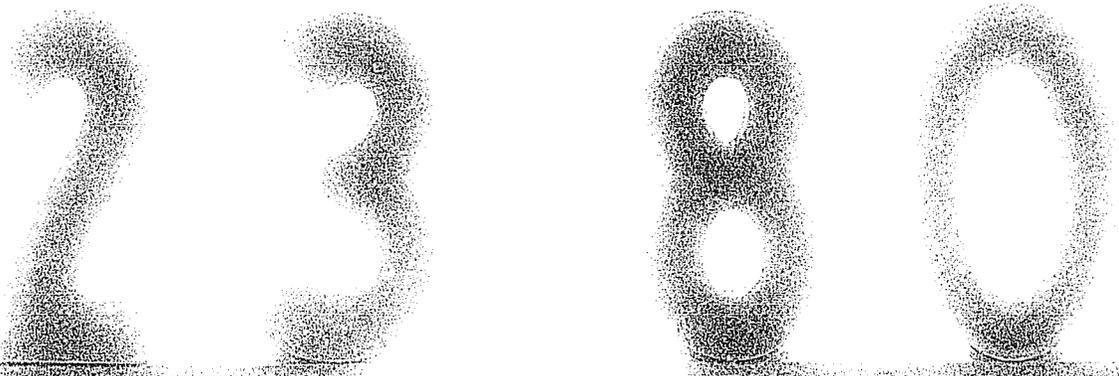


MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
COMISIÓN DE ESTADÍSTICA



ESTADÍSTICA DE LA PRODUCCIÓN INDUSTRIAL Y MINERA





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

1095
FACULTAD DE INGENIERIA
Dirección
Núm. 73-4275
Exp. Núm. 73/214.2/1.-

A. Pasante señor Marino ROJO PRECIADO
P r e s e n t e

En atención a su solicitud relativa, me es grato transcribir a usted a continuación el tema que aprobado por esta Dirección propuso el señor profesor Ingeniero Jacinto Viquei Landa, para que lo desarrolle como tesis en su examen profesional de Ingeniero MECANICO ELECTRICISTA.

"PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA POR MEDIO DE RELEVADORES.

Introducción al estudio de la protección
Ecuaciones y características de los relevadores.- Conceptos básicos.
Protección de generadores.
Protección de transformadores
Protección de líneas de transmisión y barras colectoras.
Protección de respaldo
Equipo de prueba para relevadores de protección."

Ruego a usted tomar debida nota de que en cumplimiento de lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá -- prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable para sustentar examen profesional; así como de la disposición de la Dirección General de Servicios Escolares, en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Muy atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D. F., a 5 de junio de 1967
EL DIRECTOR

Manuel Paulín Ortiz
Ing. Manuel Paulín Ortiz

MPO/MMO/rr.

A mis Padres:

Sr. Marino Rojo Medina
Sra. Refugio P. de Rojo
con eterno cariño y gratitud



A mis hermanos,

Evangelina, Fernando
y José Ma.

INDICE

CAPITULO I

INTRODUCCION AL ESTUDIO DE LA PROTECCION

- 1.1) Razones de una protección eléctrica
- 1.2) Fallas eléctricas y sus causas
 - 1.2.1) Fallas de aislamiento
 - 1.2.2) Fallas de conducción
 - 1.2.3) Fallas de operación
 - 1.2.4) Fallas extrínsecas
- 1.3) Protección
- 1.4) El relevador y su naturaleza
 - 1.4.1) Principios de operación de los relevadores
 - 1.4.2) Consideraciones básicas en el diseño y construcción de un relevador (Generalidades)
 - 1.4.3) Integridad de los relevadores.

CAPITULO II

ECUACIONES DE RELEVADORES - CONCEPTOS BASICOS

- II.1) Ecuaciones y características generales de los relevadores de protección
- II.2) Relevadores como comparadores
 - II.2.1) Relación entre comparadores de amplitud y fase
 - II.2.2) Representación gráfica de las condiciones de entrada
- II.3) Conceptos básicos para el estudio de los diferentes tipos de protección
 - II.3.1) Transformadores de corriente y potencial
 - II.3.2) Generalidades sobre la estabilidad e interconexión de sistemas
 - II.3.3) Principios de protección diferencial

CAPITULO III

PROTECCION DE GENERADORES

- III.1) Generalidades
- III.2) Protección del estator del generador contra contactos a tierra
 - III.2.1) Alternadores que trabajan directamente sobre barras colectoras.

- III.2.2) Generadores conectados en bloque con un transformador
- III.3) Protección del rotor del generador
- III.4) Protección de los generadores contra sobreintensidades
- III.5) Protección contra pérdida de excitación
- III.6) Protección contra cargas desequilibradas
- III.7) Protección contra variaciones bruscas de carga
- III.8) Protección contra potencia inversa
- III.9) Protección diferencial y de contactos a tierra de generadores
- III.10) Desexcitación del generador

CAPITULO IV

PROTECCION DE TRANSFORMADORES

- IV.1) Generalidades
- IV.2) Tipos de fallas que afectan a los transformadores de potencia
- IV.3) Relevador Buchholz
 - IV.3.1) Descripción y funcionamiento de los relevadores Buchholz
 - IV.3.2) Limitaciones de los relevadores actuados por gas
- IV.4) Protección diferencial aplicada a transformadores
 - IV.4.1) Estabilización de la protección diferencial al conectar transformadores
 - IV.4.2) Estabilización de la protección diferencial en transformadores regulados
 - IV.4.3) Ajuste de la protección diferencial a la conexión del transformador.

