

La decisión debe depender obviamente sobre la aplicación de preguntar porque una figura de un 25 % es segura por la aplicación general con relevadores de tiempo inverso o I.D.M.T.

El control direccional es también requerido donde la carga de corriente esta fluyendo normalmente hacia el bus y un ajuste bajo el pick-up de la corriente es requerido. Esto de seguro no es aplicable a relevadores de falla a tierra.

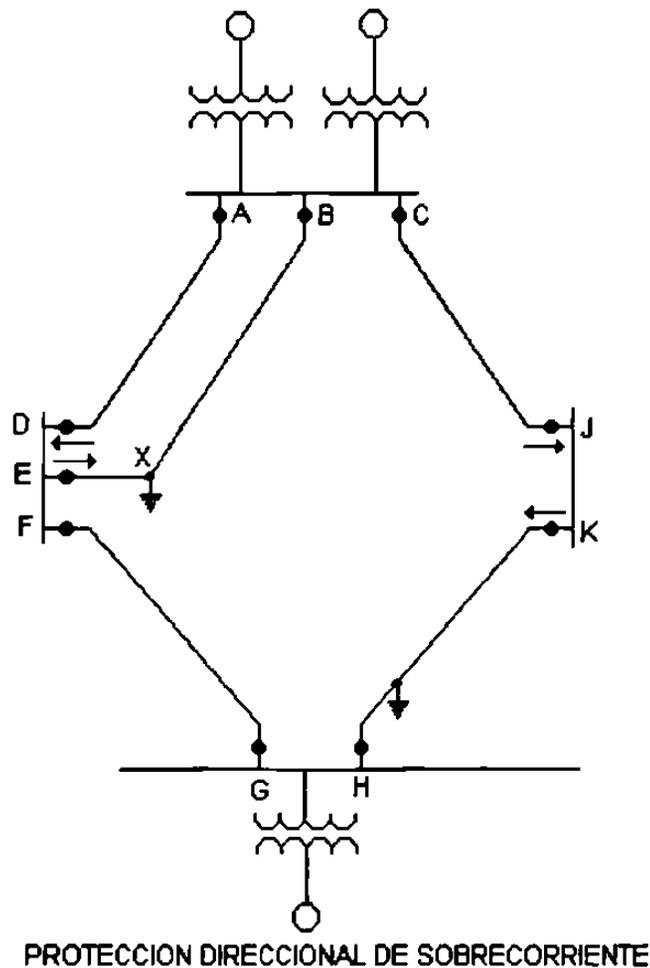


Figura 7.10 Esquema de protección direccional de sobrecorriente

7.5.1 FALLAS DE FASE

Debido a la posibilidad en la inversión repentina de la dirección de la corriente cuando la falla es aclarada y se restablece la carga, la unidad direccional debe ser más rápida y las unidades de copa de inducción son populares para estos propósitos.

Los contactos del relevador direccional pueden ser conectados ambos en serie con los relevadores de sobrecorriente o en serie con una bobina la cual previene al relevador de sobrecorriente de la operación a menos que el circuito este completo. El anterior es llamado control direccional y es preferible porque permite que el relevador de sobrecorriente comience a moverse solo para una falla en la dirección del disparo, por lo tanto elimina el riesgo de un disparo equivocado si la dirección de la corriente se invierte después de que la falla es aclarada.

La figura 7.11-a muestra como un relevador de sobrecorriente de un polo magnético dividido que es direccionalmente controlado. La figura 7.11b muestra el método usado por el antiguo Watthorimetro del tipo magneto de sobrecorriente, el control direccional es más fácil debido a que haya una bobina a través de la cual los contactos de la unidad direccional pueden ser conectados al efecto del control.

Si la bobina de operación tiene la suficiente impedancia puede ser normalmente corto-circuitada por los contactos del relevador direccional pero este método es efectivo solo con relevadores operando abajo de 1 Amp. Porque la resistencia de los contactos es comparable con la corriente de la bobina la cual es corto-circuitada.

La unidad direccional usa corriente de la misma fase del relevador de sobrecorriente y es polarizada por uno de los potenciales de línea a línea, usualmente él, uno en cuadratura con la corriente por ejemplo, V_{bc} con la corriente I_a , porque (a) esto da un par máximo con la corriente retrasando la posición de la unidad del factor de potencia en 60° , usando una unidad de copa de inducción no teniendo que cambiar las principales fases; (b) esta conexión es menos afectada por el cambio de fases que ocurre cuando hay una conexión $\Delta - Y$ debido a un transformador de potencial entre el relevador y la falla.

Al principio los discos de inducción se usaban en unidades de Watthorímetros para propósitos direccionales. Donde esta unidad tiene el máximo par con la unidad del factor de potencia esto fue necesariamente usar el voltaje delta adyacente para polarizar por ejemplo, para usar V_{ca} con la Y , esto da el máximo par en 30° retrasando la posición de

la unidad de factor de potencia sobre una falla trifásica o 60° retrasando en una falla entre fases.

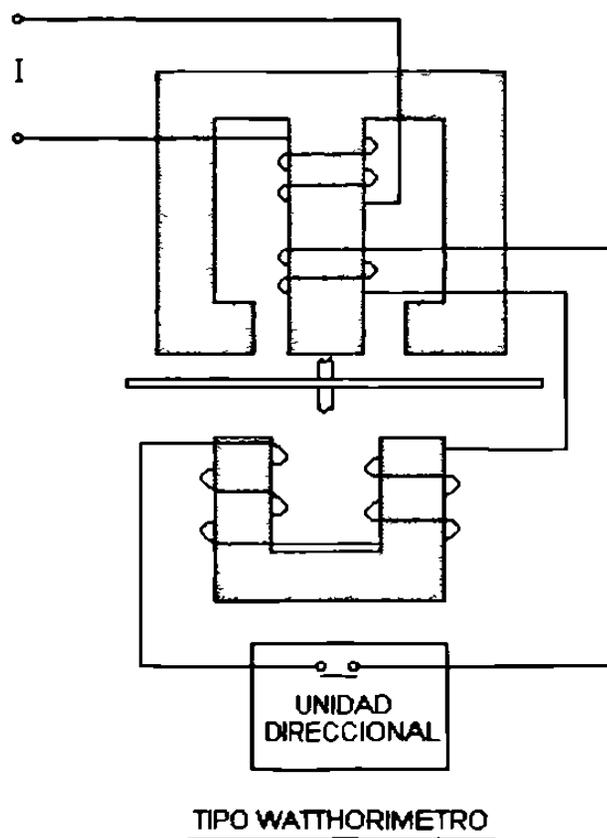
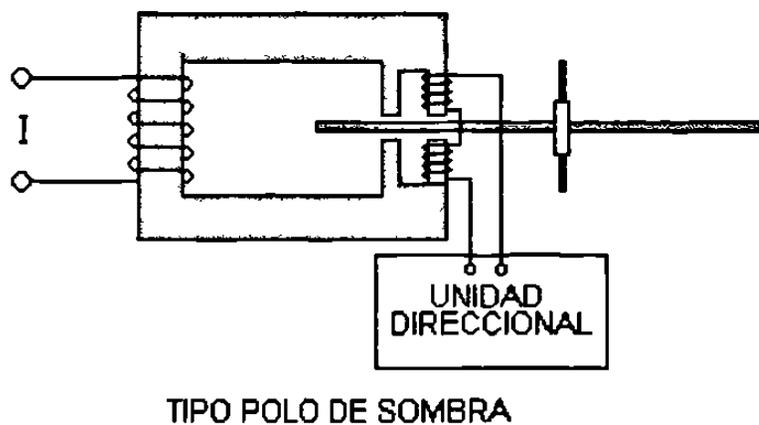


Figura 7.11a 7.11b Relevador tiempo-corriente para control direccional

a) VOLTAJE RESTRINGIDO

En muchos sistemas la capacidad generante conectada, varia con condiciones de carga o tal vez una extensión que la mínima corriente de falla en un tiempo puede ser menos que la máxima corriente de carga en cualquier otro tiempo. Esto de seguro puede hacer que se dificulte el ajuste de los relevadores de sobrecorriente a menos que la unidad direccional este prevista con un voltaje restringido.

Incluso bajo carga pesada o condiciones de potencia balanceada el potencial sé ira acercando al normal, previniendo a la unidad direccional de la operación, pero, durante una falla en la sección protegida, sé ira cayendo a un valor que permitirá la operación. La unidad direccional se convierte, en efecto, un detector de falla de tipo mho.

Con un pick-up de impedancia entre los valores de carga y la falla, lo cual afortunadamente son ampliamente diferentes.

La unidad direccional asociada con el relevador de sobrecorriente en la fase A, también tiene una corriente de fase Ia, que es polarizada por el cuadrante potencial de Vbc y es restringida por el voltaje Vab.

El voltaje no restringido es requerido por los relevadores de tierra porque ellos trabajan sobre corrientes de secuencia cero la cual son normalmente cero bajo condiciones de carga y por lo tanto, evitar cualquier requerimiento para bloquear su acción.

b) DOS RELEVADORES CONTRA TRES

Los relevadores de sobrecorriente en dos de las fases y uno en el transformador de corriente en el circuito residual dan la protección completa para todas las fallas sobre

líneas o cables pero, en el caso de un transformador alimentador, la corriente en alguna de las fases puede ser dos veces mas que las otras dos fases así que en las tres fases se requieren relevadores.

En un sistema sobre-aterrizado donde no hay relevadores en el circuito residual, allí debe haber relevadores para cada una de las tres fases o si solo son usados dos, ellos deben de haber en el mismo, dos fases en todos los alimentadores; de otro modo ahí es un riesgo de una falla “cruce-campo”, (i.e dos fallas a tierra de fases sencillas simultáneas sobre diferentes alimentadores) complicando las dos fases que no tienen relevadores de sobrecorriente así que selectivamente el tiempo puede ser abajo del ajuste.

La discriminación entre relevadores puede ser abajo del ajuste sobre fallas de interfase con relevadores en solo dos fases (a) si hay un transformador de potencia $\Delta-Y$ entre los relevadores, (b) si hay una falla ligera y una carga pesada.

En resumen, relevadores de dos fases y un relevador de tierra son suficientes sobre sistemas aterrizados y relevadores de tres fases son convenientes sobre sistemas aterrizados a través de una impedancia alta o sobre aterrizado.

En el caso de relevadores de sobrecorriente direccionales se aplican las mismas consideraciones si las unidades direccionales son polarizadas desde cualquier otro potencial, los relevadores de tres fases y un relevador a tierra deben de ser usados.

c) UNIDADES DIRECCIONALES DE FASE SENCILLA

Las unidades direccionales de falla sencilla pueden usar corriente $\Delta-Y$ pueden ser polarizadas por cualquiera de los potenciales. Ciertas combinaciones, como quiera, son preferibles porque su ángulo de par máximo (MTA) es mas consecuentemente cerrado a la falla del ángulo de fase para todos los tipos de fallas. El MTA es el ángulo por el cual

el potencial aplicado al relevador lleva la corriente para el par máximo (o el ángulo por el cual la corriente retarda el potencial).

Las conexiones escogidas dependen del tipo de la unidad del relevador. Los primeros relevadores fueron adaptaciones de Watthorímetros y tiene el par máximo en la unidad del factor de potencia; la conexión a 30° fue la más conveniente para tales unidades porque su MTA fue 30° atrasando la posición de la unidad del factor de potencia bajo condiciones trifásicas y arriba de 90° atrasando el voltaje de falla para una falla entre fases o una falla a doble tierra. Esto da un par direccional seguro para todas las fallas de interfase sobre líneas de un promedio de ángulo de fase 50° pero puede operar incorrectamente durante la conducción de las condiciones de carga sobre una falla a tierra de una fase sencilla sobre el lado remoto de una conexión Δ -Y de un transformador de potencia.

La unidad de copa de inducción reemplaza la unidad de disco de inducción del Watthorímetro porque de su velocidad superior y eficientemente, se tiene un par máximo con una corriente de 30° conduciendo el voltaje aplicado a sus bobinas de potencial; por lo tanto la conexión de la cuadratura fue la más conveniente para este. Con este arreglo el MTA fue 60° atrasado para todas las fallas. La constante MTA hace de este arreglo uno de los más seguros porque el relevador nunca esta cerca de las condiciones de entrada debido a que cambia el voltaje de fase causado por la falla y la oposición de la corriente al cambio de fase debido a una intervención del transformador de potencia durante la trayectoria de las condiciones de carga.

El par de una unidad direccional de fase sencilla es proporcional a $I/V/\cos(\phi - \Theta)$ donde F es el ángulo por el cual el potencial atrasa a la corriente para una condición particular de falla y f es el MTA.

La figura 7.13 muestra una condición la cual puede causar una mala operación de un relevador direccional de fase sencilla usando corriente en Y pero no usando corrientes en Δ de una unidad polifásica. En ambos extremos las corrientes en Y en las tres fases están en fase, desde los potenciales la polarización del relevador direccional de fase sencilla

esta a 120° aparte, la mínima de ella opera en la dirección mala si las corrientes en Y son usadas.

Las unidades direccionales de fase sencilla son mucho más usadas actualmente que las unidades direccionales polifásicas porque, hasta ahora, han tenido una tendencia a considerar todas las protecciones fase a fase. Sin embargo los relevadores polifásicos ofrecen economías de equipo y espacio en el tablero e inmunidad en ciertas condiciones de falla asociadas con transformadores de potencia $\Delta-Y$ el cual puede causar una mala operación de los relevadores direccionales de fase sencilla.

d) UNIDADES DIRECCIONALES POLIFASICAS

La unidad conectada a esta trayectoria y la otras dos con sus correspondientes conexiones en las otras dos fases, para formar una unidad polifásica.

El par de una unidad direccional polifásica es de la forma:

$$P_1\sqrt{\alpha + \theta} + P_2\angle\alpha + \theta(P_0\angle\theta)$$

Donde α es el ángulo de la fase del potencial elegido V es relativo a la corriente I con la unidad del factor de potencia en condiciones de balance, o es el ángulo de la corriente relativa al potencial, aplicado a la unidad direccional para un par máximo, por ejemplo, el MTA de la unidad sola sin un mecanismo cambiador de fase.

Las unidades polifásicas no son recomendables para fallas a tierra de fase sencilla, en la practica se ajusta para usarse por separado con relevadores direccionales residuales con un par $P_0 \cos(\Phi - \theta)$.

Puede ser que los componentes de P_0 en la expresión para un par polifásico estén ambas perdidas o un ángulo de fase indeseable. En la evaluación actual del par debe ser recordado que P_2 y P_0 fluyen en la dirección opuesta de P_1 , porque V_2 y V_0 se originan en la falla en tanto V_1 , se origina en el generador.

No dando un par de secuencia cero un relevador direccional polifásico no debe de trabajar mal en el caso anterior de la figura 7.13 el cual engaña al relevador direccional de fase sencilla. Esto es porque debe trabajar correctamente en la terminal S y no trabajar en todas las terminales L donde solo hay corriente de secuencia cero.

Un relevador direccional polifásico puede ser usado para controlar tres relevadores de sobrecorriente a través de un relevador auxiliar de multicontactos con un ahorro de costo y espacio en el tablero, también tiene la ventaja que no opera incorrectamente sobre ciertas condiciones que engañan a un relevador direccional de fase sencilla.

