevadores de distancia.

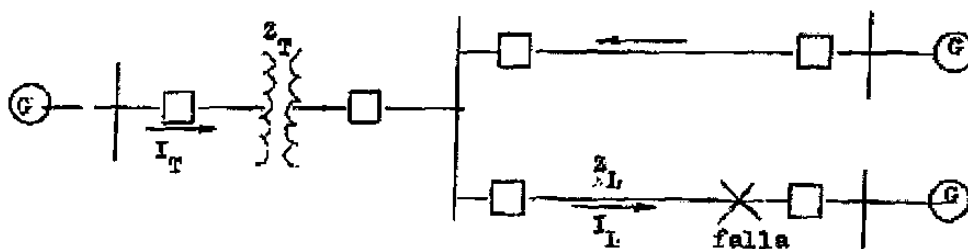


Figura 131. Ejemplo que demuestra la necesidad de la compensación de la caída del transformador.

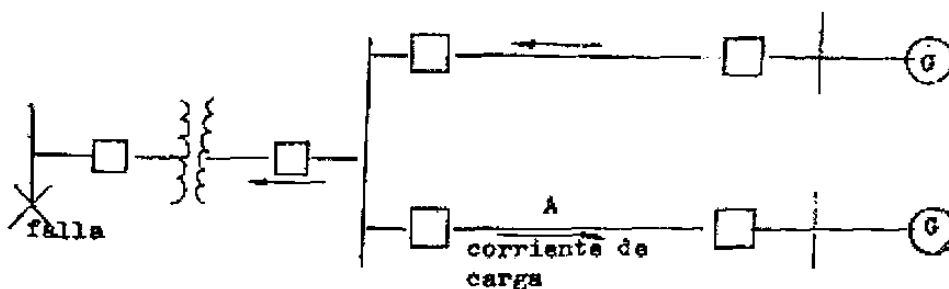


Figura 132. Otro ejemplo en el que se necesita la compensación de la caída del transformador.

Siempre que se involucran relevadores de distancia como en los casos mencionados, debe investigarse “la conveniencia de la compensación de la caída del transformador”.

7.2.7 Efecto de la corriente magnetizante transitoria de conexión de transformador de potencia en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

Para el caso de la corriente transitoria en los arrollamientos de alta tensión de los transformadores, en el extremo lejano o extremos de una línea, si existe la posibilidad del mal funcionamiento del relevador de distancia, esto mas bien será raro. La corriente transitoria más severa que puede ocurrir en transformadores de potencia convencionales tendría menos posibilidad de hacer funcionar un relevador de distancia que una falla trifásica al otro lado del banco de transformadores. Esto se debe a que la corriente transitoria de conexión es menor por lo general a aquella de la corriente de falla. Además, el transitorio contiene corrientes armónicas a las que no responden ciertos relevadores en la misma manera que las componentes fundamentales.

7.2.8 Conexiones de los relevadores de distancia de tierra.

Para una medición precisa de la distancia, un relevador de tierra puede alimentarse con voltaje de fase a neutro y la suma de la corriente de fase correspondiente y una cantidad proporcional a la corriente de secuencia cero. Si hay otra línea cercana que pueda inducir tensión si ocurriera un afalla a tierra en donde quiera, también se incluye a la corriente de fase una cantidad proporcional a la corriente de secuencia cero de la otra línea. La adición de estas corrientes de secuencia cero es conocida como “compensación de corriente”. Algo semejante se puede hacer

con voltajes de secuencia cero. La compensación es necesaria porque las variaciones de corrientes de secuencia cero en relación con las corrientes de secuencia positiva y negativa originarían de otro modo errores en la medición de la distancia.

Los relevadores de distancia de tierra pueden alimentarse también por la caída de voltaje de secuencia cero y la corriente de secuencia cero, para medir la distancia con la impedancia de secuencia cero.

Enseguida podemos incluir algunos otros efectos de importancia en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

- 1) Funcionamiento cuando se queman los fusibles del TP: Los relevadores de distancia que son capaces de funcionar con una corriente menor que la corriente normal de carga, pueden funcionar y disparar el interruptor cuando se quema un fusible de un transformador de potencial. En algunos sistemas los fusibles quemados, más que cualquier otra cosa, originan la mayor parte de los disparos deseados hasta que se instalan los fusibles adecuados. Como los relevadores de varias líneas se toman por lo general de una barra a través del TP es conveniente hacer circuitos separados para cada relevador con fusibles individuales; así con fusibles separados el transtorno en el circuito de un conjunto de relevadores, no quemará los fusibles de otro circuito.
- 2) Disparo intencionado en pérdida de sincronismo: Cuando los generadores han perdido sincronismo, deberán abrirse todos los enlaces entre ellos para mantener el servicio y para permitir que se resincronizen. Los relevadores de distancia pueden dar este servicio ya que están adecuados para disparar sus interruptores en la pérdida de sincronismo, y en algunos sistemas se les usa con este propósito, además de sus propias funciones de protección.
- 3) Bloqueo de disparo en pérdida de sincronismo: El disparo se requiere en ciertos lugares cuando los

generadores pierden el sincronismo, pero solo deberá limitarse a esos lugares. Si los relevadores de distancia de otros lugares del sistema tienen tendencia a disparar, deberá utilizarse adicional para bloquear el disparo. Esta función se hace también cuando se presenta oscilaciones de potencia, cuando el sistema regresa de un corto circuito, o cuando hay un disparo de una línea defectuosa que está conduciendo potencia de sincronización y que presenta inestabilidad.

- 4) Recierre automático: Las líneas protegidas por relevadores de distancia por lo general interconectan fuentes de generación. En consecuencia, el problema que surge es asegurarse de que ambos extremos estén bien en sincronismo antes del cierre. El “recierre de alta velocidad” definido aquí como el recierre de los contactos del interruptor en unos 20 ciclos después de que se alimenta la bobina de disparo, no puede utilizarse debido a la acción retardada inherente en la protección de distancia para fallas cercanas a los extremos de una línea, para estar seguro de que no se reestablecerá un arco cuando se recierren los interruptores de la línea, tiene que desconectarse la línea en ambos extremos por un tiempo bastante largo para que el gas ionizado en la trayectoria del arco se disperse, lo que tomará de 6 a 16 ciclo con un promedio de 8 a 10 ciclos. El tiempo de recierre más rápido permitido con relevadores de distancia es de casi 26 a 32 ciclo o más largo. Las únicas excepciones son líneas de transformadores de potencia estrella – delta en ambos extremos; ahí es posible el disparo simultáneo de alta velocidad.
- 5) Efecto de la presencia de los explosores de expulsión de protección: Por lo general, es necesario retardar el disparo de la zona de alta velocidad en protección de distancia si una línea está equipada con explosores de expulsión de protección. En general, es suficiente un tiempo mínimo de funcionamiento del relevador de 2 a 3 ciclos para impedir el disparo de alta velocidad

mientras está funcionando un explosor. Este retardo se proporciona con la adición de un relevador auxiliar. El circuito de disparo deberá llevarse a través de los contactos del relevador de protección para evitar el disparo indeseado debido a la sobrecarrera del relevador auxiliar.