CAPITULO V

PROTECCION DE LINEAS

- V.1) Generalidades
- V.2) Protección escalonada de líneas por medio de relevadores de sobrecorriente y tiempo.
- V.3) Protección de líneas por medio de relevadores de distancia
- V.4) Aplicación de la protección diferencial a líneas
- V.5) Contacto o descarga a tierra en las líneas
 - V.5.1) Señalización de contactos a tierra
- V.6) Protección piloto de líneas
 - V.6.1) Protección por hilos piloto
 - V.6.2) Protección piloto por carrier
 - V.6.3) Protección piloto por microondas

- V.7) Protección de barras colectoras
- V.7.1) Protección diferencial de barras colectoras

APENDICE

- A).- Protección de respaldo
 - A.1) Protección de respaldo remota
 - A.2) Protección de respaldo local
 - A.2.1) Relevadores de respaldo
 - A.2.2) Respaldo de interruptores

- B).- Equipo de prueba para comprobar los relevadores de protección.

CAPITULO I

1.1.- RAZONES DE UNA PROTECCION ELECTRICA

En los tiempos actuales la demanda de energía eléctrica es tan grande, que la inversión en las instalaciones necesarias para generarla, transmitirla y distribuirla requiere de capitales sumamente elevados. Asimismo, en la actualidad existe un sinnúmero de industrias que por su gran magnitud no pueden prescindir ni un solo momento de la energía eléctrica sin sufrir graves trastornos.

De aquí, que en instalaciones de esta índole debe asegurarse estén protegidos dos intereses; el del capital invertido protegiendo el equipo instalado de accidentes que puedan dañarlo y llegar a destruirlo y el interés de los usuarios - que dentro de lo posible, no deberán sufrir interrupciones de servicio. Además, estudios comparativos han demostrado que el capital que es necesario invertir en la protección de un sistema representa aproximadamente del $\frac{1}{2}$ al 2% de la inversión total del mismo.

1.2.- FALLAS ELECTRICAS Y SUS CAUSAS

Las causas por las cuales pueden verse afectados los intereses antes mencionados, son las fallas a las que todo equipo eléctrico está expuesto. Las fallas pueden definirse como situaciones anormales e insostenibles que se presentan - tarde o temprano en todo sistema de Potencia, producidas por innumerables causas. En la tabla 1-1 se muestra una clasificación de fallas.

Fallas	{	Intrínsecas	{	1.- de aislamiento
				2.- de conducción
				3.- de operación
		Extrínsecas		

TABLA 1-1

Las fallas intrínsecas son aquellas causadas por fenómenos internos en los elementos del sistema, las cuales a su vez, pueden subdividirse en los 3 grupos indicados: fallas de aislamiento, fallas de conducción y fallas de operación.

1.2.1.- FALLAS DE AISLAMIENTO.- La trayectoria normal de la potencia eléctrica es de la fuente donde es generada, a través de conductores de cobre o aluminio hasta las cargas donde es consumida. La corriente se confina a dicha trayectoria por medio del aislamiento, sin embargo, todo aislamiento está limitado debido a la imposibilidad de diseñarlo de manera tal, que nos garantiza que la corriente no se desviará nunca de la trayectoria señalada por la carga.

Cuando por algún motivo la corriente se desvía de su trayectoria normal se dice que se produce un cortocircuito o falla de aislamiento, ejemplos de este tipo de fallas las tenemos en los cortocircuitos entre conductores aéreos y tierra, entre cables subterráneos y tierra, entre el devanado de un transformador o sus terminales y el tanque de aceite, entre el devanado de un generador y su armazón o núcleo, entre conductor y conductor de una línea aérea, entre las espiras de un transformador, entre los polos opuestos de un generador, etc.

1.2.2.- FALLAS DE CONDUCCION.- Se dice que existe una falla de conducción cuando los elementos conductores de un sistema desaparecen, causando la interrupción indebida de la corriente o una caída de potencial exagerada.

Ejemplos de este tipo de fallas los tenemos en líneas de transmisión cuando durante tormentas, nevadas, etc., los elementos del sistema realizan esfuerzos excesivos que los hacen fallar mecánicamente, también por movimientos del terreno, las torres o los apoyos sufren dislocaciones que producen este tipo de fallas, en los generadores y excitadores causadas por desconexión de juntas soldadas bajo la acción de un gran esfuerzo y alta temperatura local, en los transformadores y reactores causadas por descomposturas en los cambiadores de relación, etc.

1.2.3.- FALLAS DE OPERACION.- Se dice que existe una falla de operación cuando los elementos del sistema son sometidos a condiciones anormales al ser operados inadecuadamente.

Ejemplo de este tipo de fallas las tenemos cuando se sobrecargan los cables, esta operación origina una elevación anormal de la temperatura que trae como consecuencia un aumento en las pérdidas por histéresis en el aislamiento llegando a producir la falla, otro ejemplo lo tenemos en los equipos de control, causados por desajuste, saturación o desperfecto de los relevadores de protección y operación que dan origen a cambios indebidos que llegan a producir este tipo de fallas. En transformadores, causados por cambios inadecuados de "Taps" en unidades en paralelo con formación de corrientes circulantes. En generadores y excitadores, causadas por falta o exceso de corriente de campo con desincronización o factor de potencia bajo, inversión de la energía, desconexión de una sección en paralelo o apertura de una delta, etc.

1.2.4.- FALLAS EXTRINSECAS.- Las fallas extrínsecas son aquellas causadas por fenómenos externos de origen atmosférico. Estas fallas se presentan ante descargas atmosféricas (rayos) al caer sobre las líneas de transmisión o en las cercanías de las mismas causando sobretensiones que pasan en mucho la tensión nominal creando situaciones fortuitas que se distinguen por aumentos de potencial fuera de control, por la brevedad de su duración y extraordinaria magnitud.

Este tipo de fallas también pueden ser causadas por iones flotantes en la atmósfera que se ponen en contacto con las líneas, por la influencia eléctrica de nubes cargadas que cruzan o pasan cerca de las mismas.

1.3.- PROTECCION

Eléctricamente, la palabra protección puede enfocarse desde dos puntos de vista.