7.5.2 FALLAS A TIERRA

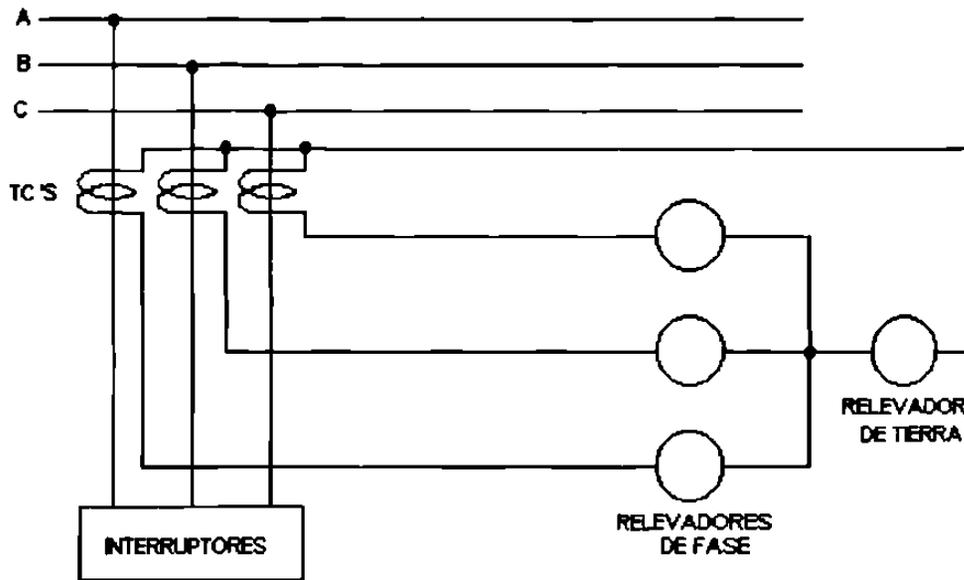
Una falla a tierra de una fase sencilla sobre cualquier fase produce la misma magnitud de corriente de secuencia y en la misma relación de fase. Consecuentemente, solo un relevador de sobrecorriente direccional es requerido para una falla a tierra y es energizado desde el circuito residual de los Tc's y Tp's por ejemplo: $I_{res} = 3I_0$ y $V_{res} = 3V_0$ o estas conexiones se muestran en la figura 7.12.

La corriente de secuencia cero I_0 puede solo fluir desde el neutro aterrizado al punto donde una falla a tierra ocurre.

Este valor es como sigue:

$$I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Donde Z_1 , Z_2 , Z_0 , son impedancias totales del sistema vistas desde la falla. La corriente de secuencia cero no puede pasar a través de un transformador $\Delta - Y$ porque el neutro del lado Y esta aterrizado, la corriente residual solo puede circular alrededor de la delta.



CONEXIONES DE UN RELEVADOR DE CORRIENTE RESIDUAL

Fig. 7.12 Conexiones de un relevador de corriente residual

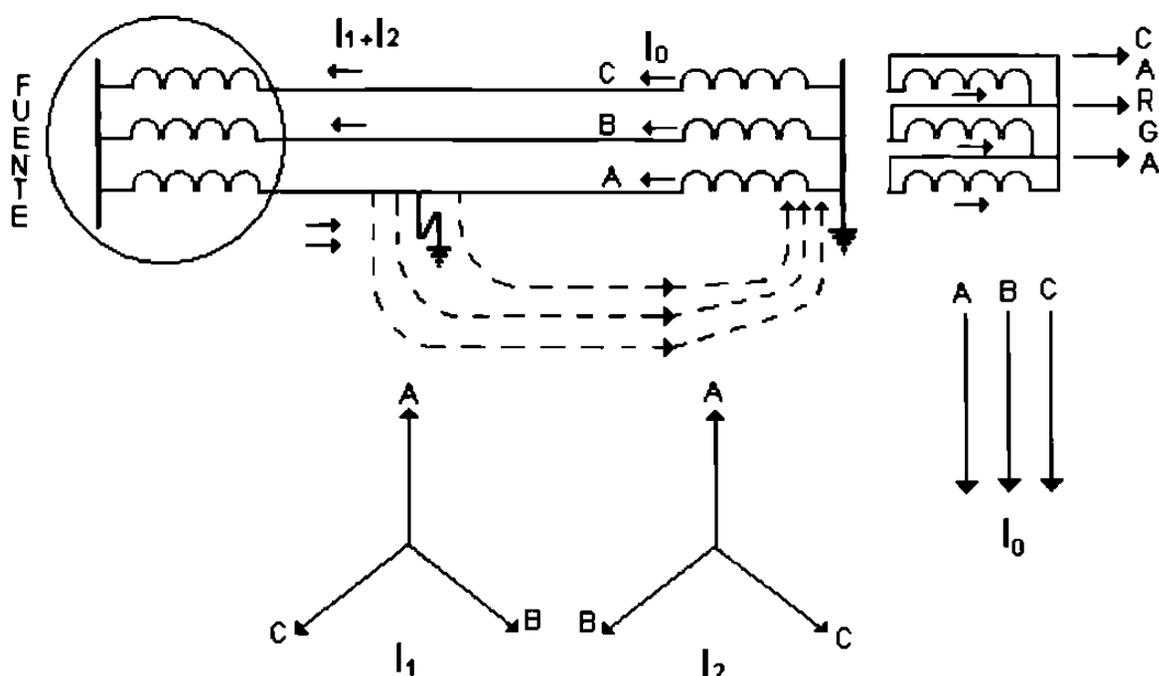
La figura 7.13 ilustra este punto. Solo las corrientes de secuencia positiva y negativa son suministradas desde la fuente de poder sobre aterrizada en el lado izquierdo y solo la corriente de secuencia cero desde el transformador aterrizado en el lado derecho.

La corriente de secuencia cero puede pasar a través de un transformador Y- Δ -Y desde una bobina en Y a la otra si ambas están aterrizadas.

Los relevadores de corriente residual como la figura 7.12 puede operar erróneamente debido a falsas corrientes de secuencia cero causadas por desigualdades en los Tc's o por cierres no simultáneos de los contactos de los interruptores automáticos trifásicos.

Por lo tanto es conveniente un límite, de la velocidad de los relevadores instantáneos de tierra en un tiempo mínimo de 2 ciclos; una alternativa es una resistencia estabilizadora, esto está explicado en la sección 7.5.2 (d). La operación instantánea es permitida cuando el relevador es suministrado desde un Tc del núcleo balanceado por

ejemplo uno en el cual rodea las tres fases. Un relevador residual de sobrecorriente también puede operar sobre la falsa corriente de secuencia cero causado por un circuito abierto del Tc del secundario; el disparo bajo condiciones puede ser no indeseable.



LA CORRIENTE RESIDUAL PUEDE FLUIR SOLO ENTRE NEUTRO ATERRIZADO Y UNA FALLA A TIERRA

Fig. 7.13 La corriente residual puede fluir solo entre un neutro aterrizado y una falla a tierra.

En sistemas aterrizados a través de un reactor el cual es sintonizado a la capacitancia del sistema de tierra, la corriente de falla es automáticamente bloqueada por que es dividida entre el reactor y la capacitancia a tierra de los altos conductores el cual forma una alta impedancia paralela a un circuito resonante. Esto es conocido como la bobina de Petersen o una bobina neutral compensadora.

a) POLARIZACION DE RELEVADORES DE TIERRA

La unidad direccional puede ser polarizada por el voltaje residual $V_{res} = 3V$ o por la corriente neutral I_n o ambas. La corriente neutral obviamente puede ser usada solo cuando ahí esta un sistema neutral; en un punto aterrizado en la estación de otro modo, es necesario aterrizar el potencial.

Donde el sistema aterrizado no esta siempre disponible (porque el transformador aterrizado puede estar fuera de servicio) ambos tipos de polarización son necesarios, cada uno de los relevadores o ambos en el mismo relevador. Esto es porque el potencial de secuencia cero es el indicador I_0 y Z_0 entre el relevador y el cercano punto aterrizado e irá muy bajo sí el punto aterrizado esta en la estación; sobre el otro lado, la corriente de polarización no trabaja cuando la tierra no esta disponible.

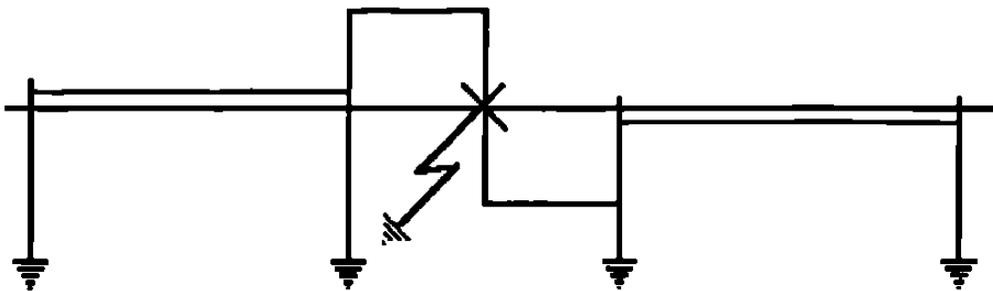
b) RELEVADORES DE CORRIENTE RESIDUAL, POTENCIAL Y POTENCIA

La figura 7.14a muestra la distribución de la corriente de secuencia cero en un sistema sólidamente aterrizado en cada subestación. Esta claro que la excelente discriminación es prevista por la corriente de secuencia cero de los relevadores de direccionales porque muchos de los factores de la corriente de secuencia cero, que llega desde los neutros a los extremos de la sección protegida y muy pequeños desde las otras fuentes.

Una alternativa para un relevador direccional de sobrecorriente es un relevador de secuencia cero de tiempo-potencia o tiempo VA. La figura 7.14b nos muestra la distribución de secuencia cero KW y KVAR en un sistema múltiple aterrizado. Este relevador es más selectivo en un sistema sencillo aterrizado pero es más difícil para calcular sus ajustes.

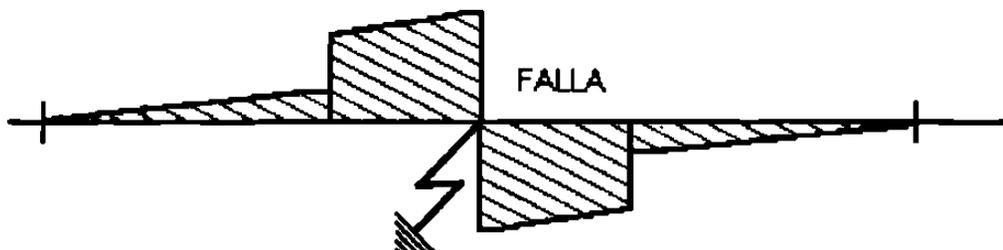
Los relevadores direccionales de sobrecorriente tienden a remplazar a los relevadores direccionales de potencia porque son más fáciles de ajustar. Además con una

característica muy inversa de tiempo-corriente, esto es un relevador tiempo-potencia selectivo como lo muestra la figura 7.15 nos muestra el relevador que es muy inverso y tiene una característica de tiempo-distancia porque el tiempo T es inversamente proporcional a la corriente I lo cual es inversamente proporcional a Z_0 . Por lo tanto $T \propto Z_0$ y el relevador opera cuando el tiempo se incrementa con la distancia a la falla. La figura 7.16 lo ilustra, esto es un sistema aterrizado múltiple y la figura 7.17 en un sistema aterrizado sencillo.



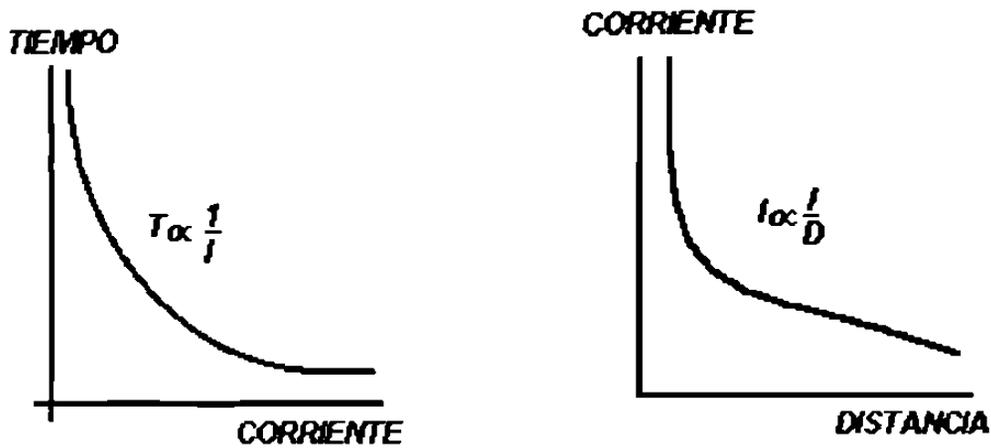
DISTRIBUCION DE I_0 EN UN SISTEMA MULTIPLE ATERRIZADO

Fig. 7.14a Distribución de un sistema múltiple aterrizado



DISTRIBUCION DE LA SECUENCIA CERO EN KW Y KVAR

Fig. 7.14b Distribución de la secuencia cero en KW y KVAR.

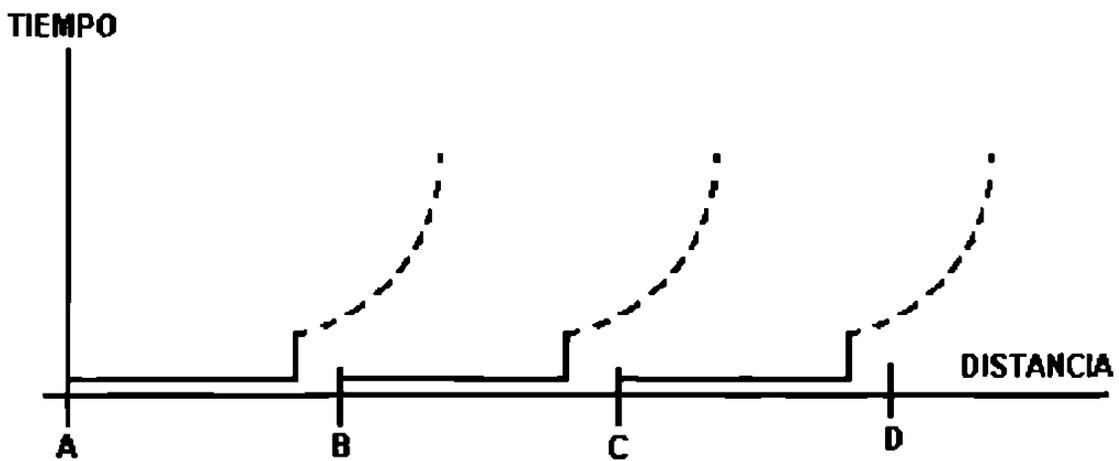


CARACTERISTICAS DE TIEMPO- CORRIENTE MUY INVERSA $I_{ot} = K$

RELACION CORRIENTE- DISTANCIA PARA UN RELEVADOR $I_{ot} = K$

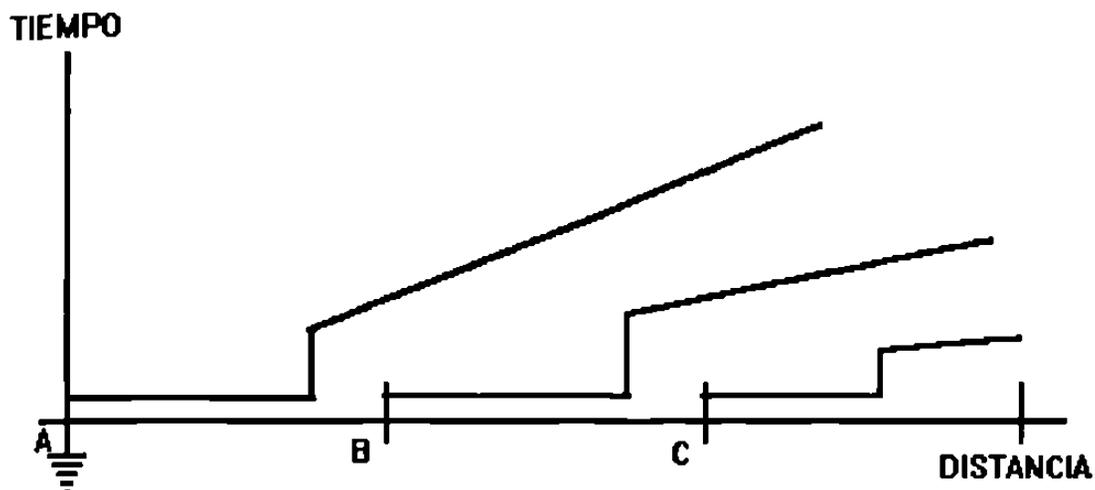
Figura 7.15a Características de tiempo corriente