- 6) Efectos de un condensador en serie: Un condensador en serie introduce una discontinuidad en la relación de la tensión con la corriente, y en particular con la componente reactiva de esa relación, a medida que una falla se mueve desde el lugar del relevador hacia una más allá de un condensador en serie. Una forma de utilizar los condensadores en serie, y que disminuye su efecto adverso sobre los relevadores de distancia, es como sigue; se escoge un banco de condensadores sencillos para compensar no mas de aproximadamente la mitad de la reactancia de una sección de línea dada; si se utiliza un grado de compensación más elevado, los condensadores deben estar divididos en dos o más bancos localizados en distintos lugares a lo largo de la línea. También se proporciona un explosor de protección que a través de cada banco de condensadores, mientras fluye la corriente de falla. En otras palabras, los bancos de condensadores están en servicio normalmente, se ponen en corto circuito mientras existe una falla, y regresan al servicio en forma inmediata cuando se dispara la sección de línea defectuosa.

7.3 Protección de líneas con relevadores piloto.

La protección piloto es el mejor dentro del ámbito de la protección tradicional en lo que a líneas se refiere. Será lo mejor siempre que se requiera la protección de alta velocidad para todo tipo de cortos circuitos y para localizar cualquier falla.

En la práctica se utiliza la protección piloto para la mayoría de las líneas de transmisión de alta tensión, y también para líneas de subtransmisión y distribución. De acuerdo con esta, se hará una elección entre hilo piloto, piloto por corriente portadora, y piloto por onda centimétrica.

7.3.1 Protección por hilo piloto.

Considerando el caso de esta aplicación para los tipos de CA, esta protección se utiliza en circuitos de baja tensión y en líneas de transmisión de alta tensión, cuando económicamente no se justifica un piloto por corriente portadora. Para proteger algunos circuitos de cables de potencia, para líneas cortas, en donde resulta más adecuado o más económico.

Las limitaciones técnicas de la longitud de un circuito piloto son: su resistencia y su capacitancia en derivación. En ocasiones se emplean reactores de compensación cuando la capacitancia en derivación llega a ser muy alta. El hilo piloto llega a tener una longitud entre 5 a 10 millas y en algunos casos un poco más. El corto circuito piloto es muy sensible de reaccionar a cualquier disturbio.

Para asegurar una sensibilidad adecuada, es importante hacer los ajustes correctos. En este caso los instructivos de los fabricantes proporcionan los datos de cómo se deben hacer estos, cuando se conocen las corrientes de falla máxima y mínima para fallas de fase y tierra en cualquier extremo de la línea.

7.3.2 Protección De Líneas De Terminales Múltiples.

Cuando hay generadores detrás de más de dos terminales, o si hay bancos de transformadores de potencia estrella-delta con neutro puesto a tierra en más de dos terminales, pudieran presentarse problemas de sensibilidad ya que esta por lo general se complica y disminuye en la medida que abundan las fuentes terminales. Una terminal que no tiene fuente de generación es como lo que se conoce por terminal de "bloqueo" (fig. 133). Los relevadores de sobrecorriente instantáneos, alimentados de os TC en el lado de alta tensión de cada terminal de bloqueo, están conectados ya sea para poner en circuito abierto o en corto

circuito Los hilos piloto, dependiendo d el tipo de protección par hilo piloto utilizada, para bloquear el disparo en las terminales principales, en una falla de baja tensión en la terminal del bloqueo.

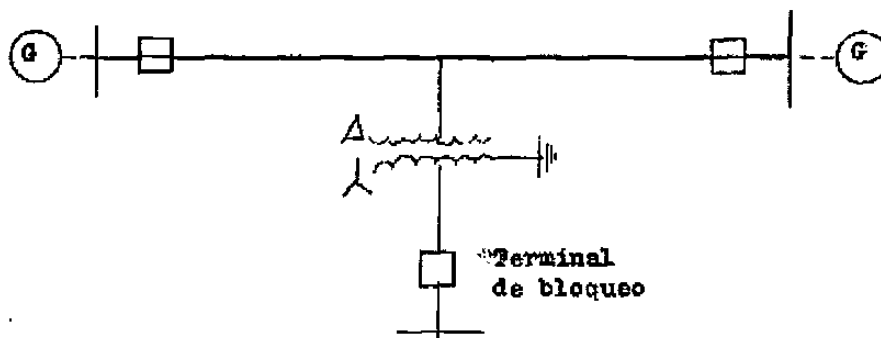


Fig. 133 Aplicación de una terminal de bloqueo.

Para que pueda realizarse la técnica de la terminal de bloqueo, la corriente de carga total de todas las terminales de bloqueo en la línea, debe ser menor que la corriente requerida para hacer funcionar los relevadores de hilo piloto, en una terminal fuente de la línea, con el interruptor abierto en la otra terminal fuente.

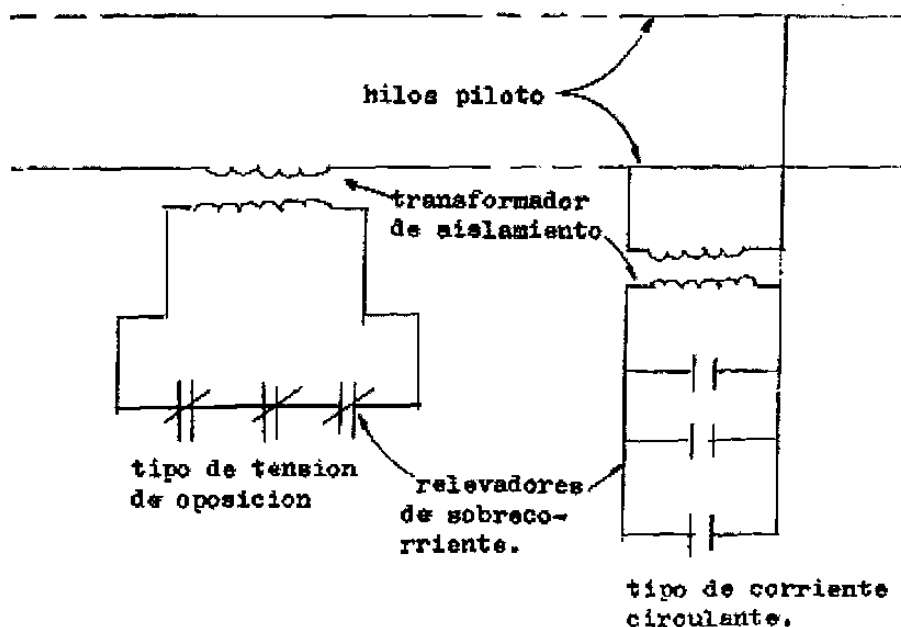


Fig. 134 Técnica de la terminal de bloqueo.