El primero, cuando la finalidad de la misma consiste en esquivar, alejar o atenuar el peligro sobre un sistema eléctrico y el segundo, cuando la finalidad de la protección se destina a separar con la mayor rapidez posible, algún elemento dañado, no tan solo para evitar su destrucción completa, sino para impedir que la estabilidad del sistema desaparezca y venga una interrupción general con todas sus consecuencias.

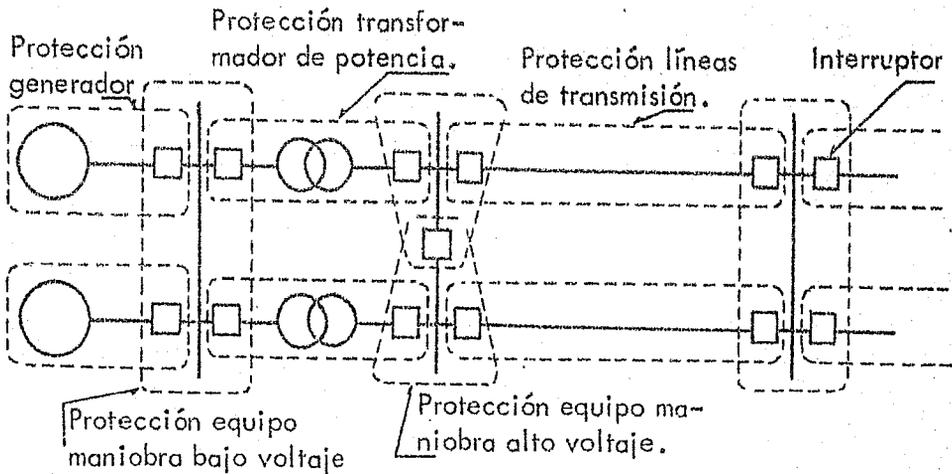


FIG. 1-1

Antiguamente, prevaleció la tendencia a la conservación de los elementos del sistema sin interesar la estabilidad del mismo, esto, era posible y hasta cierto punto no muy grave debido a que los sistemas tenían capacidad limitada y no se encontraban interconectados.

Actualmente, con el desarrollo de los sistemas y su frecuente interconexión la tendencia se ha inclinado hacia las medidas que aseguran la estabilidad del conjunto por la eliminación rápida y efectiva de los elementos dañados dejando en último término las que tienden a la conservación de los mismos, esto se hace posible debido a que en los sistemas actuales se dispone de elementos duplicados y a veces triplicados de cada especie pues se ha llegado al convencimiento de que cuesta más, una hora de interrupción general que la reparación de los elementos dañados.

La forma ideal de proteger un sistema de potencia se logra dividiéndolo en zo

nas de protección procurando se encuentren éstas, traslapadas. Fig. 1-1
Cada una de estas zonas deberá tener sus propios relevadores que detectarán las fallas y mandarán la orden para que los interruptores separen la zona afectada del resto del sistema.

De la protección eléctrica de un sistema de potencia por medio de relevadores tratará esta tesis en especial.

1.4.- EL RELEVADOR Y SU NATURALEZA

Varias definiciones referentes a un relevador pueden ser encontradas en un diccionario común, pero ninguna apropiada a la aplicación de la protección eléctrica.

Aquí, definiremos un relevador de protección como un dispositivo que responde a condiciones anormales en un sistema de Potencia haciendo actuar un interruptor que aísla la sección de falla del resto del sistema con una mínima interrupción de servicio. Para efectuar lo anterior los relevadores deben ser capaces de localizar y decidir casi instantáneamente el circuito que debe ser interrumpido con el fin de aislar solamente la sección afectada. Por ello, a los relevadores se les ha dado en llamar centinelas y cerebros electrónicos.

Para que puedan cumplir con dichas funciones deben diseñarse para ser sensibles a cantidades eléctricas que puedan variar durante la transición de un estado normal a otro anormal o de falla.

Las cantidades eléctricas que pueden cambiar de una condición a otra son: la intensidad de corriente, la tensión, la dirección de la potencia, el factor de potencia (ángulo de fase), la frecuencia, etc.

1.4.1.- PRINCIPIOS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES.- Todos los relevadores utilizados en las diferentes protecciones que serán discutidas posteriormente se pueden agrupar en dos tipos de acuerdo a su principio de operación: Relevadores de atracción electromagnética que operan tanto con cantidades de corriente alterna como directa y relevadores de inducción electromagnética que operan solamente con cantidades alternas.

a.- RELEVADORES DE ATRACCION ELECTROMAGNETICA.- Estos relevadores constan básicamente de cuatro partes las cuales se muestran en la fig. 1-2; una bobina de alambre, un núcleo de hierro donde se encuentra devanada la bobina, una armadura consistiendo parcialmente de hierro de tal forma que pueda ser atraída por el núcleo de la bobina cuando circula corriente por ella, y uno o más juegos de contactos.

Al circular una corriente por una bobina se produce un flujo magnético que ejerce una fuerza de atracción sobre el elemento móvil que es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. Si despreciamos el efecto de saturación, la fuerza neta de atracción puede expresarse como:

$$F = K_1 I^2 - K_2 \quad \text{donde:}$$

F es la fuerza neta, K_1 es constante de conversión de fuerza, I es la magnitud de corriente en la bobina (valor eficaz), K_2 es la fuerza de retención incluyendo la fricción.