Figura 7.15b Relación corriente distancia para un relevador



CARACTERISTICA TIEMPO- DISTANCIA DE UN RELEVADOR $I_{ot} = K$ SOBRE UN SISTEMA MULTIPLE ATERRIZADO

Figura 7.16 Característica de tiempo-distancia

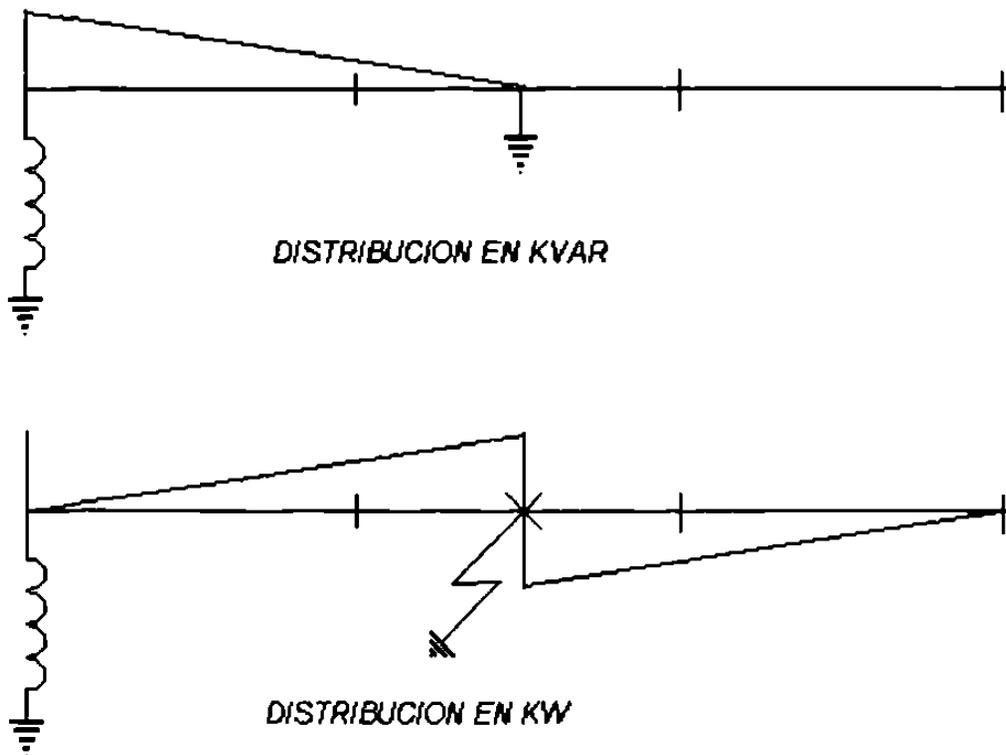


**CARACTERÍSTICAS TIEMPO- DISTANCIA DE UN RELEVADOR $I_{0t} = K$
SOBRE UN SISTEMA ATERRIZADO, SOLO EN LA FUENTE**

Figura 7.17 Característica de tiempo-distancia de un relevador

La adición de un relevador instantáneo de sobrecorriente de secuencia cero provee los mismos beneficios que un relevador de fase pero es igualmente importante para usarse con unas insignificantes sobre corrientes transitorias de corrientes de falla.

En un sistema con compensadores neutros o neutros aislados un relevador Watthorimetro sensitivo puede ser usado para detectar fallas a tierra de fase sencilla y energizar una alarma si la falla no es extinguida. La figura 7.18a nos muestra la distribución de KW de secuencia cero en un sistema compensador neutro. Una alternativa para el relevador residual de potencia de potencia sobre un sistema sobre aterrizado es un relevador residual de potencia pero es menos selectivo.



**CANTIDADES DE SECUENCIA CERO SOBRE SISTEMAS
CON COMPENSADORES NEUTRAL**

Figura 7.18a Cantidades de secuencia cero sobre sistemas con compensadores neutral

c) FUENTES DE POLARIZACION

Las corrientes de polarización son obtenidas desde el neutro aterrizado de un transformador de potencia o desde una tercera delta, dependiendo del conjunto de conexiones. Cada método es satisfactorio en un transformador, figura 7.20. En un transformador de potencia con una bobina aterrizada conectada en zig zag es una fuente de polarización confiable figura 7.20.

En el caso de un auto-transformador con una delta terciaria un transformador de corriente en la bobina en delta es preferible para el neutro como se muestra la siguiente figura 7.21a, pero los transformadores de corriente en las tres bobinas en delta deben ser paralelas si la carga es tomada desde la tercera. Un transformador de corriente en el

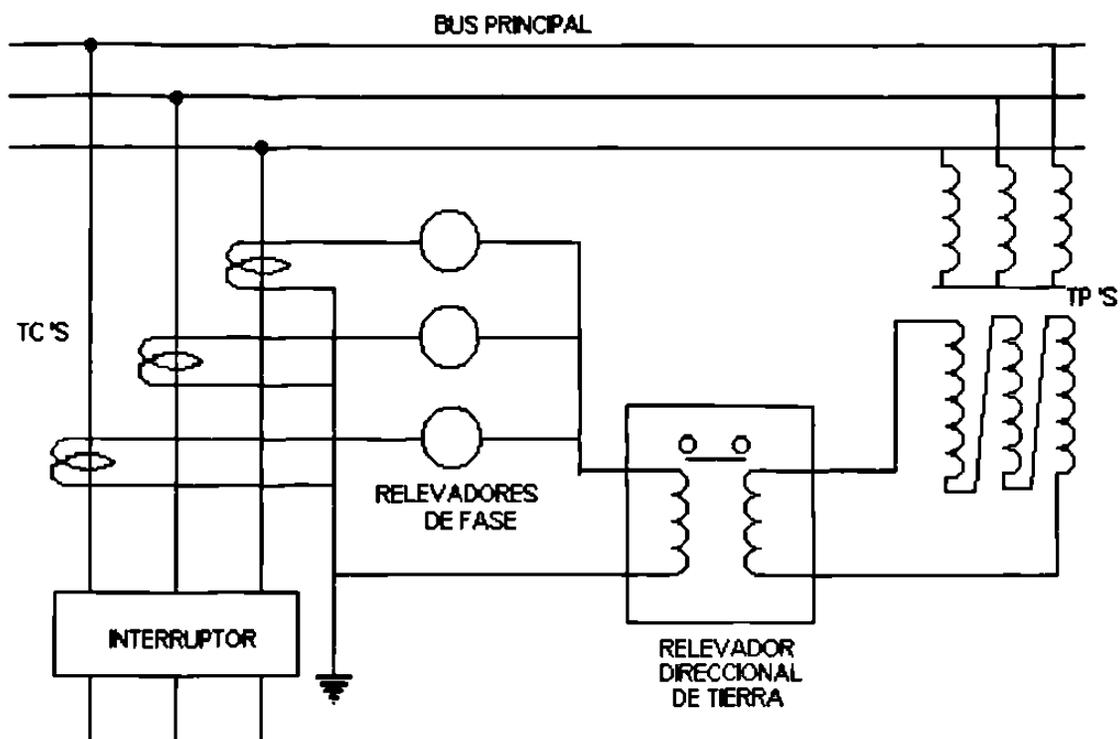
neutro puede ser usado como:
$$\frac{Z_t}{Z_t + Z_i + Z_s} = \frac{V_h}{V_t}$$

Donde el subíndice t, h, l se refiere a la tercera lado alto, lado bajo y fuente.

En un transformador, con ambos neutros en Y aterrizados, esto es importante para colocar en paralelo los Tc's en los dos neutros. Habrá siempre una corriente resultante, incluso a través de una falla porque las bobinas tienen diferentes corrientes inversamente a la relación de otros voltajes. De hecho el relevador direccional puede usar corriente del neutro en el lado de la línea protegida en vez de la corriente residual, como se muestra en la figura 7.21b.

El potencial de polarización es usualmente previsto por un transformador de potencial aterrizado que tiene la $\Delta - Y$ abierta como se muestra en la figura 7.19 o por un transformador de potencial conectado que cruza el neutro aterrizado a través de una impedancia si esta disponible.

El potencial de polarización no es posible con los dos lados abiertos, del lado de alta de los Tp's al menos que el neutro este localizado en la derivación de la tercera fase desde el lado de bajo y compensado por el indicador del transformador. El lado alto del potencial de secuencia cero puede ser obtenido, sin embargo, incluso si este es uno de los lados altos de los Tp's por substracción desde el potencial alto Y el correspondiente potencial bajo del lado; la relación permitida del transformador debe ser la misma, excepto para V_0 . Una alternativa es el uso de un relevador de potencia o de secuencia negativa; este relevador es efectivo cuando se acoplan mutuamente entre líneas de poder previniendo el uso de un relevador de poder de secuencia cero.



**POTENCIAL DE POLARIZACION CON ESTRELLA-ABIERTA:
T.P. EN DELTA**

Figura 7.19 Diagrama de potencial de polarización con estrella-abierta.

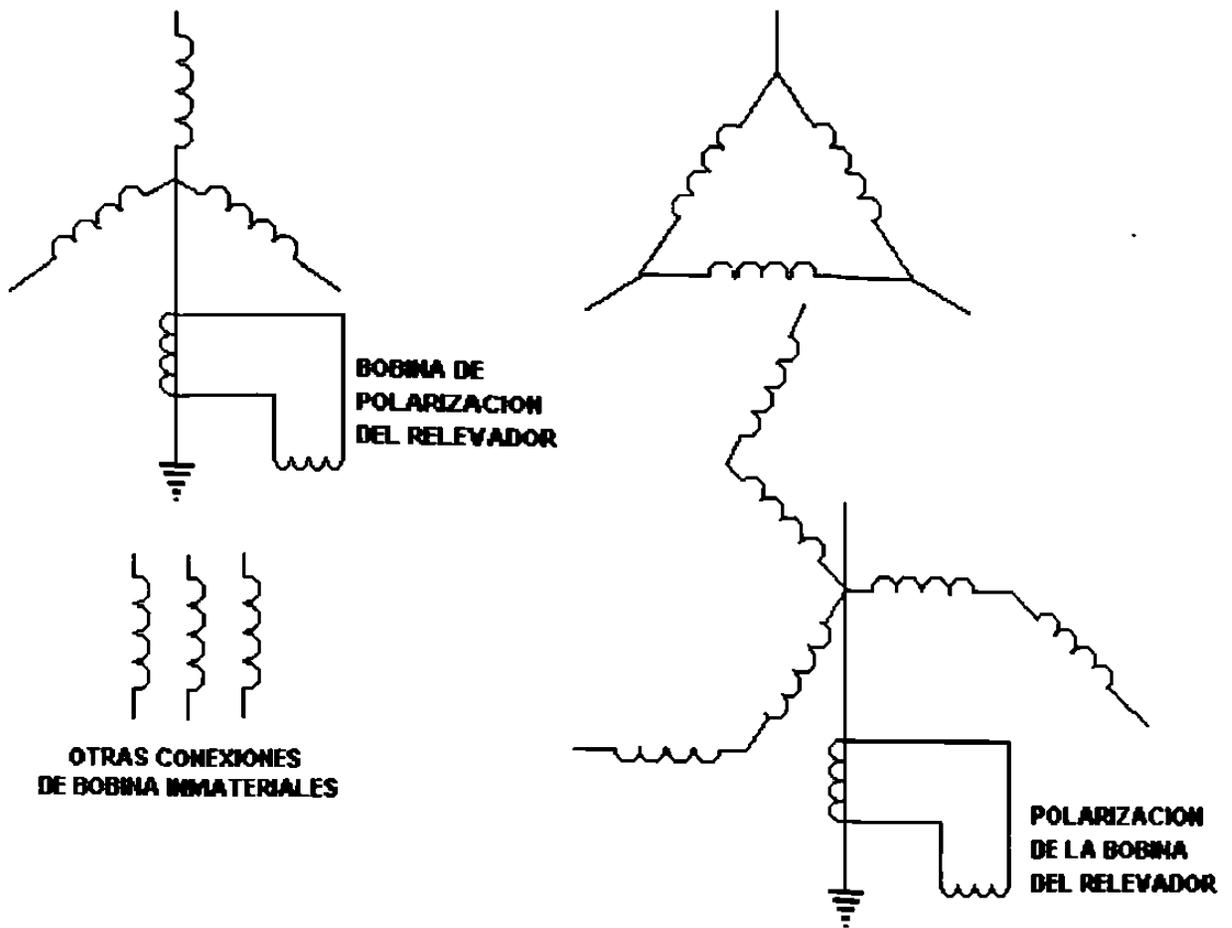
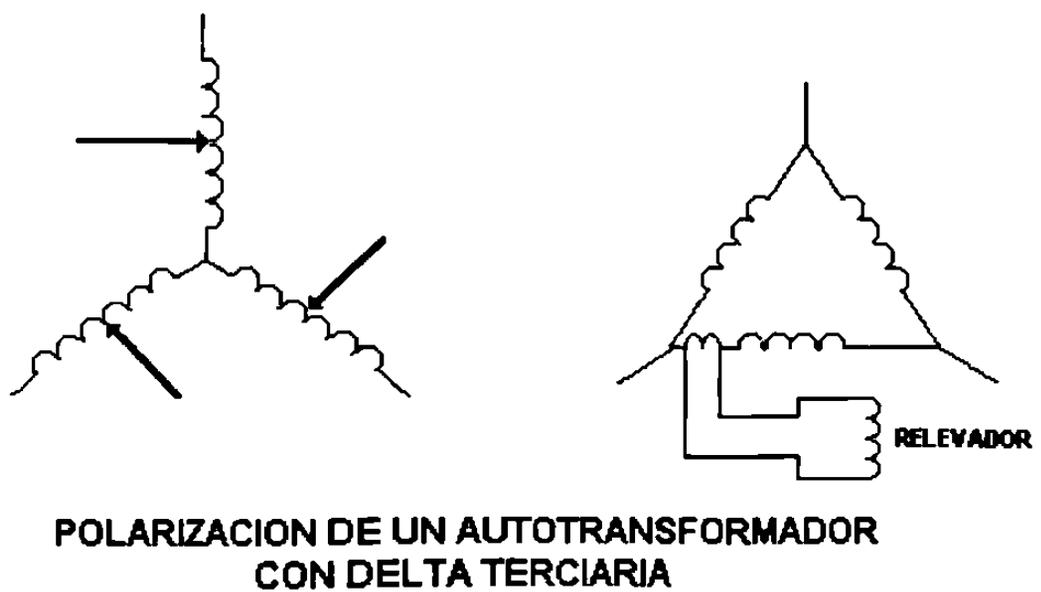


Figura 7.20 Corriente de polarización con un transformador de potencia



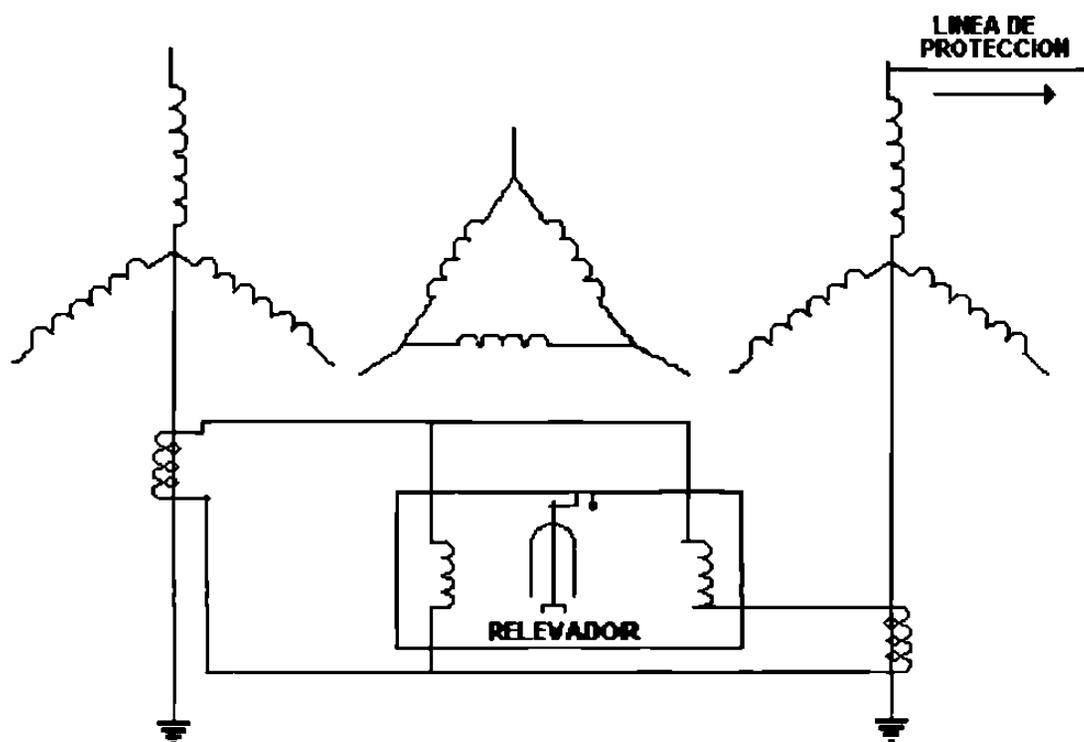


Figura 7.21 a) Polarización de un autotransformador
 b) Polarización con Y-Y promedio de un transformador de potencia.

d) PROTECCION DE TIERRA RESTRINGIDA

Este es un termino Ingles el cual puede ser mal interpretado en otros países. Se refiere la protección diferencial de generadores o transformadores de fallas a tierra. Esta llamada restringida porque los relevadores operan solo para fallas a tierra dentro de la protección de las bobinas figura 7.22.