Los contactos de los relevadores de sobrecorriente funcionan en el secundario de un transformador de aislamiento (figure 134). Es necesario alimentar los relevadores de bloqueo a partir de los TC de alto tensión, de tal modo que el disparo en las terminales de la fuente también sea bloqueado para la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Los relevadores convencionales de hilo piloto de CA tienen características diferenciales de porcentaje variable que permiten grandes errores de relación del TC a valores elevados de corriente de falla externa. Usualmente solo es necesario asegurarse de que los TC son capaces de suministrar la corriente requerida para hacer funcionar los relevadores en alto velocidad cuando ocurren fallas internas.

La protección por hilo piloto no proporciona protección de respaldo, para este propósito se emplean relevadores de sobrecorriente y de distancia por separado.

7.3.3 Protección Piloto Por Corriente Portadora.

Esta es la mejor clase de protección y la más comúnmente utilizada hasta ahora para líneas de alta tensión. Esta protección se encuentra en servicio en líneas de 33 Kv. Se puede aplicar a cualquier línea aérea, ya que es más segura y tiene un campo más amplio de aplicación. También se presta en forma más conveniente para incluir otros servicios como telefónicos, de emergencia y disparo remoto.

7.3.4 Atenuación En La Corriente Portadora.

Es importante estudiar cada aplicación para que las pérdidas se mantengan dentro de límites permitidos. La protección en líneas de terminales múltiples requiere una observación muy cuidadosa de la atenuación. Dependiendo de la longitud de la línea derivada de la principal, las "reflexiones" desde una derivación pueden originar una atenuación excesiva a menos que la frecuencia de la corriente portadora sea la más correcta. Si esta longitud es $1/4$, $3/4$, $5/4$, $7/4$, $9/4$, etc., de la longitud de onda, podrá haber atenuación excesiva. Con una prueba, con corrientes portadoras de frecuencias diferentes se proporciona la información requerida. En casos extremos, es necesario instalar trampas de onda en las derivaciones para eliminar las reflexiones.

Un hecho en relación con la atenuación es la acumulación de hielo sobre una línea de transmisión. Dicho fenómeno aumenta conforme este hielo se acumula en la línea. El empleo del canal de corriente portadora, permite determinar cuando es necesario eliminar el hielo. Esta característica también detecta la acumulación de polvo o sal en los aisladores de la línea y muchas ocasiones, se usa más con este propósito que como detector de acumulación de hielo.

En la protección por corriente portadora se pueden considerar tres formas que son: comparación de fase, de comparación direccional de comparación de fase y direccional combinadas.

7.3.5 Comparación De Fase.

La aplicación ideal de la comparación de fase es en una línea de dos terminales, en la que se está seguro que no derivará más adelante, y donde las corrientes de falla son muy elevadas como para asegurar el disparo de alta velocidad en todas las condiciones probables de funcionamiento del sistema.

7.3.6 Protección De Líneas De Terminales Múltiples.

Cuanto más terminales haya con generadores detrás de éstas, menos sensible será la protección. Una explicación para este caso se ve en la figura 135 para una línea de tres terminales.

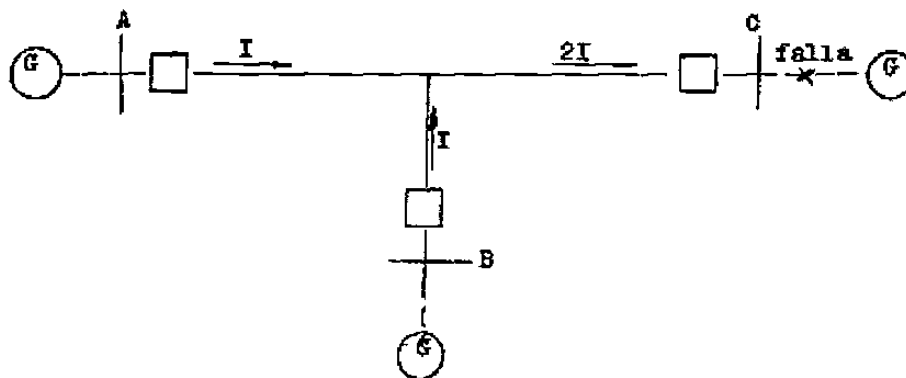


Fig. 135 Reducción De La Sensibilidad De La Protección Par Comparación De Fase En Líneas De Terminales Múltiples.

Si se alimentaran corrientes iguales de falla en las terminales A y B para una falla externa más allá de C, la puesta en trabajo de los detectores de disparo de la falla en C tendría que ser tan elevada como más del doble de la corriente de arranque de la corriente portadora, o de bloqueo, de los detectores de la falla en A y B. Y si los detectores de bloqueo de la falla, están ajustados para reponer a más de la corriente máxima de plena carga, los detectores de disparo de la falla en C tendrán que ajustarse para ponerse en marcha a casi 3 veces la carga máxima. Esta protección no es direccional, por eso una terminal funcionará para disparar, siempre que su corriente sea muy elevada, a menos que ésta reciba una señal portadora de bloqueo desde otra terminal. El caso peor es con corrientes iguales que entren a A y B; si hay la seguridad de que estas corrientes no son iguales, entonces la puesta en marcha del detector de disparo de la falla en C puede bajarse.

En la figura 136 muestra un circuito utilizado para producir un disparo entre dos terminales no importando donde sea la falla.