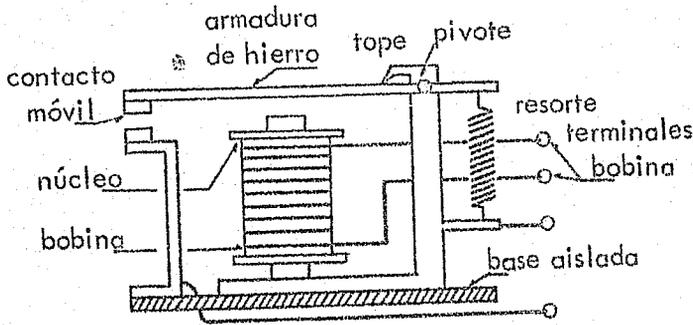


FIG. 1-2

b.- RELEVADORES DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA.- Estos relevadores son los más usados para propósitos de protección y operan bajo el principio de los motores de inducción. La fuerza de operación se desarrolla en un elemento móvil que puede ser un disco u otra forma de rotor de material no magnético. En la fig. 1.3 se muestra una sección de disco atravesada por dos flujos alternos (ϕ_1 y ϕ_2) que se encuentran defasados entre sí, cada flujo induce al atravesar el disco (generalmente de hierro), corrientes eddy ($i\phi_1$ e $i\phi_2$) que circulan en un plano perpendicular a la dirección del flujo. La corriente producida por uno de los flujos reacciona con el otro flujo y viceversa para producir las fuerzas que actúan en el rotor.

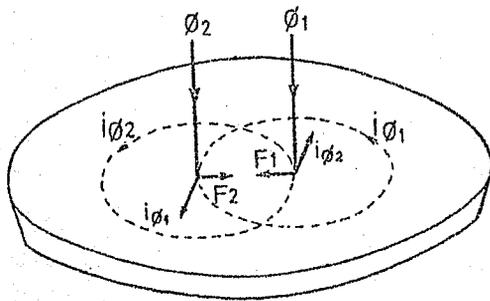


FIG. 1-3

Como se trata de flujos alternos de forma de onda senoidal podemos escribir:
 $\phi_1 = \Phi_1 \text{ sen } \omega t$... (1.1), $\phi_2 = \Phi_2 \text{ sen } (\omega t + \theta)$... (1.2)
 θ es el ángulo de defasamiento entre los dos flujos. Considerando despreciable la autoinductancia de las corrientes que circulan en el disco podemos escribir:

$$i\phi_1 \propto \frac{d\phi_1}{dt}, \quad i\phi_1 = K_1 \Phi_1 \cos \omega t \quad \dots (1.3)$$

$$i\phi_2 \propto \frac{d\phi_2}{dt} \quad i\phi_2 = K_2 \dot{\phi}_2 \cos(\omega t + \theta) \quad \dots(1.4)$$

Notamos en la figura que las fuerzas F_1 y F_2 están en oposición y consecuentemente podemos escribir la fuerza neta como sigue:

$$F = (F_2 - F_1) \quad , \quad F \propto (\phi_2 i\phi_1 - \phi_1 i\phi_2) \quad \dots(1.5)$$

Sustituyendo las ecuaciones (1.1), (1.2), (1.3) y (1.4) en (1.5) tenemos:

$$F \propto K_1 K_2 \dot{\phi}_1 \dot{\phi}_2 \left[\sin(\omega t + \theta) \cos \omega t - \sin \omega t \cos(\omega t + \theta) \right]$$

agrupando las constantes en K

$$F = K \dot{\phi}_1 \dot{\phi}_2 \sin \theta \quad \dots(1.6)$$

1.4.2.- CONSIDERACIONES BASICAS EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN RELEVADOR (GENERALIDADES).- Para el diseño de un relevador de protección el primer paso a considerar consiste en elegir la característica que dé una clara distinción entre las fallas en la zona a proteger y todas las otras fallas o cortocircuitos fuera de la zona protegida, el segundo paso consiste en escoger una construcción adecuada y el tercero en diseñar un mecanismo con la mayor integridad tal que opere bajo las más adversas condiciones, estos 3 pasos deberán considerarse en términos de ejecución práctica. La tendencia industrial consiste en estandarizar mecanismos que sean apropiados para responder a las características requeridas en los sistemas de dispositivos de protección.

Las características de los relevadores deberán ser elegidas y trazadas en diagramas para que proporcionen la mayor cantidad de información con el menor número posible de curvas. Ellas, deberán mostrar claramente las condiciones de disparo y bloqueo y donde fuera pertinente los tiempos y condiciones de operación.

En el diseño y construcción de relevadores deberán considerarse los siguientes factores:

- a.- La característica de un relevador debe ser tal que siempre opere con el tipo de falla contra la que se ha destinado proteger y no contra cualquier otra.
- b.- El relevador debe tener un rango de ajuste para permitirle operar selectivamente con otros relevadores.
- c.- Los relevadores deberán responder a las especificaciones del país donde van a ser usados.
- d.- Un relevador debe ser inmune a efectos transitorios.

- e.- La construcción deberá ser simple y accesible, tal que facilite el mantenimiento.
- f.- El arreglo del alambrado y terminales deberán facilitar las pruebas y la investigación de fallas.
- g.- La construcción deberá facilitar con las mínimas modificaciones responder a condiciones no usuales de temperatura, humedad, corrosión atmosférica, vibraciones, choques mecánicos, etc.

1.4.3.- INTEGRIDAD DE LOS RELEVADORES.- La más importante consideración en el diseño de un relevador es la integridad del mismo, o sea la seguridad con que debe operar bajo cualquier circunstancia. Como veremos a continuación, esta condición está estrechamente ligada con el diseño y construcción de los contactos y debería estar en la mente de todo diseñador, pues debe recordarse que un relevador pasa por lo menos un 99% de su vida inactivo sin operar, durante ese tiempo, existe la tendencia de los contactos a deteriorarse de tal forma que cuando aparece la falla, el relevador no está en condiciones de operar. A este respecto, en el apéndice, se describe un equipo de prueba que se emplea para estar comprobando constantemente los relevadores con la finalidad de que siempre se encuentren en condiciones de operar.