Las leyes de Kirchhoff pueden ser aplicadas a circuitos con neutros aterrizados en la misma manera que es aplicada la protección del bus por ejemplo la suma de las corrientes neutras y corrientes residuales deben ser cero en una localización dada.

La figura 7.22 muestra la protección de tierra restringida de las bobinas en Y aterrizadas de un generador o un transformador. La corriente neutra I_n debe ser normalmente igual a la corriente de las tres fases, la cual es la suma de la corriente de las

tres fases, y la corriente no debe fluir en el relevador a menos que halla una falla a tierra en el equipo protegido la cual debe ser arriba del ajuste de balance.

Por la misma razón, la corriente no debe fluir en el relevador en una falla a tierra externa o en una falla de fase porque en la practica esto es posible a través de fallas pesadas o debido a la desigualdad de saturación de los Tc's para corrientes de fallas asimétricas para flujos remanentes en su núcleo de hierro y por lo tanto causa la falsa diferencia de corriente bastante larga que hace operar el relevador.

Por que el momento es suficiente saber que estas falsas corrientes pueden prevenirse de causar indeseables disparos de la siguiente manera.

En la figura 7.22 la bobina y el capacitor en el circuito del relevador son sintonizado a un sistema de frecuencia así que las armónicas (las falsas caídas de corrientes tienen una muy distorsionada curva) y los componentes de corriente de directa son rechazados y un retardo de tiempo corto (1 a 2 ciclos) debe ser introducido el tiempo por el cual el efecto de la remanencia de flujo tiene que ser largamente dispersado. Finalmente, una resistencia estabilizadora puede ser conectada en serie con el relevador, como se muestra en la figura 7.22 el cual cierra la saturación de los Tc's sobre una falla externa y no sobre una falla interna.

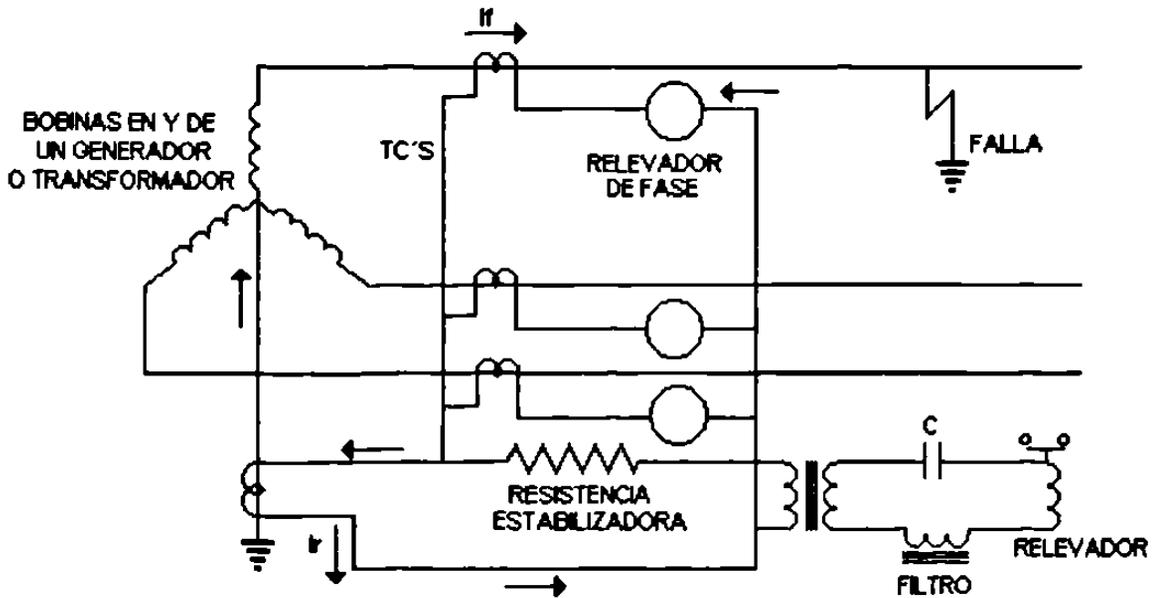


Figura 7.22 Relevador de tierra restringente con bloqueo transitorio.

7.5.3 RELEVADORES DE PODER DE SECUENCIA CERO

Estos relevadores son del tipo Wathorimetro con dos bobinas de cooperación una (la bobina de operación) en el circuito residual de los Tc's de la línea protegida y la otra (bobina de polarización) la cual puede ser energizada por ambas I neutral o V residual, dependiendo si hay un transformador en el bus local el cual tiene un neutro sólidamente aterrizado.

Usualmente, solo la bobina de operación es derivada para ajustar el pick-up del relevador consecuentemente en estos relevadores el pick-up es un cuadrado de la raíz de la función de la relación de la derivación. Con la corriente de la polarización neutral I_n , el tiempo es inversamente proporcional al producto de la corriente I_o en I_n . Con el voltaje de polarización V residual este es proporcional a los VA y el producto $V_o I_o$. El ajuste de estos relevadores para la discriminación del tiempo es bastante complicado y los relevadores direccionales de sobre-corriente son usualmente preferidos para protección

de fallas a tierra, excepto donde el costo bajo o minimizar el espacio del tablero es considerado importante.

Además, es posible tener disparos incorrectos en líneas paralelas con producto de corriente en relevadores polarizados con corriente neutral. Refiriéndose a la figura 7.23 una falla cerca del bus "A" con el interruptor 4 abierto causando una corriente I en la línea de falla 12 y una corriente $I + KI$ en la línea de falla 2, así que el relevador y el interruptor 1 recibe el producto de la corriente I y el relevador 3 recibe $KI(I+KI)$. Si el relevador 1 en la línea de sobre falla no dispara la línea buena 12 innecesariamente debe ser mas lente que el relevador 3.

$$I_2 < I_2(K + K^2) \quad \therefore K^2 + K - I > 0 \quad \therefore K > 0.64$$

En otras palabras, para evitar la mala operación, I_0 no debe de exceder de 64 % de los relevadores instantáneos de sobrecorriente los cuales son usados para abrir el interruptor 4 en una aceleración de salida entre los relevadores 1 y 3. Esta condición no ocurre en líneas sencillas y es menos probable que ocurren. Donde ajustes altos de unidades de sobre corrientes instantáneas no son usados.

7.5.4 DOBLE POLARIZACION

En los U.S.A. esto se convierte en una practica general para proveer una bobina de doble polarización, una parte puede ser bobina de potencial energizada con V_0 y la otra una bobina de corriente energizada con corriente neutral I_n . Este arreglo no solo previene el relevador direccional de tierra de defectos al operar si el transformador aterrizado es removido del servicio, pero también da mas consistencia en la operación.

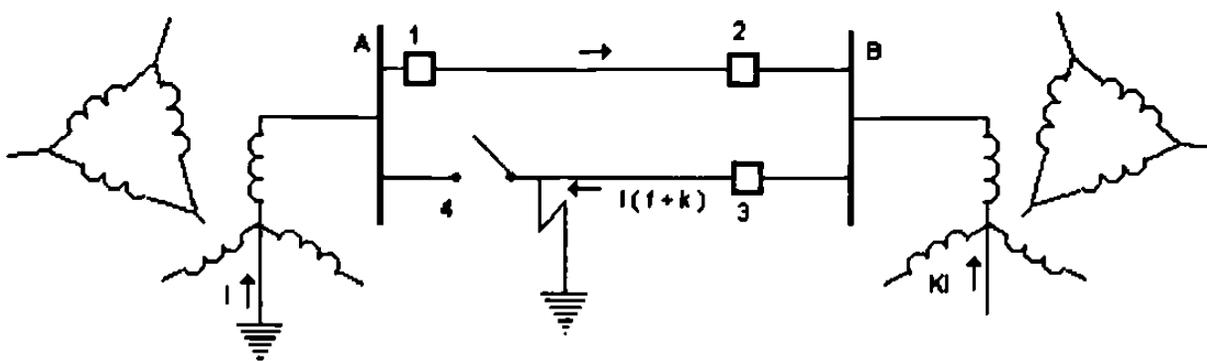


Figura 7.23 Disparo abierto de un relevador direccional de secuencia cero.

Cuando el transformador aterrizado esta en servicio I_n es grande para una falla en la sección protegida especialmente si la falla es cerca del relevador del bus; V_o . O en el otro lado se acerca a cero si la falla se localiza cerca del bus. Cuando el transformador esta fuera de servicio I_n es cero pero V_o es alta en la localización de la falla. Para neutros aterrizados a través de resistencias. Los valores intermedios de V_o e I_n pertenecientes y en este la doble polarización es especialmente valiosa.

7.6 DISPAROS DE CORRIENTE ALTERNA

Donde no esta disponible una fuente de corriente directa para el disparo del interruptor del circuito (tal vez es una estación muy pequeña desatendida) la energía debe de venir del sistema de poder de C.A. Esta puede ser derivada de cada uno de los T.C.^s o de los T.P.^s. Si se usan los T.C.^s estos deben tener suficiente salidas para el disparo de interruptor en corrientes bajas. Si se usan los T.P.'s estos pueden no tener salidas de potencial disponibles durante una falla así que se necesita un rectificador, la energía de salida esta almacenada en un capacitor.

Los primeros esquemas para disparos de C.A. por medio de los T.C.'s usaban un disparo a través de un reactor conectado en serie con cada relevador y los T.C.'s secundarios; cuando los contactos del relevador se cerraban cada reactor era paralelo por una bobina individual de disparo en el interruptor, como se muestra en la figura 7.24. El reactor debería ser removido cuando se tuviera la máxima energía disponible para la bobina de disparo, pero esta requería de un contacto de transferencia el cual fuera capaz de transferir veinte o más tiempos de la corriente normal y el cual no estaba disponible.

La figura 7.24-b muestra ahora el uso de una dona en un relevador ingles. En el caso de relevadores de protección con menos de 3 VA de carga en el rango del T.C., el transformador puede ser eliminado y el voltaje para el relevador auxiliar puede ser tomado del cruce de la bobina y el relevador de protección. Las carga de los interruptores del relevador son normalmente cero, así que la característica del tiempo del relevador de protección no es afectada; la carga durante el disparo es solo de 1VA en el rango del T.C.

La capacidad del disparo del relevador debe ser capaz de transferir mínimo 100 amp. En 1 ohm para 150 volts. Los trozos de contactos tienen que ser de plata incluso soldados para que su operación no produzca chispas. Muchas mezclas de plata la cual resiste soldaduras tienen una alta resistencia, la única excepción es un alkonite, oxido de cadmio de plata.

El disparo potencial o Capacitor, de seguro no impone carga en el T.C. y no tiene limite de corriente de falla. También requiere solo de una bobina de disparo y es solo aplicable a cualquier clase de relevador de protección. Su principal desventaja es de un solo corto impulso de disparo en lugar de una presión sostenida sobre el botón de disparo y requiere mucho mas cuidado en el ajuste y mantenimiento del mecanismo de disparo.

7.7 ESQUEMAS DE PROTECCION USANDO RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Las líneas rurales de los USA. son generalmente protegidas por fusibles pero en orden para minimizar el patrullaje de las líneas y el reemplasamiento de fusibles, las fallas en líneas son inicialmente aclaradas por un bajo ajuste del relevador instantáneo de

sobrecorriente a la fuente figura 7.25 y recierre. Esto previene bloqueos innecesarios y reemplazo de fusibles. Si una falla ocurre permanentemente el fusible bloquea porque el relevador instantáneo esta fuera de operación después del primer disparo largo lo suficiente para que el fusible bloquee y de esa manera se localice la falla en el alimentador o las derivaciones de la línea fuera. Un relevador de sobrecorriente I.D.T.M. provee una protección de respaldo si el fusible no bloquea.

Los alimentadores radiales de 15 KV en Francia no usan fusibles pero están protegidos por relevadores de sobrecorriente de tiempo definido y un recierre como sigue. Una falla en cualquiera de las líneas opera una unidad instantánea de sobrecorriente la cual aclara la falla en aproximadamente 0.2 segundos incluyendo el tiempo del interruptor. Esto da el tiempo para que la falla a través de una quemadura si es causada por la caída de un objeto como puede ser la rama de un árbol. Si la falla esta ahí después del recierre automático, esta es aclarada en el segundo tiempo en 0.6 segundos. El próximo recierre es retardado 15 segundos después del cual es finalmente aclarada en 0.6 segundos y el bloqueo queda fuera. Si la falla es una derivación de la línea, un relevador instantáneo de sobrecorriente operara un relevador notching el cual disparara el interruptor si la falla es después del segundo recierre.

Esta filosofía en los fusibles manuales es costosa, mas bien en un capital costoso y no aclara una falla permanente de alta resistencia lo cual requiere un patrullaje de cualquier trayectoria de línea entera. Los relevadores I.D.T.M. tienen una alta carga y menos precisión que los de tiempo definido. Las fallas transitorias son eliminadas después del segundo disparo y recierre retardado.

Muchos alimentadores de 15 KV en Bélgica son protegidos por el esquema Ramelot, el cual usa relevadores instantáneos de sobrecorriente en los extremos de cada sección de la línea. Estos relevadores son inter bloqueados así que cada relevador de salida, cuando opera, bloquea el relevador entrante, en el lado entrante del mismo bus, el cual esta ligeramente retardado. Hay dos disparos y recierre y los relevadores entrantes operan

como relevadores de respaldo si la falla no es aclarada por un relevador que sale después de su corto retardo.

7.8 CONSTRUCCION DE RELEVADORES DE TIEMPO-CORRIENTE

Los primeros relevadores de tiempo-sobrecorriente de disco de inducción (I.D.T.M.) usan una modificación de Wathhorimetro electromagnético en el cual el alto magnetismo actuante es un transactor que suministra el bajo magnetismo como se ilustra en la figura 7.26a.