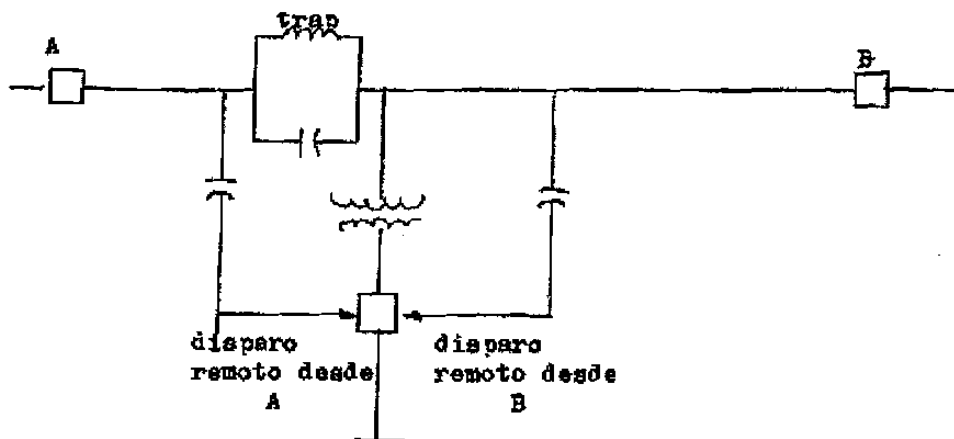


Fig. 136 Método Para Evitar La Interferencia por una Falla Con Disparo Remoto.

7.3.7 Comparación Direccional.

La protección direccional es el tipo de mayor aplicación. La única circunstancia en la que la comparación direccional no es aplicable es cuando hay suficiente inducción mutua con otra línea y cuando se utilizan relevadores direccionales de tierra en lugar de los relevadores de distancia de tierra.

En esta aplicación hay que asegurarse de que se obtienen las relaciones correctas entre las zonas de funcionamiento de Las unidades de bloqueo y las de disparo. En la figura 137 se muestran las zonas de funcionamiento relativos a las unidades de bloqueo y de disparo en ambos extremos de una línea de dos terminales, en fallas de fase.

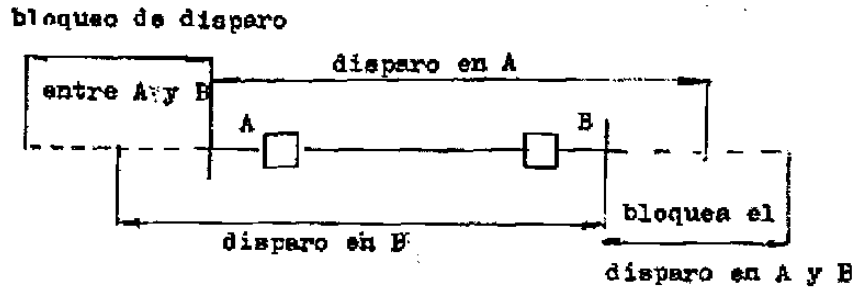


Figura 137. Zonas De Funcionamiento Relativas De Las Unidades De Bloqueo Y De Disparo De La Comparación Direccional.

Con respecto a la figure se hace la observación de que para fallas externas más allá de cualquier extreme de la línea, las unidades de bloqueo deben llegar más lejos que las unidades de disparo, para estar seguros de que si hay cualquier tendencia al disparo, éste será bloqueado con seguridad. La zona de disparo para las fallas de fase será la zona de funcionamiento de las unidades de distancia de segunda o tercera zonas, esto dependerá del tipo de equipo.

Las veces que se presentan problemas de ajuste de las unidades de bloqueo es cuando su zona tiene que ser tan grande que éstas puedan funcionar en corrientes de cargo, o que habiendo funcionado para una falla no puedan reponerse en corriente de cargo. Para este case se usan unidades de distancia llamadas protectoras (figura 138) , en dicha figura se muestra las características de funcionamiento de los relevadores y el punto que representa la condición de cargo que hace necesarios a los "protectores".

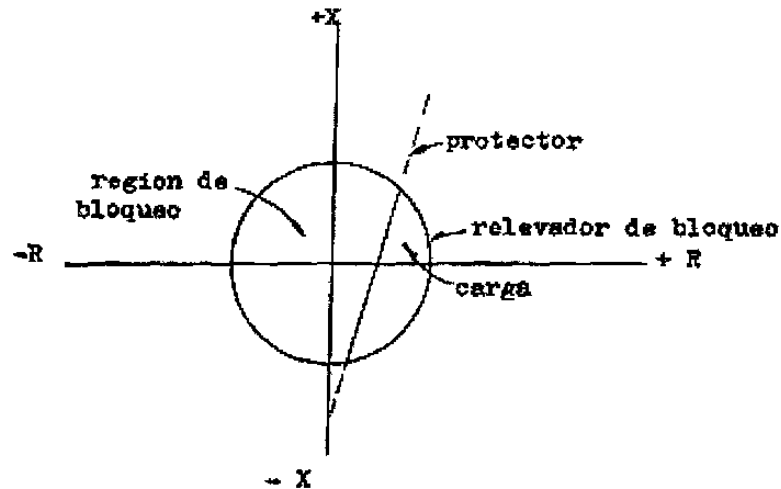


Fig. 138. Un Protector Para Impedir El Bloqueo En Corriente De Carga.

El relevador de distancia del tipo de impedancia es el que mejor se acopla con los protectores para éste propósito.

7.3.8 la protección de líneas de terminales múltiples.

La protección por comparación direccional es aplicable a cualquier línea de terminales múltiples, claro que para obtener el funcionamiento adecuado se requiere una buena selección de equipo, y Los ajustes de los relevadores de bloqueo y de disparo.

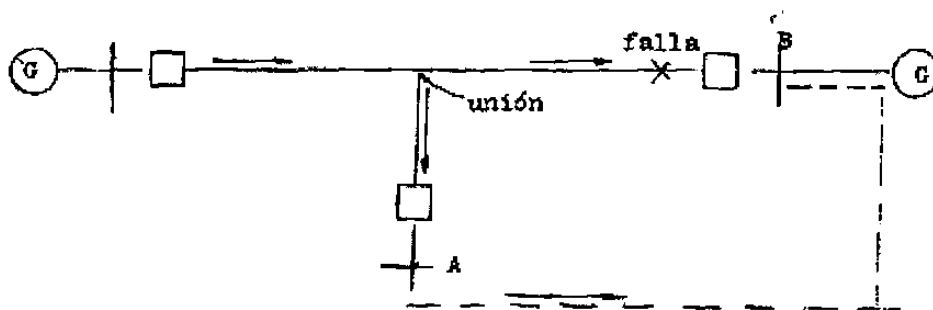


Fig. 138 Situación En Que La Comparación Direccional Bloquea El Disparo Para Una Falla Interna.