Los contactos son los elementos de un relevador que abren o cierran los circuitos, y las corrientes que a través de ellos se controlan tienden cada día a ser más grandes, por ello, es de importancia detenerse un poco y analizar los efectos que se producen cuando los contactos abren o cierran. Cuando se cierran, tiende a saltar una chispa a través del entrehierro al aproximarse un contacto a otro, cuando abren, la corriente intenta mantener su flujo por ionización del aire entre los elementos metálicos. En ambos casos la energía de la corriente eleva la temperatura de los contactos activando la oxidación.

Los óxidos tienden a pulverizarse y depositarse en la superficie de los contactos, lo que es perjudicial, ya que no se depositan uniformemente quedando una superficie irregular con unos puntos más elevados que otros, lo que dificulta efectuar un cierre efectivo y correcto de los mismos. Además, por otro lado, los óxidos son más malos conductores que los metales.

Por estas razones, los contactos de los relevadores son fabricados en la actualidad de materiales o aleaciones que son altamente resistentes a la fusión y con altas resistencias a la oxidación tales como la plata, tungsteno, paladium, etc. También la forma de la superficie de los contactos es importante pues se debe contar con un área y masa suficiente para disipar el calor generado en los procesos de apertura y cierre.

CAPITULO II

II.1.- ECUACIONES Y CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

En este capítulo será desarrollada una relación matemática general para relevadores y la cual será aplicada a todos los tipos de relevadores de mecanismo. También se discutirá un método gráfico para representar el funcionamiento de un relevador.

Para reconocer una falla en un circuito, la mayoría de los relevadores de protección miden la corriente de entrada al circuito protegido y la comparan en magnitud y/o relación de fase con alguna otra cantidad conveniente como por ejemplo la corriente que sale del circuito protegido, la tensión en el bus local o cantidades constantes como la fuerza de un resorte calibrado, etc., de manera que los relevadores deberán estar capacitados para realizar sumas, restas, multiplicaciones y divisiones escalares y vectoriales, en algunos casos esas cantidades eléctricas son comparadas en más de una fase y en más de un circuito.

La ecuación para la característica de un relevador, cuando es trazada en un diagrama cuyos ejes son $\left| \frac{B}{A} \right|_p = \left| \frac{B}{A} \right| \cos \varnothing$ y $\left| \frac{B}{A} \right|_q = \left| \frac{B}{A} \right| \sin \varnothing$

(componentes real e imaginarias) es de la forma

$$K |A|^2 - K' |B|^2 + |A||B| \cos(\varnothing - \theta) - K'' = 0 \quad \dots(2.1)$$

donde A y B son las 2 cantidades que se desean comparar y que pueden ser corrientes, voltajes, etc., K, K' y K'' son constantes escalares, \varnothing es el ángulo entre A y B, θ es un ángulo fijado de antemano y que en los relevadores electromagnéticos representa el valor de \varnothing en el cual se obtiene el máximo par del relevador.

La ecuación (2.1) representa todas las características que pueden ser obtenidas de un relevador y las curvas características de operación, siendo aplicable, a la mayoría de los tipos comunes de relevadores.

K'' es una constante de construcción que se refiere a la forma de retención mecánica en un relevador electromagnético y es finita solamente en relevadores de cantidades simples donde es usado como un indicador, siendo nula en relevadores que comparan dos cantidades de entrada, y en este caso, la ecuación representa una circunferencia o una línea recta en un plano complejo (diagrama polar) lo que puede demostrarse reagrupando la ecuación (2.1) y efectuando las siguientes operaciones:

Dividiendo la ecuación (2.1) entre $K'A^2$ y haciendo $K'' = 0$

$$\frac{K}{K'} - \left| \frac{B}{A} \right|^2 + \left| \frac{B}{A} \right| \frac{\cos(\phi - \theta)}{K'} = 0 \quad \dots(2.2)$$

Pasando el término $\frac{K}{K'}$ al miembro derecho de la ecuación (2.2) y sumando a ambos miembros $\left(\frac{1}{2K'}\right)^2$ tenemos:

$$\left| \frac{B}{A} \right|^2 - \left| \frac{B}{A} \right| \frac{\cos(\phi - \theta)}{K'} + \left| \frac{1}{2K'} \right|^2 = \frac{K}{K'} + \left| \frac{1}{2K'} \right|^2 \quad \dots(2.3)$$

Por otro lado, sea C (c, θ) el centro de una circunferencia cualquiera de radio "r". Sea P (a, ϕ) un punto cualquiera de la circunferencia fig. 2-1. Tracemos el radio PC y los radios vectores de P y C, formando así el triángulo OPC. De este triángulo, por la ley de los cosenos tenemos;

$$r^2 = a^2 + c^2 - 2ac \cos(\phi - \theta) \quad \dots(2.4)$$

o sea:

$$a^2 - 2ca \cos(\phi - \theta) + c^2 = r^2 \quad \dots(2.5)$$

que es la ecuación polar de una circunferencia.

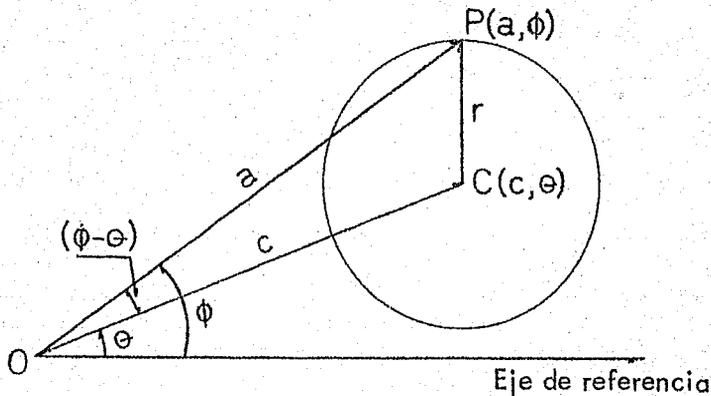


FIG. 2-1

Comparando la ecuación (2.5) con la ecuación (2.3) se concluye que ésta representa una circunferencia de radio:

$$r = \frac{K}{K'} + \left| \frac{1}{2K'} \right|^2 = \frac{\sqrt{1 + 4KK'}}{2K'}$$

y teniendo el centro a $\frac{1}{2K'}$ del origen y con un ángulo θ del eje de referencia.