Al rededor de 1920 la bobina de sombra electromagnética de polo sencillo fue introducida en los USA. Como la figura 7.26b. Su eficiencia (par / VA carga) es cerca del doble que del wathth-hora tipo magnético porque su flujo a tierra es mucho menos, i.e. menos relación de amperes y carga en volts-amperes es empleada en el flujo magnético que no conduce el disco.

La figura 7.26c muestra una construcción híbrida usada en Alemania y en los USA.. A la cual su reputación puede ser eficiente en el polo de la sombra magnético y facilitar para el ajuste de las curvas tiempo-corriente.

La eficiencia de un relevador de disco de inducción incluso con el mejor diseño electromagnético no debe de exceder de 0.05 % el cual es extremadamente pobre. La figura 7.27 y 7.26 muestran una impresión de disco tipo dinamómetro el cual tienen de 50 a 100 tiempos de eficiencia, mucho más precisión en las características tiempo-corriente.

La impresión del relevador de disco inherente una característica tiempo-corriente inversa. Otras características son obtenidas por la resistencia no lineal de la red conectada entre la impresión del circuito del disco y la salida de corriente rectificada.

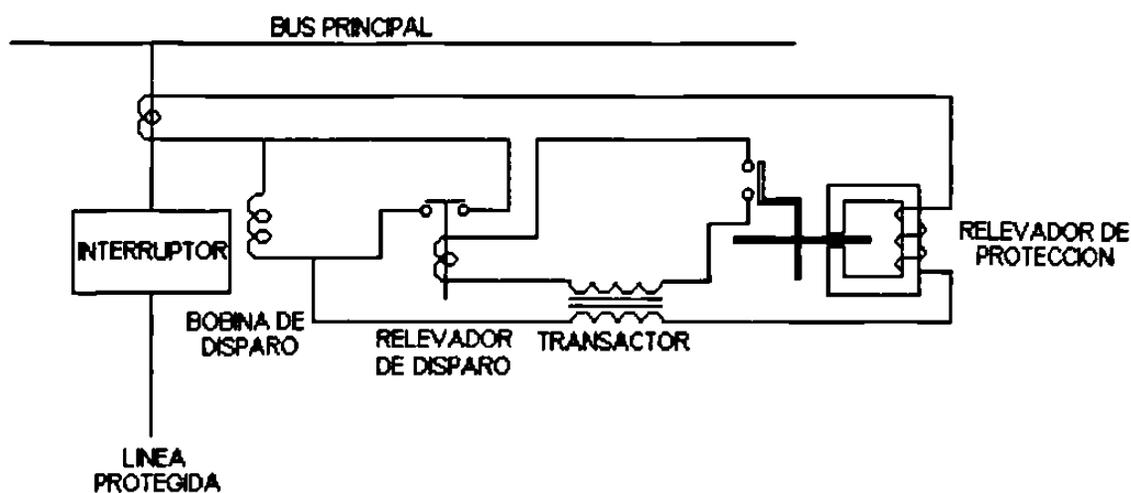
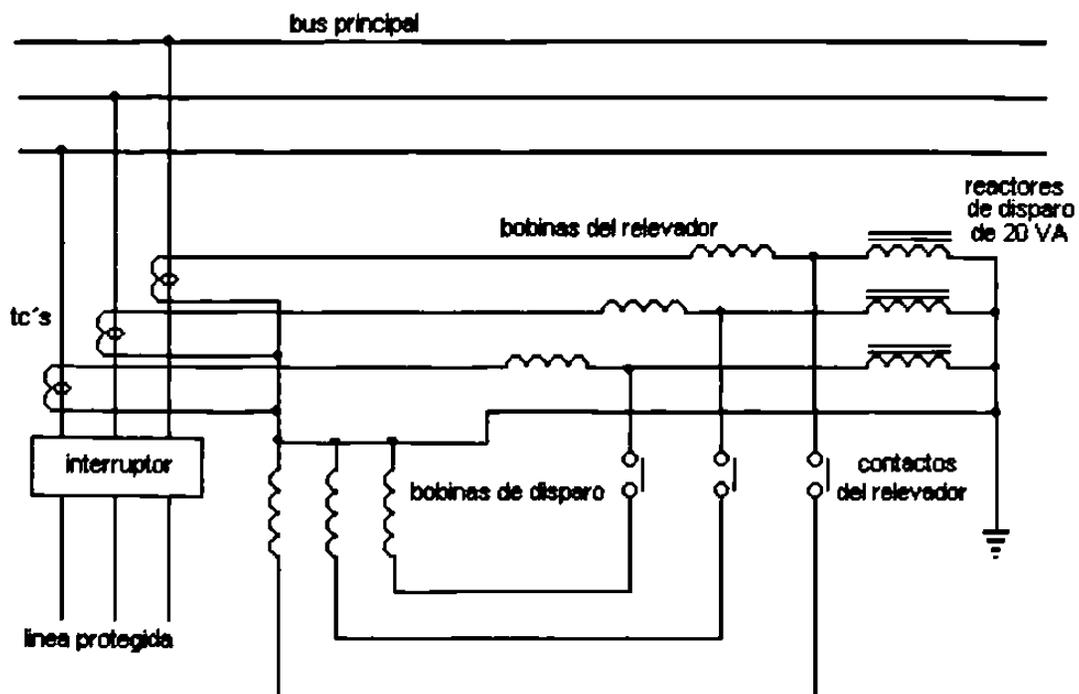


Figura 7.24 a) Disparo con corriente alterna con reactores

b) Disparo con relevadores

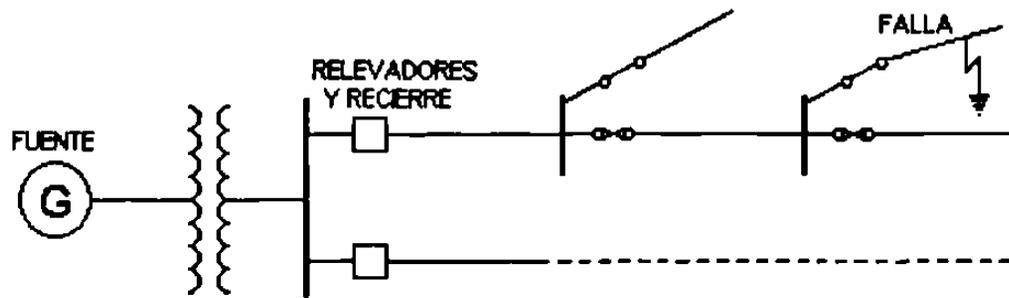


Figura 7.25 Protección de líneas rurales con relevador y fuente solamente.

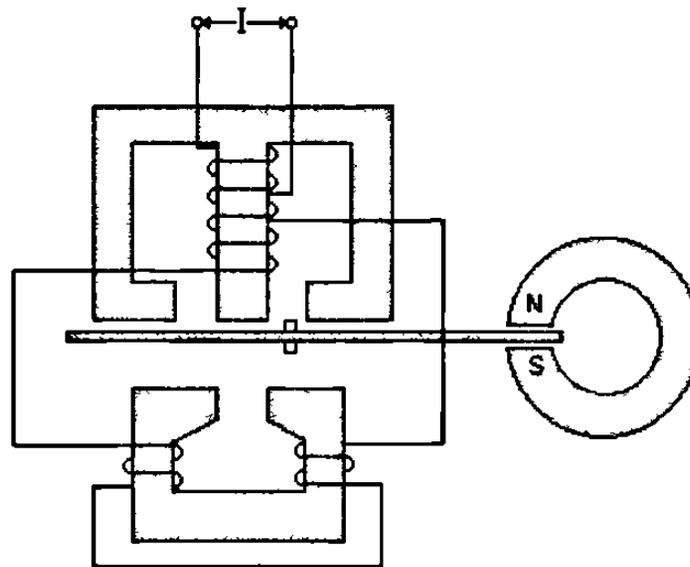


Figura 7.26 a Construcción de electro magnetos Wathorimetro

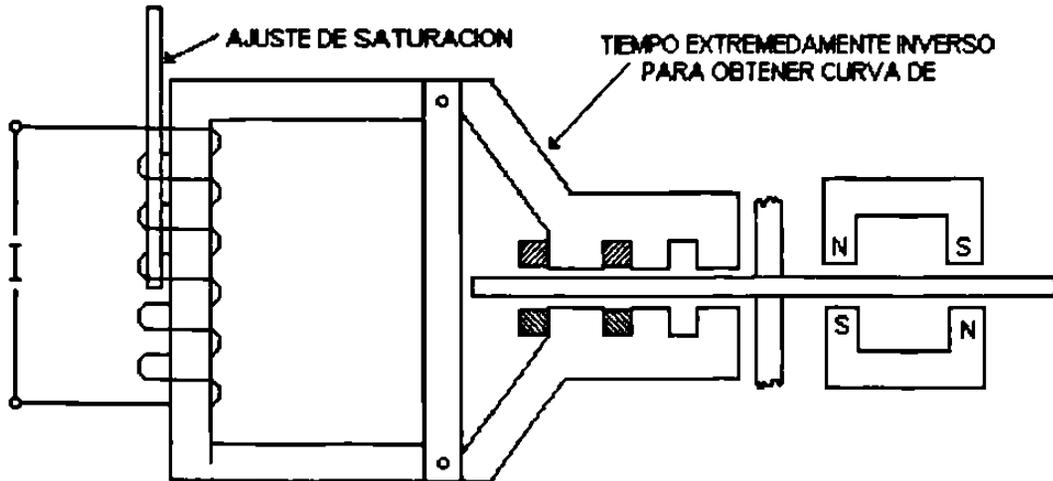


Figura 7.26 b Construcción de electro magnetos polo de sombra

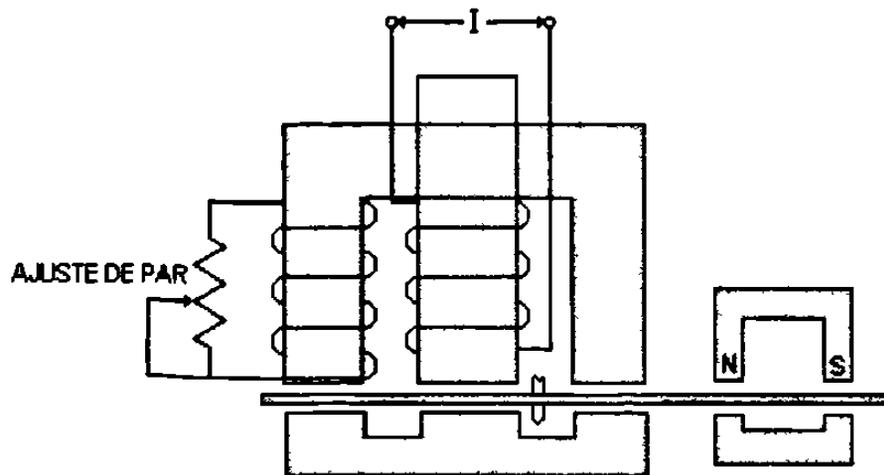


Figura 7.26 c Construcción de electro magnetos tipo -E

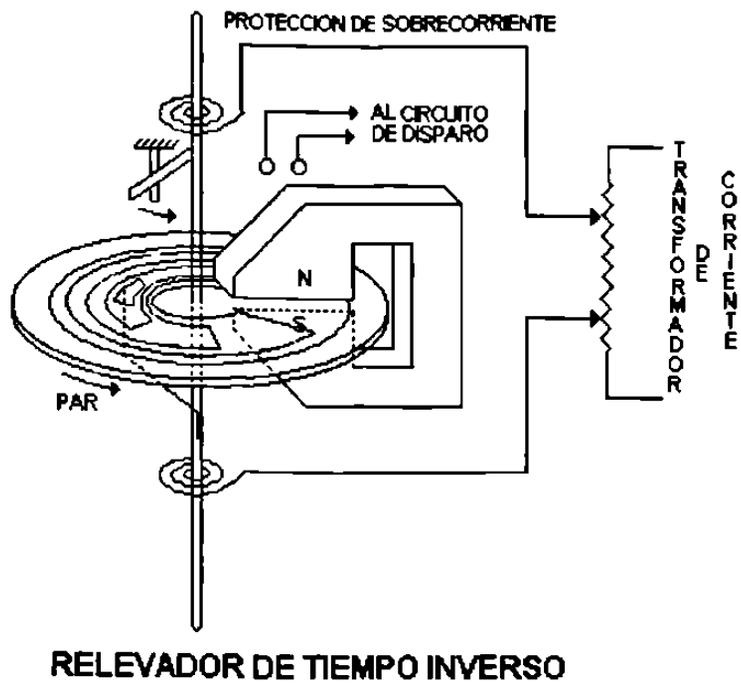


Figura 7.27 Relevador de tiempo inverso de disco impreso.

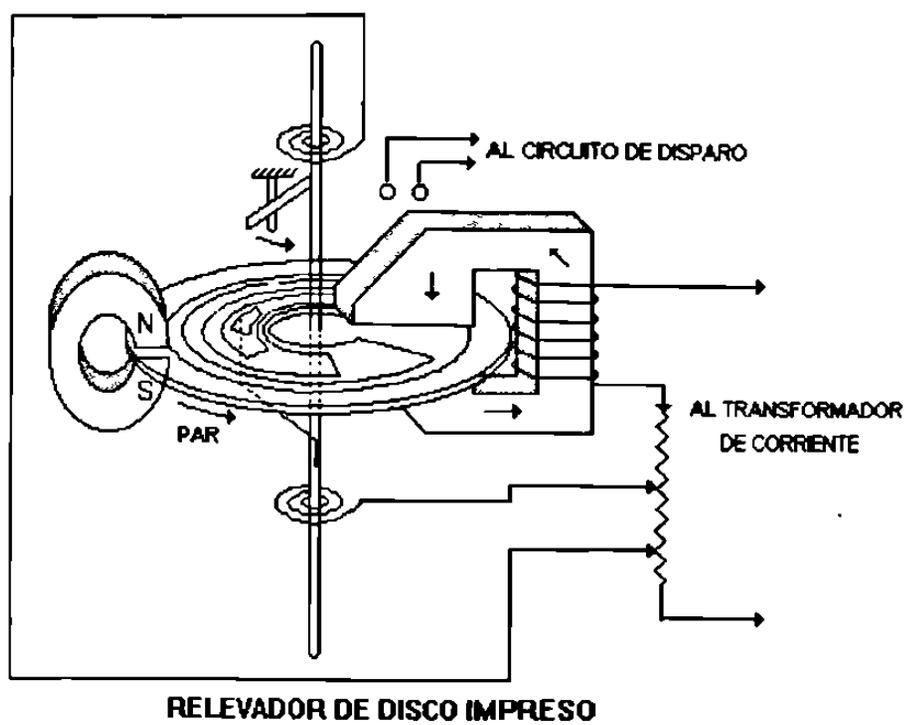


Figura 7.28 Relevador de disco impreso $I^2 t = K$

CAPITULO 8

ESQUEMAS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y SU MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

8.1 REQUERIMIENTOS DE UN ESQUEMA DE PROTECCION

Para que un esquema cumpla con su función es necesario que cuente con las siguientes cualidades:

- a) **Sensibilidad:** Debe de tener la capacidad de operar en forma segura con un mínimo de condiciones de falla, aislando las fallas que ocurran dentro de su zona de operación sin provocar problemas en el resto del sistema. Debe de distinguir entre falla y sobrecarga ignorar cierto comportamiento del sistema como son los transitorios o las corrientes magnetizantes de los transformadores.
- b) **Selectividad:** Esta es una propiedad necesaria para aislar en caso de disturbio solo la componente fallada, dejando en servicio el resto del sistema. Esto es que opere de acuerdo a tiempos previstos en estudios de la coordinación si se trata de protecciones con retardo de tiempo intencional, o también que opere de acuerdo a su diseño o conexión si se trata de protecciones de operación instantánea.
- c) **Velocidad:** Se requieren que los esquemas respondan con la prontitud prevista en el diseño o estudio de coordinación. Logrando con esto,

reducir los efectos del daño en los equipos con el consiguiente ahorro en su reparación y plazo para puesta en operación. Además con una adecuada velocidad se reduce durante la falla, efectos negativos (sobrecorriente, bajo voltaje etc.), en los componentes vecinos a la falla.