La figura 138 ilustra el caso cuando la corriente fluye hacia afuera de una terminal cara una falla interna. En este caso la protección para comparación direccional no puede disparar en una falla interna si la corriente que fluye hacia afuera de la línea en A es allí más elevada que la puesta en marcha del relevador de bloqueo. Esta situación se presenta en fallas de fase o de tierra. No se vale elevar la puesta en marcha del relevador de bloqueo para evitar esta situación, el disparo tendrá que esperar hasta que los relevadores de respaldo en B disparen su interruptor, den pues del cual puede ocurrir el disparo de alto velocidad en las otras dos terminales.

En la figure 139 se muestra el caso de, corriente insuficiente para el disparo. Esto sucede cuando la fuente de cortocircuito detrás de una terminal es muy pequeña por diversas causas.

En la figure la corriente intermedia o " efecto de la impedancia mutua ", puede impedir el disparo en B y C. Además, el disparo de los interruptores en A puede aliviar la incapacidad cara disparar los interruptores en B y C, para que aún el disparo en secuencia pueda no ser posible.

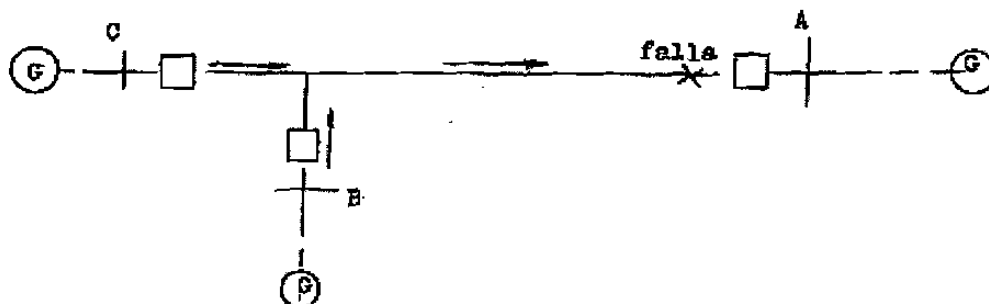


Fig. 139 Corriente Insuficiente Para El Disparo

Algunos equipos de comparación direccional utilizan relevadores de sobrecorriente no direccionales o de distancia para el arranque de la corriente portadora. En ocasiones estos equipos bloquean el disparo para una falla interna debido a que la corriente o la impedancia aparente cae entre la puesta en trabajo de los relevadores de bloqueo y los de disparo en la misma terminal. La mejor solución en estos casos son los relevadores de bloqueo direccionales.

Para resolver diversos problemas de coordinación de sensibilidades entre el bloqueo y el disparo es necesario analizar en forma cuidadosa cuando el sistema es de terminales múltiples o cuando funciona con una o más terminales abiertas.

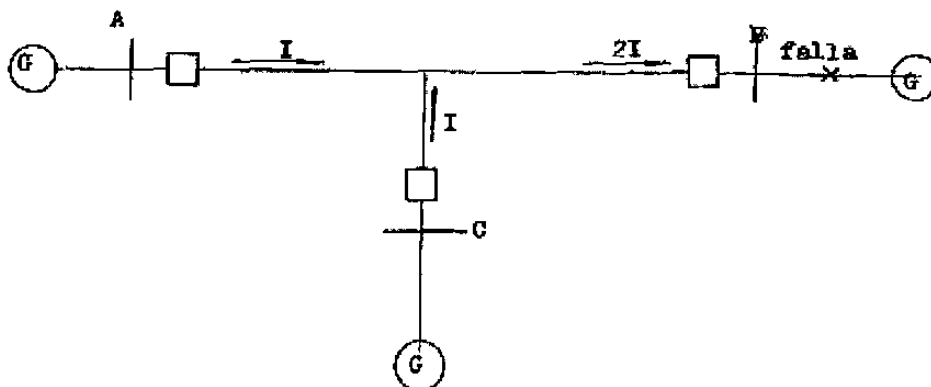


Fig. 140 Los Relevadores De Bloqueo De La Comparación Direccional Toman Como Máximo El Doble De Corriente Que Los De Disparo.

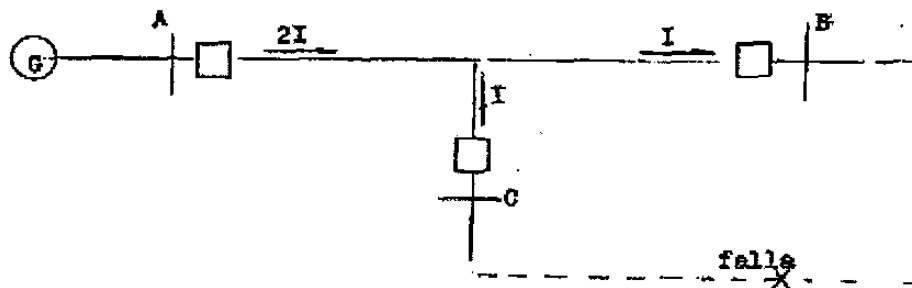


Fig. 141 Los Relevadores De Disparo De La Comparación Direccional Toman Como Máxima El Doble Que Los De Bloqueo

En Las figuras 140 y 141 se muestran las condiciones extremas de funcionamiento para una línea de tres terminales, hasta donde respecta a las sensibilidades relativas de bloqueo y de disparo.

En ocasiones habrá necesidad de un " protector " en un relevador de bloqueo de pérdida de sincronismo. En la figura 142 se muestra esta situación.

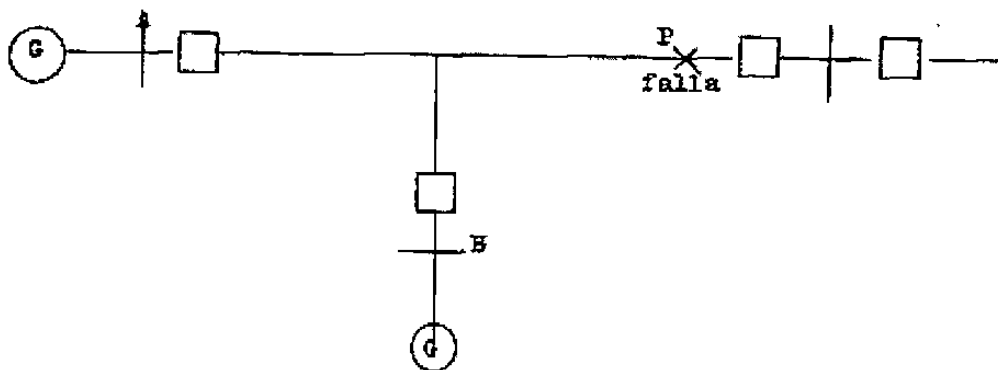


Fig. 142 Situación En Que El Relevador De Bloqueo De Pérdida De Sincronismo Bloqueará El Disparo Para Una Falla Interna.