En la fig. 2-2 se representa gráficamente ésta circunferencia en unos ejes coordenados $\left| \frac{B}{A} \right|_p$, i $\left| \frac{B}{A} \right|_q$ ó bien $\left| \frac{B}{A} \right| \cos \theta$, i $\left| \frac{B}{A} \right| \sin \theta$

En el caso de relevadores de distancia A será corriente y B voltaje y las coordenadas del diagrama serán $\left| \frac{V}{I} \right| \cos \theta$ y $\left| \frac{V}{I} \right| \sin \theta$, en otras palabras R y jX.

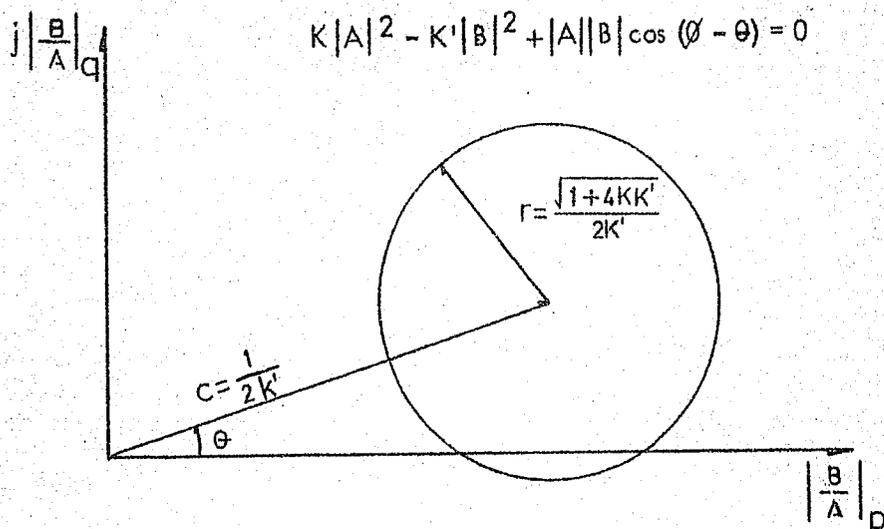


FIG. 2-2

A continuación se deducirán las ecuaciones para algunos tipos particulares de relevadores partiendo de la ecuación general deducida anteriormente. Para -

ello, supondremos que las cantidades que se van a comparar son la corriente y el voltaje, es decir:

$$A = I \text{ (corriente)}$$

$$B = V \text{ (voltaje)}$$

$$K's = \text{ctes. del par (constantes de construcción)}$$

El primer tipo de relevador que analizaremos será el de sobrecorriente, para el cual, no existe voltaje en los embobinados, por lo tanto, son nulos los términos V^2 y VI de la ecuación general.

$$KI^2 - K'V^2 + VI \cos(\phi - \theta) = K'' \quad \dots(2.6)$$

$$K'V^2 = 0, \quad VI \cos(\phi - \theta) = 0$$

reduciéndose la ecuación (2.6)

$$KI^2 = K'' \quad \dots \quad I = \sqrt{\frac{K''}{K}} \quad \dots(2.7)$$

Ecuación (2.7) que en coordenadas polares representa la ecuación de una circunferencia de radio $\sqrt{\frac{K''}{K}}$ y cuyo centro se encuentra en el polo fig. (2.3)

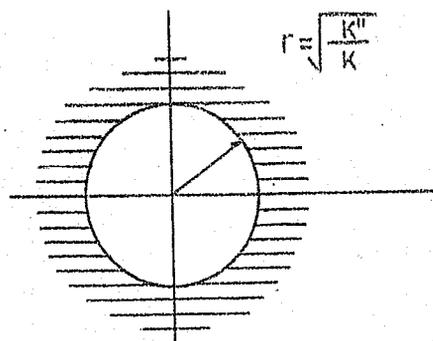


Diagrama polar corriente

FIG. 2-3

Cuando la corriente sobrepasa el valor $\sqrt{\frac{K''}{K}}$ es decir si $I > \sqrt{\frac{K''}{K}}$ el relevador opera, siendo la zona de disparo la que aparece rayada en la figura.

En seguida analizaremos un relevador de bajo voltaje para el cual no existe corriente en los embobinados, por lo tanto, son nulos los términos I^2 y VI de la ecuación general.

$$KI^2 - K'V^2 + VI \cos(\phi - \theta) = K'' \quad \dots(2.6)$$

$$KI^2 = 0; \quad VI \cos(\phi - \theta) = 0$$

reduciéndose la ecuación (2.6)

$$-K'V^2 = K'' \quad \therefore \quad V = \sqrt{\frac{K''}{-K'}} \quad \dots(2.8)$$

Ecuación (2.8) que en coordenadas polares representa una circunferencia de radio $\sqrt{\frac{K''}{-K'}}$ y cuyo centro se encuentra en el polo. fig (2-4)

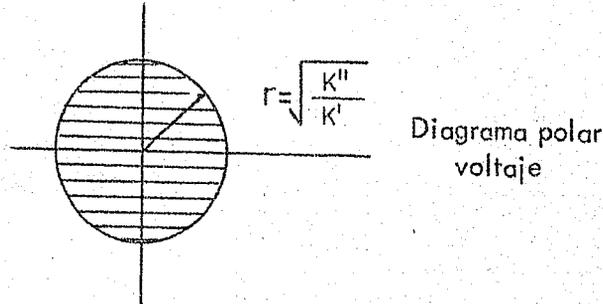


FIG. (2-4)

Cuando el voltaje es menor al valor $\sqrt{\frac{K''}{-K'}}$ es decir $V < \sqrt{\frac{K''}{-K'}}$ el relevador opera, siendo la zona de disparo la que aparece rayada en la figura.