- d) **Contabilidad:** Los esquemas incluyendo todo su equipo asociado deberán de ser de muy baja probabilidad de falla, y esto se logra en la medida que se observen los siguientes factores: utilizar equipos de diseño ya probados en diversas condiciones, hacer un seguimiento del comportamiento del esquema, que los ajustes instalados sean de acuerdo a estudios de coordinación y aplicar un programa de mantenimiento preventivo y correctivo al total del esquema.

8.2 PARTES BASICAS DE UN ESQUEMA DE PROTECCION A BASE DE RELÉS

Para fines de programación de mantenimiento preventivo y análisis de comportamiento, estos esquemas se pueden fraccionar en cuatro partes básicas:

- a) **Transformadores de Instrumentos:** su función es obtener la información de voltaje y/o corriente de circuito primario en forma proporcional de acuerdo a su relación y alimentar al esquema de protección en forma constante. A esta parte se le denomina “ obtención de información “.
- b) **Alambrado y Transformadores Auxiliares:** en esta etapa se efectúa la transmisión de datos o señales desde el secundario de los transformadores de instrumento hasta los relevadores pudiendo contar con transformadores auxiliares de voltaje o de corrientes con fines de aislamiento cambio de conexiones o de relación. A esta parte se le denomina “ comunicación de datos “.

- c) **Relvadores:** Es aquí donde se efectúa el proceso esquema tome acciones, estos relés pueden ser monofásicos o trifásicos, pueden recibir señales de corriente o voltaje, alimentados con corriente alterna o corriente directa, estos relés en la mayoría de los casos tienen banderas o indicadores de que han operado. En esta parte se le denomina “ procesamiento de datos “.
- d) **Alambrado, Bobinas de Disparo, Alarmas, Relés Auxiliares Etc. :** Es la última etapa y es donde debe de ocurrir la acción deseada y necesaria dada la condición de circuito primario, esta acción puede ser una alarma, el disparar un interruptor, un bloqueo de cierre o apertura o bien una combinación de varias acciones. A esta parte se le denomina “medio de acción“. Se anexa como ejemplo copias de las partes de esquemas de sobrecorrientes (figuras 1 y 2).

8.3 NOMENCLATURA PARA DESIGNACION DE EQUIPO

Existe una designación a base de números (del 1 al 99) para los relés y equipos de una red eléctrica, acordado por la “ANSI” (American National Standard Institute) y el “ IEEE “ (Institute of Electric and Electronic Engineers), la cual facilita la descripción de estos equipos en diagramas, especificaciones, reportes etc. se anexa copia de esta nomenclatura.

8.4 MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y SU PERIODICIDAD

Con el objeto de garantizar al máximo que los esquemas de protección cumplan con los requerimientos indicados en el punto II, se hace necesario someterlos a un programa de mantenimiento preventivo, en cuya periodicidad influyen los siguientes factores:

- a) **IMPORTANCIA DEL ESQUEMA.**
- b) **CONDICIONES AMBIENTALES.**
- c) **FRECUENCIA DE OPERACIÓN.**

- d) RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE.
- e) HISTORIAL DEL EQUIPO.

Salvo que alguno de los siguientes factores sea muy crítico, un buen promedio es someter a cada parte del esquema de protección a un mantenimiento preventivo con la frecuencia siguiente:

EQUIPO	PERIODICIDAD
1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTES DE INSTRUMENTOS.	CADA 3 AÑOS
2. ALAMBRADO Y TANSF. AUXILIARES.	CADA 3 AÑOS
3. RELEVADORES.	CADA 2 AÑOS
4. ESQUEMA DE CONTROL Y ALARMAS.	CADA AÑO

Tabla 8.1 Periodo de mantenimiento de los aparatos

Ver figuras 8.1 y 8.2 en las que se muestran relés 50/51 v y 87 t, sus partes y su frecuencia de mantenimiento.

8.5 ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE ESQUEMAS A BASE DE RELÉS

Las verificaciones o pruebas que se recomienda ejecutar a cada parte de los esquemas de protección son las siguientes:

EQUIPOS	ACTIVIDADES
ALAMBRADO DESDE ÉL TRANSFORMADOR DE CON INSTRUMENTO HASTA EL RELEVADOR	<ul style="list-style-type: none"> - MEGGER A ALAMBRADO. - APLICACIÓN DE VOLTAJE MEDICION DE CORRIENTE (FASE POR FASE). - APRIETE DE CONEXIONES.

EQUIPOS**ACTIVIDADES****TRANSFORMADORES****DE POTENCIAL**

- MEGGER A DEVANADOS.
- RESISTENCIA OHMICA.
- VERIFICACION DE RELECCION.
- CORRIENTE DE EXITACION.
- APRIETE DE CONEXIONES.

TRANSFORMADORES**DE CORRIENTE**

- MEGGER A DEVANADOS.
- RESISTENCIA OHMICA.
- VERIFICACION DE RELACION.
- CURVA DE SATURACION.
- APRIETE DE CONEXIONES.

EQUIPOS**ACTIVIDADES**

ESQUEMAS DE CONTROL

Y

CIRCUITOS DE ALARMA

- ALIMENTACION DE VOLTAJE DE CONTROL Y DISPARO.
- CIERRE Y DISPARO.
- SEÑALIZACION DE POSICION.
- DISPARO DE PROTECCIONES (ACCIONADO POR RELÉS)
- OPERACIÓN DE BANDERAS.
- BLOQUEOS DE CIERRE O APERTURA.
- LARMAS LOCALES Y REMOTAS.
- RELEVADORES AUXILIARES.
- MEDICION DE CORRIENTES O VOLTAJES EN RELÉS BAJO CONDICIONES DE CARGA.

RELEVADORES

(EJEMPLO 87 DE TRANSFORMADOR)
ARMONICAS.

- LIMPIEZA GENERAL (RELEVADOR DE CAJA)
- APRIETE DE TORNILLERIA.
- CORRIENTE MINIMA DE OPERACIÓN (pick-up) UNIDAD DIFERENCIAL E INSTANTANEA.
- RESTRICCION DE % DE PENDIENTE.
- UNIDAD DE SELLO.
- CAIDA Y REPOSICION DE BANDERAS.

EQUIPOS**ACTIVIDADES**

RELEVADOR SEGÚN EL TIPO
Y ACUERDO A INSTRUCTIVO
DE FABRICANTE (EJEMPLO 50/51)

1. - COMO SÉ ENCONTRO
AJUSTE DE CERO.
CORRIENTE MINIMA DE
OPERACIÓN (PICK-UP)
EN UNIDADES DE TIEMPO
INSTANTANEO
CURVA DE TIEMPO
CORRIENTE
2. - MANTENIMIENTO
LIMPIEZA GENERAL
(RELEVADOR Y CAJA)
PRUEBAS DE AISLAMIENTO.
APRIETE DE TORNILLERIA.
3. - COMO SE DEJA AJUSTE DE
CERO.
CORRIENTE MINIMA DE
OPERACIÓN (PICK-UP)
EN UNIDADES DE TIEMPO
E INSTANTANEO.
CURVA TIEMPO-CORRIENTE.
SELLO O INDICADOR EN
UNIDAD DE TIEMPO.
CAIDA Y REPOSICION DE
BANDERAS.

EQUIPOS**ACTIVIDADES**

TRANSFORMADORES

AUXILIARES

- MEGGER A DEVANADOS.
- RESISTENCIA OHMICA.
- VERIFICACION DE RELACION.
- CORRIENTE DE EXITACION O
CURVA DE SATURACION.
- APRIETE DE CONEXIONES.

Las actividades anteriormente descritas, es considerando esquemas con relés de sobrecorrientes (50 / 51). Y diferenciales de transformadores (87 T) de Tipo Electrónico. En otros casos como relés Direccionales (67), De Distancia (21) etc. O bien relés del tipo estático, es necesario revisar lo que es aplicable de acuerdo a instructivos de fabricantes. En las figuras 8.3 y 8.4 se muestran hojas de registro para relés 50/51 y 87 T.

8.6 INTERPRETACION DE RESULTADOS DE MANTENIMIENTO A RELEVADORES

- a) Para cada relé su instructivo correspondiente indica la tolerancia en corriente mínima de disparo (PICK-UP), Como ejemplo podemos citar que para relés 50/51 la tolerancia es +/- 5% y 3% para relés 87 T.
- b) La tolerancia en la respuesta de tiempo en relés de sobrecorrientes 51 es de 3% (máximo 5%) En el punto de la curva de máxima coordinación, esto es, en el valor máximo de corriente, al que tenga que coordinar hacia el lado de carga y hacia el lado de la fuente y obteniendo en este punto la mejor exactitud, En el resto de la curva no importa una desviación mayor. Al efectuar estas pruebas es importante asegurarse del valor de corriente aplicado ya que una desviación de 1% al 2% en este valor, Produce hasta un 10% de error en el valor de tiempo, debido a la inversidad de la curva. En todos los casos se recomienda apegarse a lo indicado en el instructivo del fabricante.
- c) Si se tienen grandes diferencias entre lo registrado en el último mantenimiento y el mantenimiento actual se recomienda averiguar la causa (polvo, Humedad, Vibración etc.) y ver si esta puede ser eliminada, En caso contrario lo recomendable es acortar el tiempo de mantenimiento.
- d) Las actividades de mantenimiento, Deben efectuarse con mucho cuidado ya que de no ser así puede resultar contraproducente, esto es, Si el equipo o procedimiento de prueba no son los adecuados, El equipo quedara en peores condiciones.

8.7 MANTENIMIENTO DE ESQUEMAS A BASE DE FUSIBLES

Salvo que existan condiciones críticas, un programa conservador es efectuar cada 2 años lo siguiente:

- 1) Verificar la capacidad y tipo del fusible contra carga del circuito (equivalente a la revisión de ajuste en relés).
- 2) Verificar que el fusible este en uso (no puenteado).
- 3) Verificar la ausencia de calentamiento debido a sobrecargas o falsos contactos.
- 4) Limpieza de aislamiento del portafusible.
- 5) Apriete de conexiones y revisión de soportes a presión.
- 6) En el tipo canilla o tubo de expulsión, Verificar el estado de la canilla.
- 7) Efectuar ocasionalmente pruebas destructivas verificando puntos de curvas de tiempo (corriente del fabricante).

8.8 MANTENIMIENTO A ESQUEMAS DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSION (ELECTROMAGNÉTICOS)

Sin dejar de considerar lo que el fabricante del equipo recomiende, como máximo cada 2 años debe ejecutarse lo siguiente:

1. Inspección visual removiéndolo del cubiculo y poniendo atención en:
 - a) Conexiones Primarias y Control.
 - b) Inspección de contactos (de arqueo y Principales) Removiendo las cámaras de arqueo.
 - c) Mecanismo de operación, Incluyendo indicador mecánico de posición y contador de operaciones.
2. Limpieza General a base de aire seco a baja presión.
3. Prueba a elementos de protección de sobrecorrientes.

- a) Verificación de sensores de corriente.
- b) Verificación de corriente mínima de disparo (pick-up) y tiempos de acuerdo a curvas de operación de fabricante y ajustes instalados.
- c) Indicadores de operación (fase, Neutro, Instantánea, De tiempo etc.).

Nota.- En algunas marcas de equipos, solo pueden probarse su modulo de disparo mediante equipo de prueba especial suministrado por el mismo fabricante. En otros, Del tipo de “ Bobina Serie “ Existe dificultad para inyectar corriente de 1,000 o más amperes.

4. Pruebas a circuito de Potencia.

- a) Resistencia de Aislamiento (megger).
- b) Resistencia de Contacto (DUCTER) A contactos de interruptor y conexión entre interruptor y terminales en cubiculo.

Nota.- Se anexa en figura No. 8.5 Forma de registro para resultados del mantenimiento.

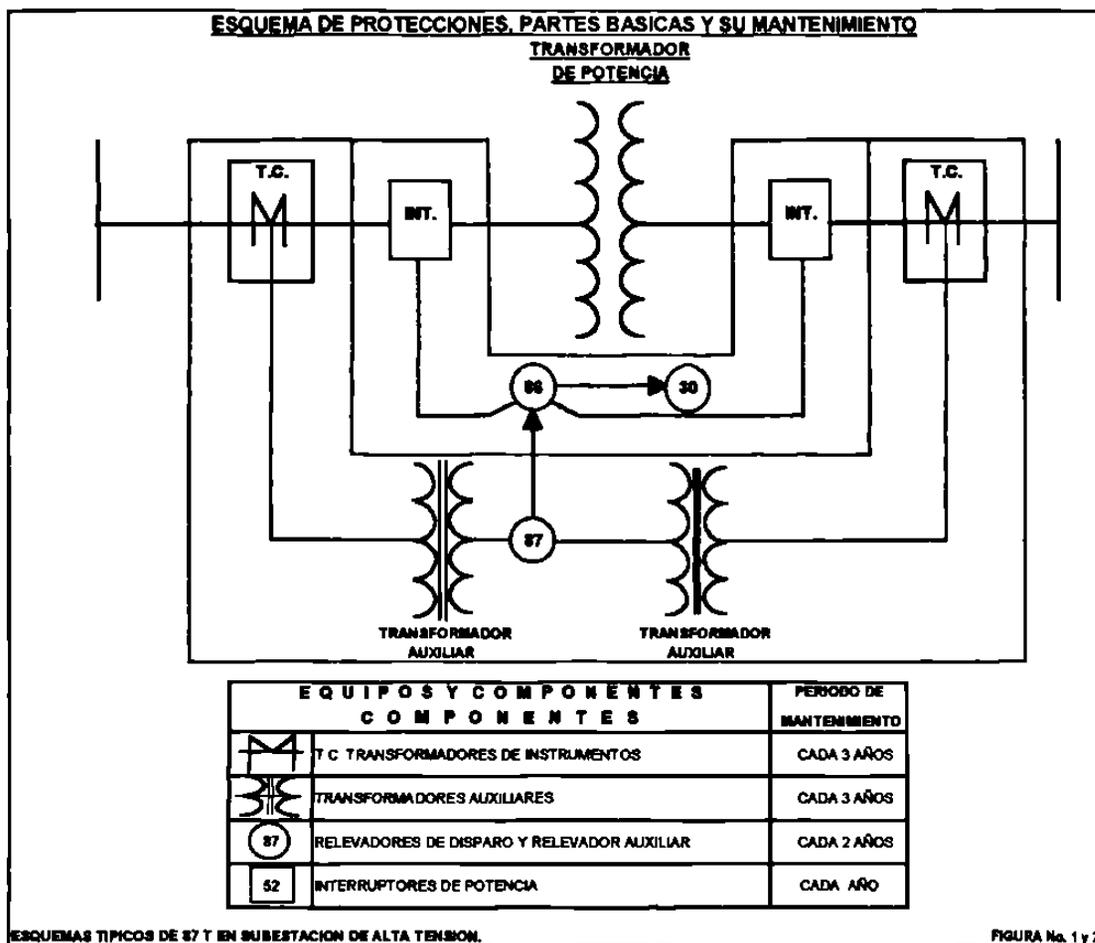


Fig.8.1 y 2 Esquemas de proteccion y partes basicas y mantenimiento

PRUEBA DE RELEVADORES 50/51						
COMPANIA _____			ELABORO _____			
TABLERO _____			FECHA _____			
CIRCUITO _____			HOJA _____			
DATOS DEL EQUIPO						
RELEVADORES			AJUSTES		PUNTOS DE PRUEBA	
	FASES	NEUTRO	FASES		FASES	NEUTRO
MARCA			TAP	% DEL TAP		
TIPO			T D	T EMPO EN CURVA		
ESTILO			INST	% DEL TAP		
RANGO DEL 51			INDIC	T EMPO EN CURVA		
RANGO DEL 50			NEUTRO	% DEL TAP		
AMPS INDIC			TAP	T EMPO EN CURVA		
R T C			T D	OBSERVACIONES		
LOCALIZACION			INST			
			INDIC			
RESULTADO DE LA PRUEBA						
1.- COMO SE ENCONTRO	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO		
AJUSTE DE CERO						
PICK-UP (Min Operacion) EN AMPS						
T EMPO PARA % EN SEGS						
T EMPO PARA % EN SEGS						
INSTANTANEO EN AMPS						
2.- MANTENIMIENTO	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO		
SUCIEDAD						
PARTICULAS METALICAS						
APRETADO DE TORNILLERIA						
ASLAMENTO (MEGGER)						
LIMPIEZA DE CONTACTOS						
LIMPIEZA DE TAPA						
3.- DESPUES DE MANTENIMIENTO	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO		
AJUSTE DE CERO						
PICK-UP (Min Operacion) EN AMPS						
T EMPO PARA % EN SEGS						
T EMPO PARA % EN SEGS						
T EMPO PARA % EN SEGS						
SELLO DE INDICADOR EN AMPS						
INSTANTANEO EN AMPS						
INDICADOR DE INSTANTANEO						
4.- OTROS	FASE 1	FASE 2	FASE 3	NEUTRO		
CAJA DE RELEVADOR						
REPOSICION DE INDICADORES						
DISPARO						
OBSERVACIONES: _____						