Si los relevadores de fase de disparo en la terminal A de la fig. 142 no pueden funcionar para disparar hasta después de que la terminal B ha disparado para la localización de P de la falla, debe utilizarse un relevador de ángulo de impedancia suplementario para proporcionar un " protector " para el bloqueo de la pérdida de sincronismo.

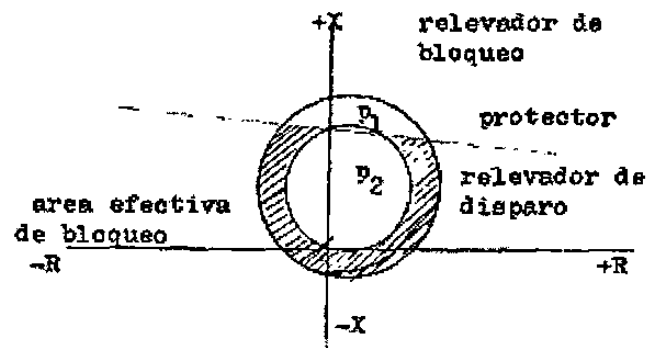


Fig. 143 Diagrama R-X -R De Las Condiciones De La Fig. 142 -X

La figura 143 muestra cómo la característica del protector modifica la característica de funcionamiento del relevador de bloqueo, de tal manera, que cuando ocurra primero la falla no llenará los requisitos para el segundo paso en la secuencia de funcionamiento necesaria para establecer el bloqueo de pérdida de sincronismo. El área de rayas, es el área efectiva de bloqueo.

En Las terminales detrás de las cuales no hay generación, se requiere solamente equipo de bloqueo, son los relevadores instantáneos de sobrecorriente los que prestarán el servicio.

Efecto De Los Transitorios.

La protección par comparación direccional con relevadores de tierra de alto velocidad alimentados par cantidades de secuencia cero, tiene más probabilidades de fallas que la protección par comparación de fase.

Las relevadores de distancia de tierra que responden a la impedancia de secuencia positiva, para el control de la transmisión de la corriente portadora y del disparo, eliminan el problema del mal funcionamiento durante transitorios.

7.3.9 Comparación DE FASE Y Direccional COMBINADAS.

La protección par comparación direccional en la que se utilizan relevadores direccionales de tierra puede presentar fallas indeseadas, cuando hay inducción mutua excesiva en un circuito de potencia vecino. Los relevadores direccionales funcionan mal porque se afecta su polarización. En estas circunstancias se escoge la protección par comparación de fase y direccional combinadas. El principio de la comparación direccional se utiliza en las fallas de fase, y' el de comparación de fase para fallas a tierra.

7.3.10 Onda Centimétrica.

Se utiliza un piloto par onda Centimétrica solo cuando el equipo de protección puede compartir el canal con otros servicios, solo que esta protección resulta cara en comparación con el hilo piloto o con la corriente portadora.

El canal de onda Centimétrica es un sistema de radio de alcance óptico, cuya banda de frecuencia en Los EBUB es de 950 a 30000 megahertz. Este sistema requiere que entre una antena y otra pueda dirigirse una línea recta por encima de unos 50 pies, sobre objetos de interferencia. Esto provoca que la distancia entre una antena y otra sea de 20 a 50 millas, según la topografía del terreno.

En esta protección para relevadores en la cual no se puede tolerar ni una salida momentánea cuando ocurre una falla, será necesario proporcionar un generador de CA que funcione a partir de una batería, o bien equipo que funcione con CD.

Para el propósito de la protección par relevadores, la practica es modular la frecuencia de la onda Centimétrica en forma directa por cualquiera de Los métodos usuales, como por ejemplo, el llamado " tono ". El tono es una tensión de frecuencia sencilla dentro de la gama de audio o arriba de ésta. Se crecieren los tones arriba de la gama de audio, debido a que las constantes de tiempo de sus circuitos filtro son menores, y por lo tanto innecesario retardar el disparo para disponer de tiempo para que la salida del receptor aumente lo suficiente para bloquear el disparo.

La ventaja principal de la onda Centimétrica, es que la presencia de una falla en la línea protegida no interferirá con la transmisión de una señal de disparo remoto.

Con esta capacidad; si todas las zonas de disparo de alto velocidad en todas las terminales se superponen en todos los tipos de fallas, de tal modo que, para cualquier falla, los relevadores de una terminal por los menús, funcionarán siempre en alto velocidad. Entonces, si cada terminal está arreglada para transmitir una

señal de disparo a otra terminal, prácticamente ocurrirá el disparo simultáneo de alto velocidad en todas las terminales. Este principio elimina la necesidad de relevadores de bloqueo, como se requiere para la comparación direccional, pero a menudo requiere relevadores de distancia para la protección de falla de fase y tierra.

Por último en cuanto al recierre de alto velocidad, por lo general, este solo es posible con protección piloto, el recierre automático de alto velocidad de los interruptores de líneas después que éstos han disparado para eliminar una falla, debido a que solo ésta es capaz de originar prácticamente que todas las terminales de línea disparen en alto velocidad y en forma simultánea. Con dicho disparo y recierre de alto velocidad, los generadores no tienen tiempo de oscilar fuera de fase, por lo tanto no es necesaria la comprobación de sincronismo antes del recierre.

Por lo general las tres fases disparan y se recierran para cualquier clase de falla.

Solo se efectúa el recierre de alto velocidad, cuando éste está originado por el funcionamiento del equipo piloto o de las unidades de primera zona de los relevadores de distancia. Cuando el disparo es originado por cualquiera otra unidad, el recierre automático es bloqueado hasta que se libera en forma local por un operador o en forma remota por el control de supervisión.

Capítulo 8

8.1 Introducción A Los Relevadores Digitales.

La técnica de la protección digital de sistemas eléctricos de potencia surge a finales de la década de los 60, en aquellos años varias investigadores desarrollaron los algoritmos de protección de líneas de transmisión y demostraron que estos eran viables. Así continuaron los esfuerzos que ya se venían realizando en el desarrollo de aplicaciones de tiempo real de las computadoras digitales en sistemas eléctricos de potencia.

Estos trabajos tuvieron que esperar a que las computadoras digitales alcanzaran la capacidad de compute adecuado y sobre todo el precio para tener una aplicación práctica en esta área. Con la llegada del microprocesador, se da inicio al desarrollo de relevadores y sistemas digitales de protección, ya con capacidad para competir con los relevadores electromecánicos y de estado sólido que existían en ese momento.

Actualmente esta técnica se está consolidando y se ha convertido en una área de investigación muy fuerte por parte de institutos, de universidades, de fabricantes de equipo y de prestadores de servicio. Este capítulo consiste de una introducción general en él se mencionan algunas particularidades y características de los sistemas digitales de protección.