II.2.- RELEVADORES COMO COMPARADORES

A continuación estudiaremos los relevadores como dispositivos que comparan magnitudes o como dispositivos que comparan ángulos de fase, para ello, consideraremos que las 2 cantidades de entrada A y B pueden ser alimentadas al relevador en alguna de las siguientes combinaciones ($K_1 A + K_2 B$) y $(K_3 A + K_4 B)$. Si A se toma como vector de referencia podemos escribir:

$$K_1 |A| + K_2 |B| \left[\cos(\varnothing - \theta) + j \sin(\varnothing - \theta) \right] \quad \dots(2.9)$$

$$y \quad K_3 A + K_4 B \left[\cos(\varnothing - \theta) + j \sin(\varnothing - \theta) \right] \quad \dots(2.10)$$

Lo anterior se muestra vectorialmente en la fig 2-5 (b), K_1, K_2, K_3 y K_4 son constantes de diseño. En la mayoría de los relevadores por lo menos una de esas constantes es nula y frecuentemente dos de ellas son iguales lo que simplifica el problema en la práctica. Se demostrará más adelante que para una característica dada las ecuaciones para el comparador de amplitud y el comparador de fase son de la misma forma que la ecuación (2.2) pero con diferentes

valores de constantes. K_1, K_2, K_3 y K_4 .

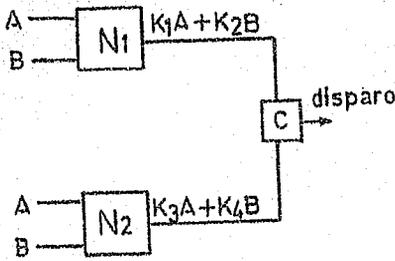


FIG. 2-5 (a)

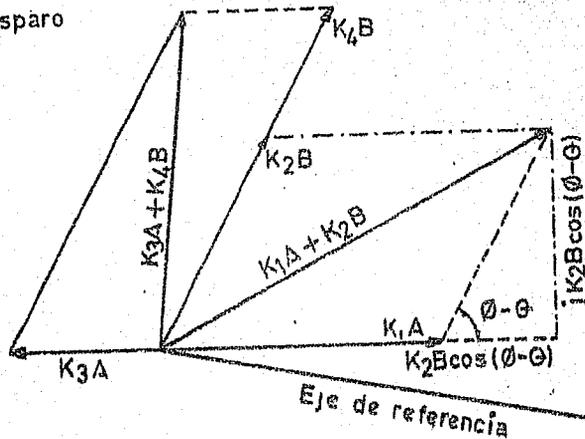


FIG. 2-5 (b)

Para el comparador de amplitud las dos cantidades son opuestas y sus módulos son iguales para cualquier ángulo de fase entre ellas. El lugar geométrico que representa la característica del relevador se encuentra igualando los módulos de las expresiones (2.9) y (2.10)

$$\left[\left[K_1 |A| + K_2 |B| \cos(\varphi - \theta) \right]^2 + K_2^2 |B|^2 \sin^2(\varphi - \theta) \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\left[K_3 |A| + K_4 |B| \cos(\varphi - \theta) \right]^2 + K_4^2 |B|^2 \sin^2(\varphi - \theta) \right]^{\frac{1}{2}} \quad \dots(2.11)$$

desarrollando y reagrupando los términos tenemos:

$$K_1^2 |A|^2 + 2K_1 |A| K_2 |B| \cos(\varphi - \theta) + K_2^2 |B|^2 \cos^2(\varphi - \theta) + K_2^2 |B|^2 \sin^2(\varphi - \theta) =$$

$$K_3^2 |A|^2 + 2K_3 |A| K_4 |B| \cos(\varphi - \theta) + K_4^2 |B|^2 \cos^2(\varphi - \theta) + K_4^2 |B|^2 \sin^2(\varphi - \theta)$$

$$K_1^2 |A|^2 + 2K_1 |A| K_2 |B| \cos(\varphi - \theta) + K_2^2 |B|^2 [\sin^2(\varphi - \theta) + \cos^2(\varphi - \theta)] =$$

$$K_3^2 |A|^2 + 2K_3 |A| K_4 |B| \cos(\varphi - \theta) + K_4^2 |B|^2 [\sin^2(\varphi - \theta) + \cos^2(\varphi - \theta)]$$

$$(K_1^2 - K_3^2) |A|^2 + 2(K_1 K_2 - K_3 K_4) |A| |B| \cos(\varphi - \theta) + (K_2^2 - K_4^2) |B|^2 = 0 \quad \dots(2.12)$$

Dividiendo la ecuación (2.12) entre $(K_2^2 - K_4^2) A^2$ tenemos:

$$\left| \frac{B}{A} \right|^2 + 2 \frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{(K_2^2 - K_4^2)} \left| \frac{B}{A} \right| \cos(\vartheta - \theta) + \frac{K_1^2 - K_3^2}{K_2^2 - K_4^2} = 0 \quad \dots(2.13)$$