Fig 8.3 Hoja de prueba de relevadores 50 / 51

PRUEBA DE RELEVADORES 87 T

COMPANIA: _____	ELABORO: _____
TABLERO: _____	FECHA: _____
CIRCUITO: _____	HOJA: _____

DATOS DEL EQUIPO

AJUSTES

MARCA _____	RTC A.T. _____	SUPERIOR _____
TIPO _____	RTC B.T. _____	INFERIOR _____
ESTILO _____	LOCALIZACION _____	% PENDIENTE _____
PICK-UP _____	_____	INSTANTANEO _____

PRUEBA DE PICK-UP

UNIDAD PRINCIPAL

ALIMENTACION EN TERMINALES	AJUSTES		VALORES ACONSEJABLES		PRUEBA PRACTICA		
	% DE PENDIENTE	TAP	PICK-UP OPTIMO (AMPS.)	TOLERANCIA	PICK-UP (AMPS.)		
					Ø 1	Ø 2	Ø 3

RESTRICCION DE ARMONICAS

ALIMENTACION EN TERMINALES	AJUSTES		VALORES ACONSEJABLES		PRUEBA PRACTICA		
	% DE PENDIENTE	TAP	I.C.D. (AMPS.)	I.C.A. (AMPS.)	I.C.A (AMPES.)		
					Ø 1	Ø 2	Ø 3

% DE PENDIENTE

CONEXIONES EN TERMINALES	AJUSTES		V ACONSEJABLES		PRUEBA PRACTICA					
	PEND.	TAP	I3	I1	I PARA HX			I PARA HY		
					Ø 1	Ø 2	Ø 3	Ø 1	Ø 2	Ø 3
HX HY										

UNIDAD INSTANTANEA

UNIDAD DE SELLO

ALIMENTACION EN TERMINALES	TAP	PICK-UP (OPTIMO)	PRUEBA PRACTICA		
			PICK-UP		
			Ø 1	Ø 2	Ø 3

AJUSTE		
PICK-UP		
Ø 1	Ø 2	Ø 3

FIGURA No.4

Fig. 8.4 Hoja de prueba para relevadores 87

PRUEBA DE INTERRUPTORES DE BAJA TENSION

CLIENTE _____	FECHA _____	HOJA _____
SUBESTACION _____		
LOCALIZACION _____		
USO _____		ELABORO _____

DATOS DEL INTERRUPTOR

MARCA _____	VOLTAJE _____	TIPO _____
MARCO _____	CAP INTERRUPTOR _____	Nº DE SERIE _____
DISP DE DISPARO _____	SENSOR _____	TENS DE OPER _____
RANGOS _____	T L _____	T C _____
TIERRA _____		INST _____

AJUSTES

T L _____	T C _____
T ERRA _____	INST _____

PRUEBA

FASES	TIEMPO LARGO				TIEMPO CORTO			
	M N MA OPERAC IÓN		T EMPO PARA		M N MA OPERAC IÓN		T EMPO PARA	
	ENCONTRO	QUEDO	ENCONTRO	QUEDO	ENCONTRO	QUEDO	ENCONTRO	QUEDO
A-B								
B-C								
C-A								

FASES	FALLA A TIERRA				INSTANTANEO	
	M N MA OPERAC IÓN		T IEMPO PARA		M N MA OPERAC IÓN	
	ENCONTRO	QUEDO	ENCONTRO	QUEDO	ENCONTRO	QUEDO
A-G						
B-G						
C-G						

PRUEBA DE SENSORES _____ INYECCION DE _____ AMPS PRIMARIOS _____

AMPS. SECUNDARIOS _____ A _____ B _____ C _____

AISLAMIENTO

FASES	1		2		3	
POLOS	1	2	3	4	5	6
ABIERTO A TIERRA						
ENTRE POLOS						
CERRADO A T ERRA						

RESISTENCIA DE CONTACTOS

FASES	1	2	3
RES STENCIA			

OBSERVACIONES _____

FIGURA No 5

Fig. 8.5 Hoja de pruebas de interruptores de baja tension

CAPITULO 9

9.1 CONCLUSIONES

Este trabajo sobre la protección de sistemas eléctricos de potencia por relevadores representa los temas fundamentales y abarca los principios generales de las diferentes protecciones, sus conexiones y los principios de operación de los relevadores. Su principal objetivo es exponer en forma simplificada los conceptos fundamentales.

Los temas se presentan en una forma clara y comprensible, de tal manera que lo puede utilizar gente familiarizada con el área de protecciones, como gente que inicie su estudio en esta área así mismo, estudiantes de licenciatura, tanto gente de post-grado.

Por su forma constructiva, los relevadores pueden subdividirse en electromecánicos y estáticos. Estos últimos se pueden definir como los que no tienen elementos móviles. A pesar de lo anterior, en los relevadores estáticos se utilizan los relevadores estáticos se utilizan los relevadores electromecánicos en forma auxiliar.

El desarrollo de los relevadores es un indicador de los avances tecnológicos en la electromecánica y electrónica. Los relevadores electromecánicos nacieron a principio del presente siglo, ante las necesidades de los sistemas electrónicos de potencia de aquella época. En 1901 aparecen los relevadores de sobrecorriente de inducción; en 1905-1908 inician su etapa los relevadores diferenciales de corriente; en 1910 principia la aplicación de los relevadores direccionales; de 1921 a 1937 se vuelve realidad el desarrollo de los relevadores de distancia.

Los relevadores electromagnéticos juegan un papel muy importante en los sistemas de protección para sistemas de potencia.

Estos relevadores son los más utilizados en los sistemas de protección; sus diferentes curvas características tiempo-corriente hacen posible una fácil coordinación con otros mecanismos de protección. Los relevadores electromagnéticos en la actualidad tienden a ser sustituidos por los relevadores de estado sólido, pero estos tienen ciertas desventajas ante los electromagnéticos, las condiciones ambientales tales como temperatura, húmeda, y polvo influyen en el óptimo funcionamiento de estos relevadores.

Después de analizar las diferentes formas de funcionamiento de los relevadores electromagnéticos se tiene una visión general en cuanto a la acertada aplicación de estos sistemas de protección de sistemas de potencia.

El desarrollo de los relevadores estáticos también ha pasado por tres fases en su forma constructiva, de los cual podemos mencionar: que la técnica de la protección digital de los sistemas eléctricos de potencia surgió a finales de la década 1960-1970, esta técnica está hoy en día consolidada con la aplicación de los microprocesadores.

Por todo lo anterior expuesto podemos concluir que:

Los relevadores estáticos han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los analógicos en la mayoría de sus aplicaciones, pero para que esto suceda por completo, le tomará bastante tiempo reemplazar a todos los electromecánicos, de tal manera que las futuras generaciones tendrán que enfrentarse a los tipos de relevadores, por lo tanto la información que se presenta en este trabajo resulta ser básica en el estudio de la protección de sistemas eléctricos de potencia por medio de relevadores.

9.2.- RECOMENDACIONES

Los Sistemas Electricos deberán ser protegidos contra cualquiera de las causas que originan funcionamientos anormales.

Asegurando un suministro de Potencia Eléctrica de calidad para sus usuarios, y de uso confiable. La Protección de los Sistemas Electricos se logra utilizando un conjunto de elementos con características indispensables para lograr resultados eficientes, como lo son:

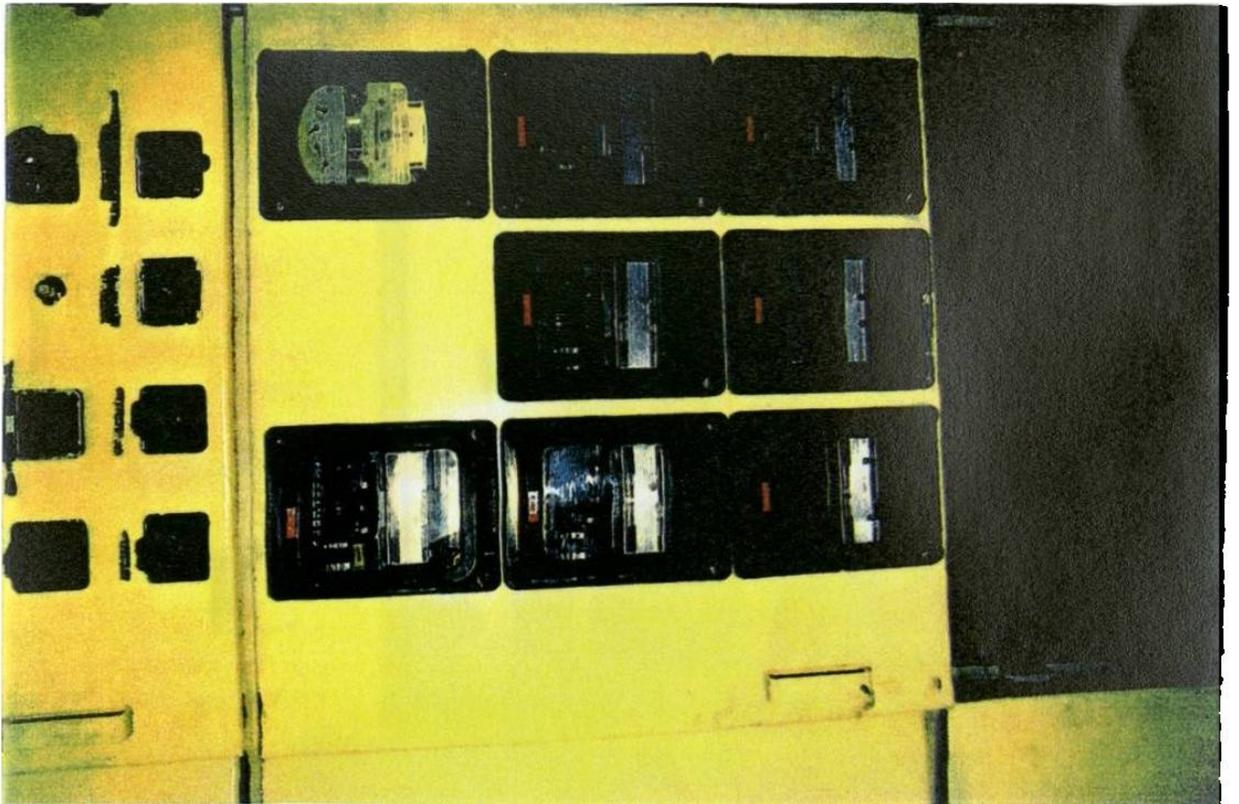
- La Capacidad Interruptiva de sus interruptores.
- Elementos de Desconexión rápida.
- Precisión en sus aparatos de medición.
- CD en Fuentes Auxiliares de Alimentación.