En Los capítulos anteriores a éste se ha hecho un análisis a fondo de Los relevadores clásicos de funcionamiento electromecánico. La aplicación de los semiconductores en el campo de la protección comenzó a intentarse desde la década de los 30 en relevadores a base de rectificadores de selenio y óxido de cobalto, los cuales tuvieron poca aplicación práctica. Después vino el descubrimiento del transistor y esta línea tomó un nuevo impulso, y así en el 49 aparece el primer comparador de fase transistorizado, en 1954 el primer relevador de distancia transistorizado, así mismo en 1959 y 1961 aparecen versiones comerciales de relevadores de sobrecorriente y de distancia también de transistores. En Los finales de Los 60 y principios de los 70 se construyeron una generación de relevadores de estado sólido en base de circuitos integrados como amplificadores operacionales y compuertas lógicas. Después vienen relevadores

estáticos ya en pleno uso del microprocesador. La tecnología digital tiene una serie de ventajas sobre la protección analógica, entre éstas se pueden mencionar.

- a) Las características en el sistema digital no varían con la temperatura, voltaje del circuito y persisten en el tiempo.
- b) Las componentes digitales tienen comportamiento de mantenerse sin variaciones en el sistema.
- c) El equipo digital tiene menos equipo y por lo tanto menos conexiones.
- d) En el sistema digital los cambios de diseño implican solo modificaciones de software.
- e) Los datos en sistema digital no se deterioran, a menos que haya una falla en el sistema.

Otras ventajas tienen que ver con: el costo, capacidad de autocorrección, hacen funciones de medición, control y supervisión, hay capacidad de comunicación con otros equipos digitales del sistema y se pueden adaptar con facilidad a cambios o ajustes de los parámetros y condiciones del sistema.

También hay aspectos que dificultan la plena aplicación de estos sistemas, entre ellos tenemos; un desarrollo insuficiente de redes de comunicación, los cambios en el hardware dan problemas en su mantenimiento, problemas ambientales, interferencias electromagnéticas, etc.

Los relevadores digitales enfrentan dos problemas originados por el tipo de funciones que efectúan. Un problema consiste en que Las señales discretas de entrada hay que hacerlas operaciones matemáticas continuas, como la integración o la diferenciación. Otro problema consiste en desarrollar funciones complejas con operaciones aritméticas. Las soluciones cara cada problema es: En el primer problema hacer aproximaciones, en el case de la integración se usa una función escalón y para la diferenciación se aproxima a partir de dos valores de la función. En el problema de dependencias funcionales complejas la primera

forma de solución es hacer tablas y grabar la información en memorias. Y otra variante es aproximar Las funciones complejas par series que contengan solamente operaciones aritméticas, como la serie de Taylor, el programa de calculo de la serie se graba en memoria, y ocupa menos espacio que una tabla.

8.1.1 Componentes De Un Relevador Digital.

El diagrama de la figura 144 es una representación en bloques de un relevador digital.

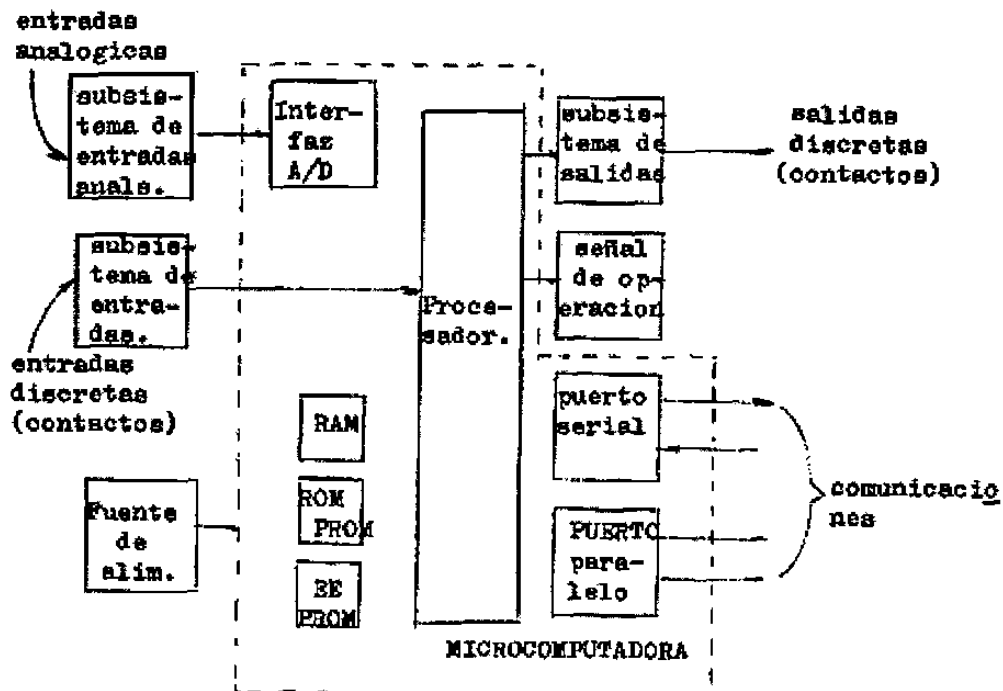


Figura 144. Diagrama De Bloques De Un Relevador Digital.

Al relevador se aplican señales analógicas provenientes de transductores primarios, o sea TC o los TP, y señales discretas que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros

relevadores. Esta información se procesa en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la computadora, que es el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de analógico a digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salida del relevador se procesan en el subsistema de salidas discretas, que generalmente incluyen relevadores electromecánicos auxiliares que lo proveen de salida del tipo de contactos. El relevador realiza y también la función de señalización de su operación (banderas), y de su propio estado de funcionamiento que son visibles (con luces) al exterior. La mayoría de los relevadores digitales dispone de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serie y paralelo.

El subsistema de señales analógicas figura entre las funciones siguientes:

- a) Acondiciona las señales de voltajes y corrientes enviados por los transductores primarios a voltajes para la conversión analógica digital
- b) Aisla eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada
- c) Protege al relevador contra los sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutaciones y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.
- d) Hace el filtrado anti-aliasing de las señales analógicas de entrada. Este filtrado es necesario para limitar el espectro de frecuencia de esas señales a una frecuencia no mayor que la mitad de la frecuencia de muestreo que utiliza el relevador.

El subsistema de entradas discretas tiene las funciones de acondicionar las señales para su aplicación al procesador, provee el aislamiento eléctrico entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios.

En la interfaz se llevan a cabo los procesos de muestreo y conversión analógico-digital de las señales analógicas. Un reloj de muestreo genera pulsos de corta duración y a una cierta frecuencia, que marca los instantes de muestreo; en cada uno de ellos se hace la conversión del valor instantáneo de la señal analógica a una palabra digital, que queda disponible para el procesador. Con todas estas operaciones que debe realizar el relevador, se requieren de distintos tipos de memorias; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios de los programas de protección, y para almacenar datos que se guardan posteriormente en memoria. Los programas del relevador se guardan en memorias de lectura solamente, de tipos no programable (ROM), y se ejecutan directamente desde allí, o se cargan inicialmente en memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memorias tipo PROM borrables (EPROM) o eléctricamente borrables (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo por batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serial, permiten intercambio de información remota fuera de la línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos de ajustes, y otras. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario disponer de una interfaz de comunicación paralela. El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar de salida del relevador.

El relevador debe contar con una fuente de alimentación independiente, generalmente de tipo conmutado, que puede conectarse a la batería de acumuladores de la subestacion, y produce los voltajes de CD necesarios para los circuitos del relevador (5v y \pm 15v).

La tendencia actual es a la integración de las funciones de protección, control y medición en sistemas digitales de subestaciones y plantas generadoras, que se enlazan con computadoras centrales a nivel del sistema de potencia (la figura 145) es un diagrama de una posible estructura jerárquica de tres niveles

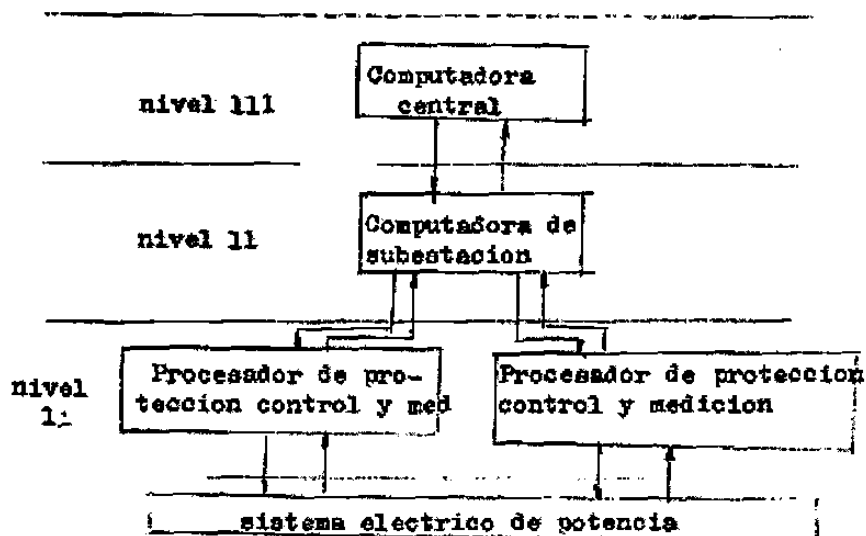


Fig. 145 Estructura de un sistema digital integrado.

CAPITULO 9

9.1 Conclusiones Y Comentarios Finales.

Esta tesis es un tratado sobre protección en sistemas eléctricos de potencia. En los últimos años se han dado una serie de avances y logros importantes en el campo de la protección, los equipos analógicos en algunas aplicaciones ya son substituidos por relevadores digitales y la tendencia es hacia la generalización de dichos elementos. Ante estos cambios y producción de nuevas tecnologías, dar una respuesta al problema de la protección se antoja un tanto difícil; un hecho importante ante esta situación es que los principios básicos y motivos fundamentales se mantienen en gran medida sin cambios importantes. Ante estos eventos sentimos que el reto de desarrollar un trabajo sobre protección es mayor. El riesgo es que la información presentada pareciera inconclusa, con un volumen regular y con poca objetividad. Nos sentimos obligados a hacer un esfuerzo y en la medida de lo posible ofrecer un trabajo concreto, orientado y útil.

Nota importante es que la forma de este material va directa de la necesidad a la solución, ya que creemos que, cualquier interesado obtendrá una respuesta rápida a sus inquietudes.

Cuando se contemplan todos los aspectos en relación con la protección en sistemas eléctricos de potencia, este oficio como lo consideran algunos autores es arte y ciencia, con un potencial de aplicación muy vasto para desarrollar tecnología que responda a todas las formas y necesidades. Tiene como responsabilidad que adaptarse a los nuevos equipos, ya que como se afirmó en un principio la protección es la encargada de brindar las condiciones para que cualquier sistema de su mejor servicio.

Una conclusión interesante desde nuestro punto de vista es que; en protección de sistemas eléctricos de potencia es difícil escribir el último capítulo, ya que seguramente habrá mucho más.

Descripción de una operación de mantenimiento para relevadores de protección de centro de auxiliares de 2.4kv de la unidad #6 en central termoeléctrica Monterrey C.F.E.

EQUIPO	CANTIDAD	#ANSI
Interruptor principal	3	50- 51
Interruptor enlace	3	50- 51
Int. Motor bomba agua A. 6A	3	2;50 y 51 y 1;49-50- 83
Int. Motor bomba Agua A. 6B	3	"
Int. Motor bomba Agua A. 6C	3	"
Int. Motor ventilador tiro forzado 6A	3	"
Int. Motor ventilador tiro forzado 6B	3	"
Int. Motor bomba Agua circulante 6A	3	"
Int. Motor bomba Agua circulante 6B	3	"
Int. Transformador servicios propios (2.4Kv / 480v)	<u>3</u>	50-51
TOTAL:	30	RELES

Desarrollo:

A cada relevador se le efectuó lo siguiente:

Inspección visual

Reapriete de tornillería.

Limpieza de contactos de tiempo (sobrecorriente)

Limpieza de contactos de bandera de tiempo

Limpieza de contactos de bandera de tiempo instantáneo

Limpieza general

Prueba de continuidad (bobinas y contactos)

Prueba de Pick-up (aplicando en corriente alterna el valor del tap)

Prueba de bandera de tiempo (aplicando corriente directa)

Prueba de bandera de tiempo instantáneo (aplicando corriente alterna)

Prueba de curvas de tiempo

Tap por múltiplo de curva del folleto de c/relevador (con corriente alterna) para verificar el tiempo de operación del relevador según la curva.

En estas pruebas se utilizó “El probador universal de relevadores “ de la marca Multi -Amp modelo SR - 76A - E, que utiliza un voltaje de 120 volts de corriente alterna.

También se efectuó limpieza de peinetas de la marca General -- Electric (21 piezas).