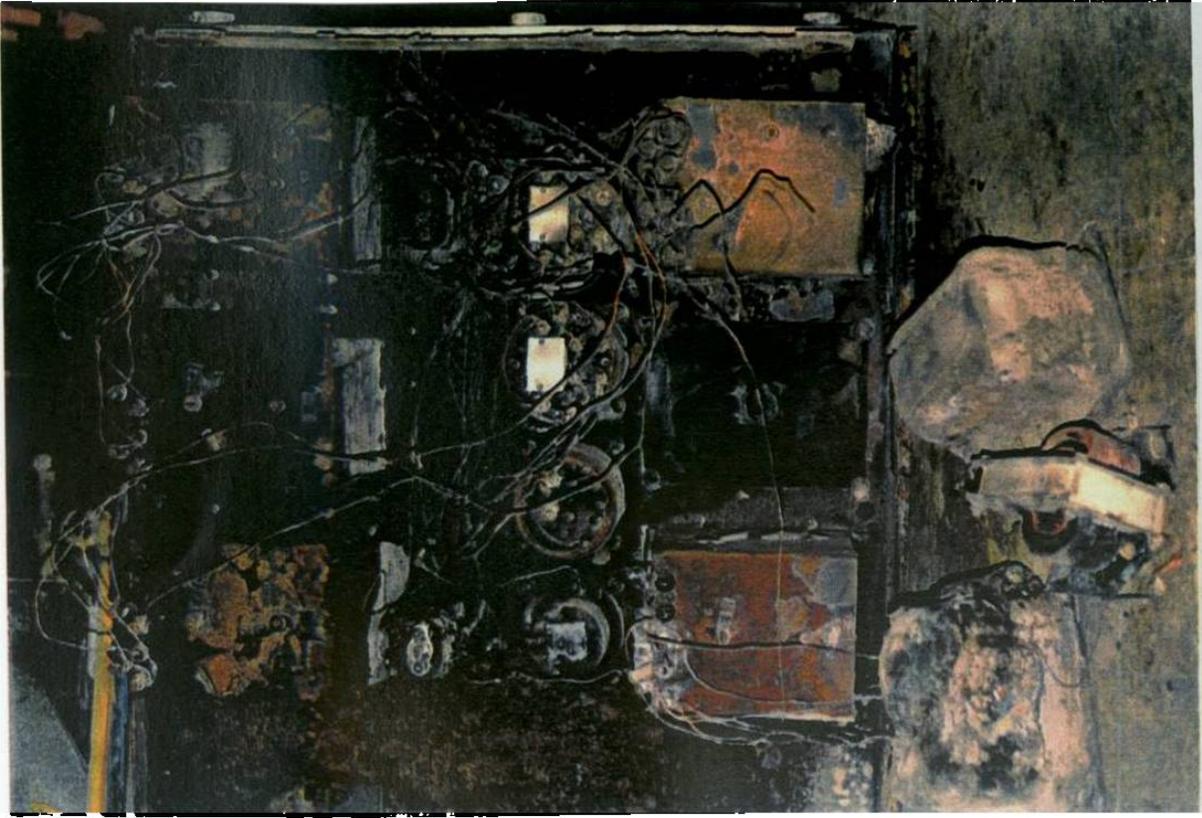
GLOSARIO

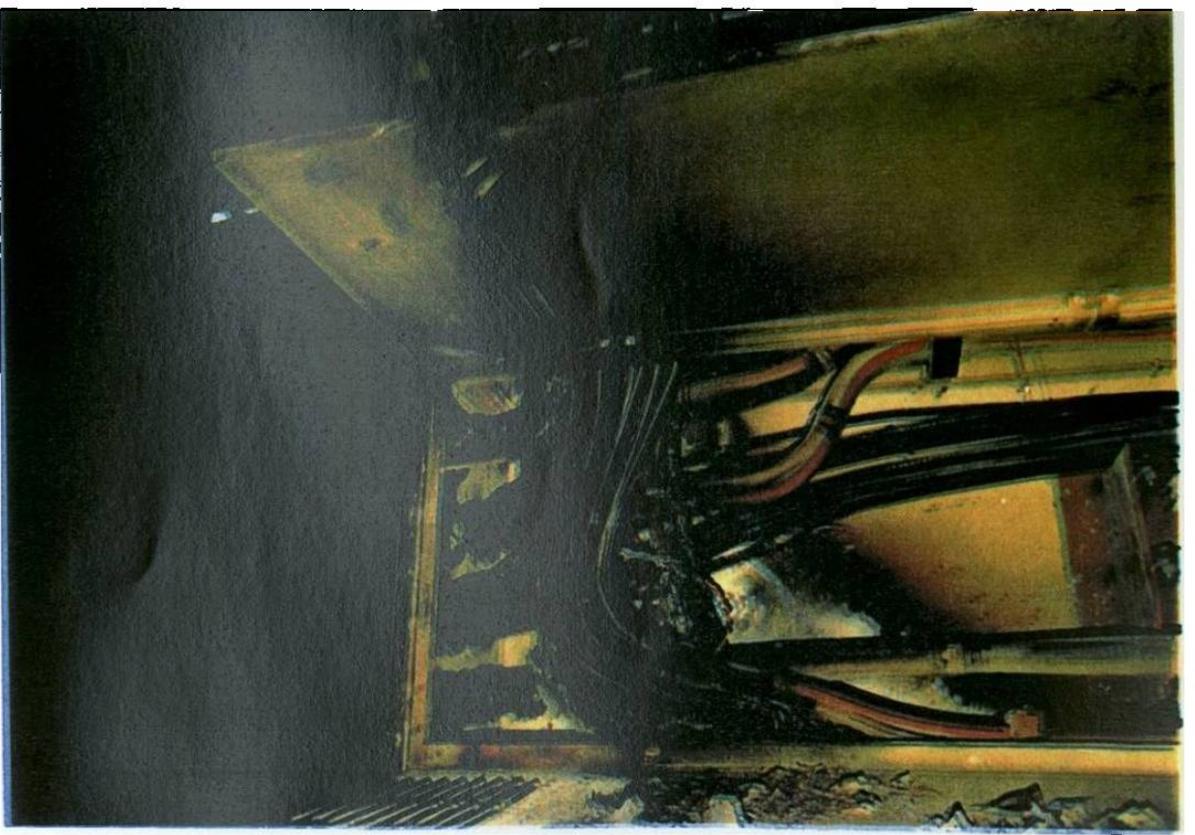
T.C.	Transformador de Corriente.
T.P.	Transformador de Potencial.
C.D.	Corriente Directa.
C.A.	Corriente Alterna.
D.C.	Corriente Directa.
A.C.	Corriente Alterna.
Relé	Relevador.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
Ω	Ohms.
Amps	Amperes.
β	Densidad Magnética.
α	Proporcional a.
ϕ	Flujo Magnético (weber).
Φ	Flujo Máximo (weber).
Z	Impedancia (ohms).
V	Voltaje (ohms).
Y	Admitancia (mhos).
Φ	Angulo entre magnitudes de influencia
ϕ	Angulo del componente inductiva.

τ	Angulo de par máximo.
N	Número de vueltas en la bobina.
N_1	En el primario.
N_2	En el secundario.
I_{nom}	Corriente nominal.
Hz	Hertz ó ciclos/seg.
ASA	Asociación Americana de Standares.
ICS	Unidad de Sello.
52a	Contacto auxiliar del interruptor.
52x	Bobina auxiliar del interruptor.
52y	Bobina de anti-bombeo auxiliar del interruptor.
52c.c.	Bobina de cierre del interruptor.
Bus	Barras Colectoras.
wt	Frecuencia.
F	Fuerza.
T	Par.
Kv	Kilovolts.
KVA	Kilo – Volts – Amper.
K_1	Constante de conversión de la fuerza.
K_2	Constante de retención (incluye la fricción).
I_{min}	Corriente mínima.
G	Generador eléctrico.
Tap's	Derivaciones de la bobina.

$I_{pick-up}$	Corriente de puesta en trabajo.
Burden	Carga.
Relay	Relevador.
I.D.T.M.	Curva Inversa con Tiempo minimo definido.
T.M.S.	Ajuste multiplicador de tiempo.
T.L.S.	Palanca de ajuste de tiempo.
M.T.A.	Angulo de par maximo.

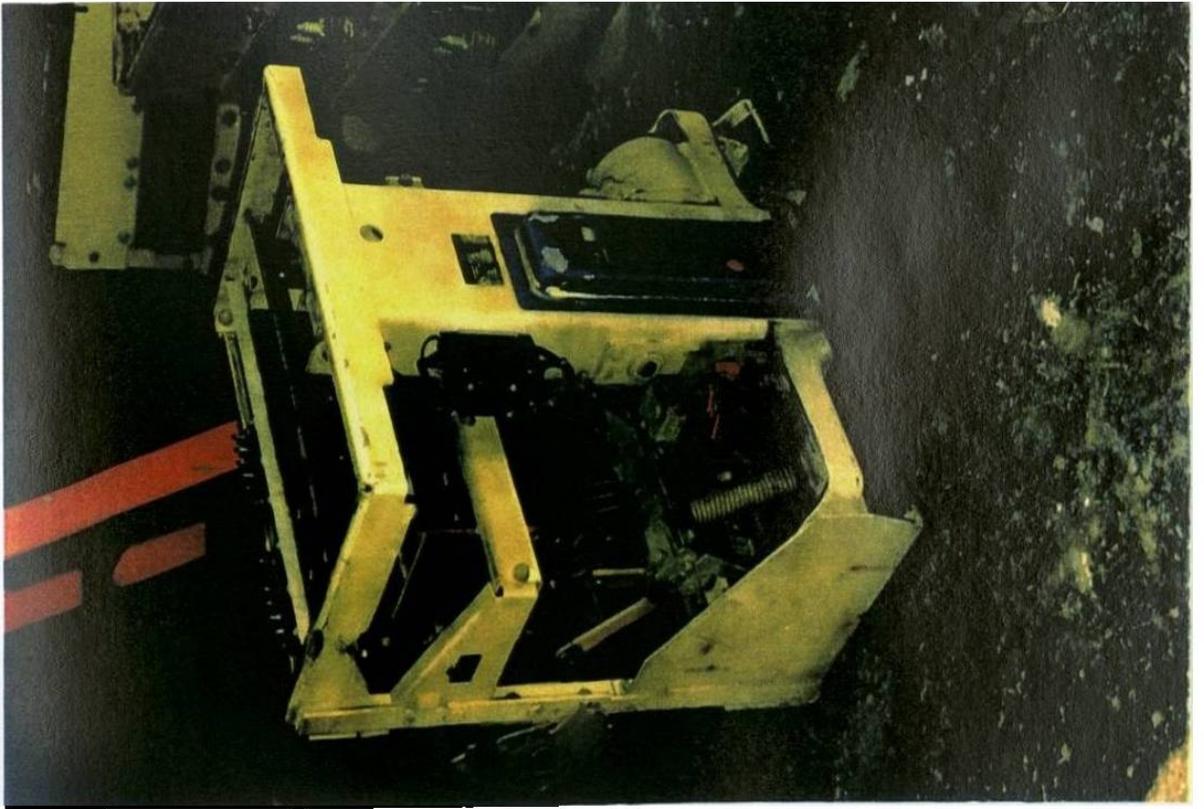






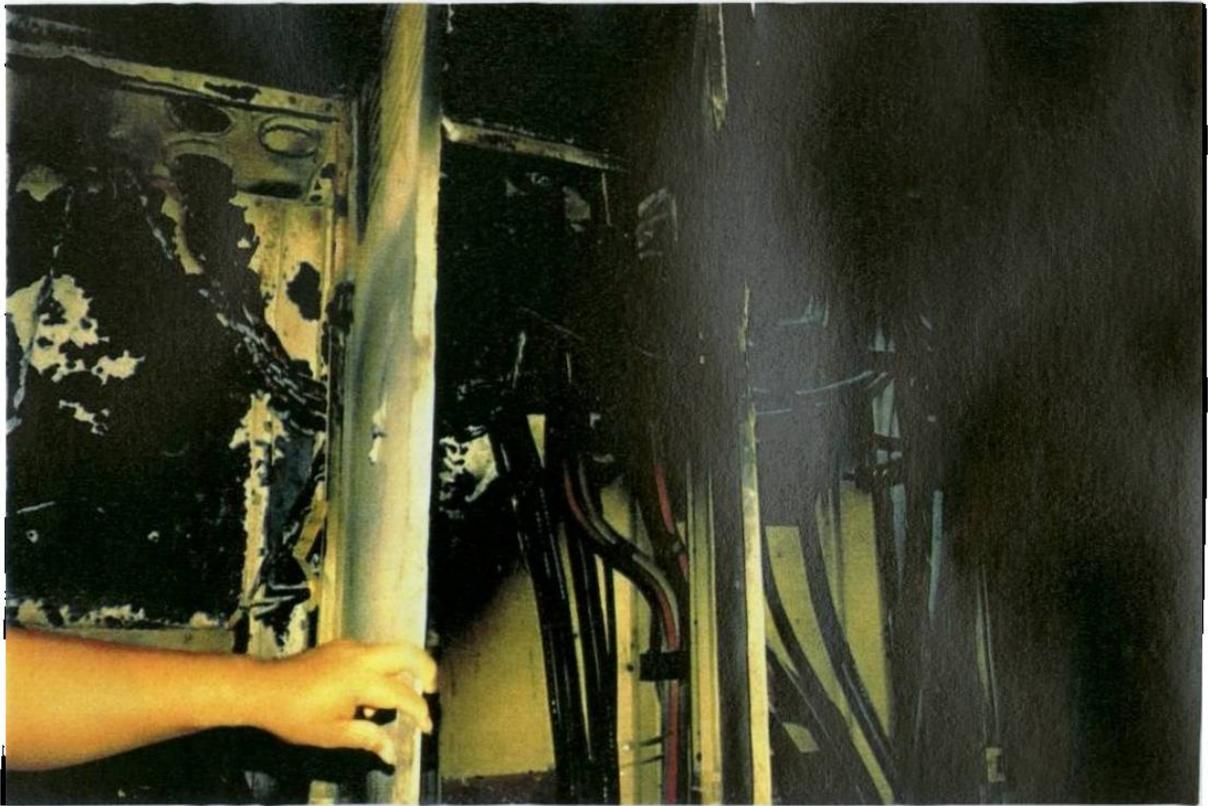


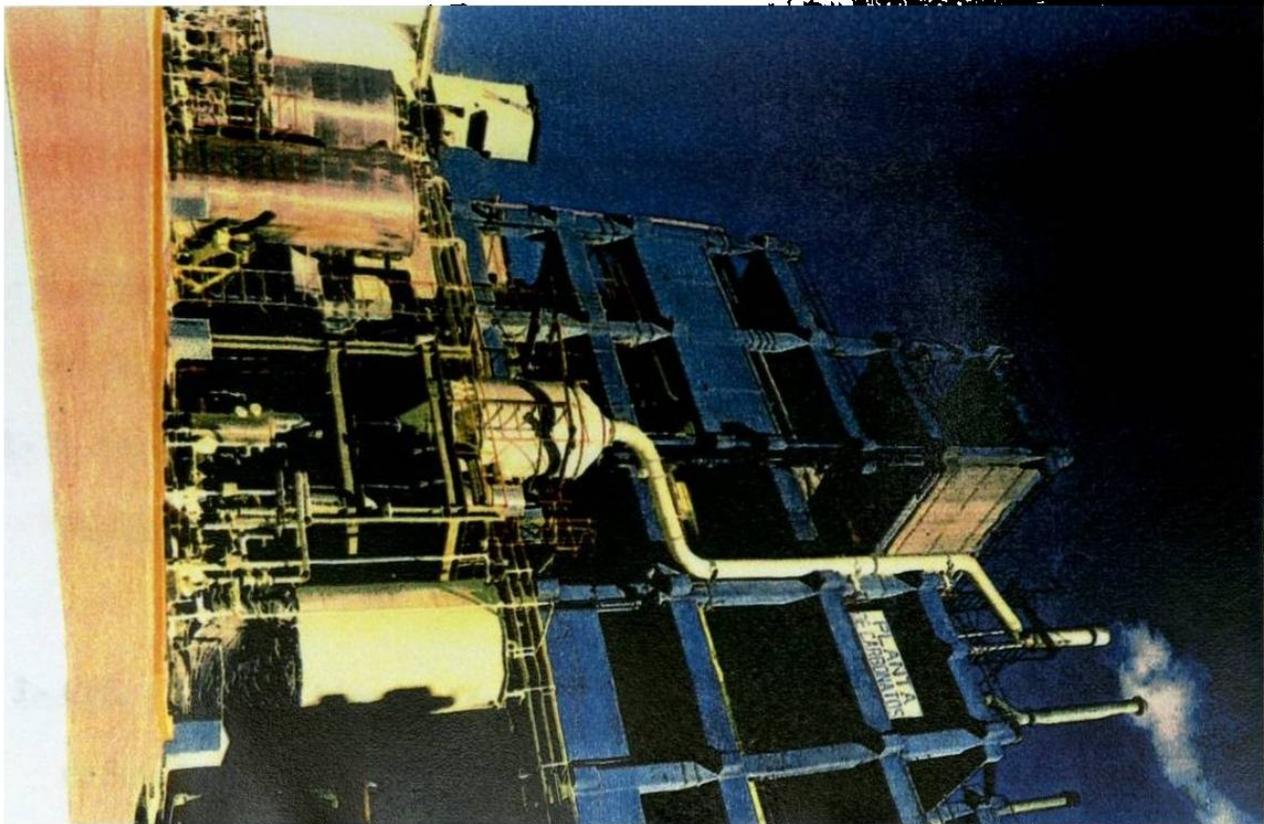












BIBLIOGRAFIA

- 1.- H. Altuve Ferrer. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. CENACE CFE. 1^ª Edición 1992.
- 2.- H. Altuve Ferrer. Memoria Curso Tutorial Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de Protección. F.I.M.E.-U.A.N.L. 1^ª Edición 1993.
- 3.- CFE. – U.A.N.L. Memoria Técnica – II Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. CFE. – U.A.N.L. 1^ª Edición 1993.
- 4.- Gilberto Enríquez Harper. Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores. LIMUSA 1^ª Edición 1981.
- 5.- I.E.E.E. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. I.E.E.E. 1^ª Edición 1975.
- 6.- B. Ravindranath, M. Chander. Protección de Sistemas de Potencia e Interrupciones. LIMUSA. 1^ª Edición 1980.
- 7.- C. Russell Mason. El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. C.E.C.S.A. 7^ª Edición 1979.
- 8.- W.E.C. Applied Protective Relaying. W.E.C. 2^ª Edición 1979.

RESUMEN AUTOBIOGRÁFICO

Juan Ramón Chávez Contreras

**Candidato para el Grado de
Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Potencia**

**Tesis: La Importancia de las Protecciones contra Sobrecorrientes en los Sistemas
Eléctricos de Potencia**

Campo de Estudio: En la industria Mediana y Macro.

**Biografía: Nacido en Monterrey Nuevo León, el 29 de Marzo de 1953, hijo de Rosendo
Chavez Limón y Carmen Contreras Lugo.**

**Educación: Egresado de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la
Universidad Autónoma de Nuevo León; Grado obtenido de Ingeniero Electricista en
1996.**

**Experiencia Profesional: En Industria del Alkali S.A. de C.V. como Supervisor Electrico
de la Planta de Carbonatos.**