Haciendo una reagrupación del último término tenemos: primero, multiplicando por $(K_2^2 - K_4^2)$

$$\frac{K_1^2 - K_3^2}{K_2^2 - K_4^2} \times \frac{K_2^2 - K_4^2}{K_2^2 - K_4^2} = \frac{K_1^2 K_2^2 - K_1^2 K_4^2 - K_2^2 K_3^2 + K_3^2 K_4^2}{(K_2^2 - K_4^2)^2}$$

segundo, si al numerador le sumamos y restamos $2K_1 K_2 K_3 K_4$ tenemos:

$$\frac{K_1^2 K_2^2 - 2K_1 K_2 K_3 K_4 + K_3^2 K_4^2 - K_1^2 K_4^2 + 2K_1 K_2 K_3 K_4 - K_2^2 K_3^2}{(K_2^2 - K_4^2)^2} =$$

$$\frac{(K_1 K_2 - K_3 K_4)^2 - (K_1 K_4 - K_2 K_3)^2}{(K_2^2 - K_4^2)^2} = \left(\frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \right)^2 - \left(\frac{K_1 K_4 - K_2 K_3}{K_2^2 - K_4^2} \right)^2$$

$$= \frac{K_1^2 - K_3^2}{K_2^2 - K_4^2}$$

Sustituyendo en el último término de la ecuación (2.13)

$$\left| \frac{B}{A} \right|^2 + 2 \frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \left| \frac{B}{A} \right| \cos(\vartheta - \theta) + \left(\frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \right)^2 =$$

$$\left(\frac{K_1 K_4 - K_2 K_3}{K_2^2 - K_4^2} \right)^2 \quad \dots(2.14)$$

Pudiendo escribirse:

$$\left| \frac{B}{A} \right|^2 + 2C \left| \frac{B}{A} \right| \cos(\vartheta - \theta) + C^2 = r^2 \quad \dots(2.15)$$

Que es de la misma forma que la ecuación (2.5) siendo la ecuación de una -
circunferencia, donde:

$$C = \frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \quad \text{y} \quad r^2 = \left(\frac{K_1 K_4 - K_2 K_3}{K_2^2 - K_4^2} \right)^2$$

o sea un círculo de radio

$$\frac{K_1 K_4 - K_2 K_3}{K_2^2 - K_4^2}$$

y cuyo centro se encuentra en:

$$C = - \left(\frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \right) \angle \theta \quad \text{ó} \quad C = -C \angle \theta$$

de aquí, las coordenadas de "C" son:

$$- \left(\frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \right) \cos \theta \quad \text{y} \quad - \left(\frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \right) \sin \theta$$

Para analizar el relevador como un comprobador de fase consideraremos las dos cantidades que van a ser comparadas de la misma forma que (2.9) y (2.10) con la única variación que las constantes son diferentes.

$$K_1' |A| + K_2' |B| \left[\cos(\vartheta - \theta) + j \sin(\vartheta - \theta) \right] \quad \dots(2.15)$$

$$K_3' |A| + K_4' |B| \left[\cos(\vartheta - \theta) + j \sin(\vartheta - \theta) \right] \quad \dots(2.16)$$

En este caso, el relevador opera cuando el producto de (2.15) y (2.16) es positivo.

Considerando que " α " es el ángulo de fase de una cantidad y " β " el ángulo de fase de la otra, entonces, $\alpha - \beta = \pm 90^\circ$ porque el producto es más grande cuando las dos cantidades están en fase, entonces

$$\tan(\alpha - \beta) = \pm \infty$$

$$\frac{\tan \alpha - \tan \beta}{1 + \tan \alpha \tan \beta} = \pm \quad \text{de donde}$$

$$1 + \tan \alpha \tan \beta = 0 \quad \therefore \quad \tan \alpha = \frac{-1}{\tan \beta} \quad \dots(2.17)$$

por otro lado:

$$\tan \alpha = \frac{K_2' |B| \sin(\vartheta - \theta)}{K_1' |A| + K_2' |B| \cos(\vartheta - \theta)}$$

$$\text{y } \tan \beta = \frac{K_4' |B| \sin(\vartheta - \theta)}{K_3' |A| + K_4' |B| \cos(\vartheta - \theta)}$$

sustituyendo estos valores en la ecuación (2.17)

$$\frac{K_2' |B| \sin(\vartheta - \theta)}{K_1' |A| + K_2' |B| \cos(\vartheta - \theta)} = \frac{K_3' |A| + K_4' |B| \cos(\vartheta - \theta)}{K_4' |B| \sin(\vartheta - \theta)}$$

$$K_2' K_4' |B|^2 \sin^2(\vartheta - \theta) = -(K_1' K_3') |A|^2 - K_1' K_4' |A| |B| \cos(\vartheta - \theta) - \\ K_2' K_3' |A| |B| \cos(\vartheta - \theta) - K_2' K_4' |B|^2 \cos^2(\vartheta - \theta)$$

$$K_2' K_4' |B|^2 [\sin^2(\vartheta - \theta) + \cos^2(\vartheta - \theta)] + (K_1' K_3') |A|^2 + (K_1' K_4' + K_2' K_3') |A| |B| \cos(\vartheta - \theta) = 0$$

$$K_2' K_4' |B|^2 + K_1' K_3' |A|^2 + (K_1' K_4' + K_2' K_3') |A| |B| \cos(\vartheta - \theta) = 0$$

...(2.18)

Dividiendo (2.18) entre $K_2' K_4' |A|^2$ tenemos:

$$\frac{K_2' K_4' |B|^2}{K_2' K_4' |A|^2} + \frac{K_1' K_3' |A|^2}{K_2' K_4' |A|^2} + \frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{K_2' K_4'} \frac{|A| |B|}{|A|^2} \cos(\vartheta - \theta) = 0$$

$$\frac{|B|^2}{|A|} + \left(\frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{K_2' K_4'} \right) \left| \frac{B}{A} \right| \cos(\vartheta - \theta) + \frac{K_1' K_3'}{K_2' K_4'} = 0$$

...(2.19)

reagruparemos el último término, para lo cual efectuamos una serie de operaciones.

Primero, lo multiplicaremos por $K_2' K_4'$:

$$\frac{K_1' K_3'}{K_2' K_4'} = \frac{K_1' K_3' \times K_2' K_4'}{(K_2' K_4')^2} = \frac{4K_1' K_3' K_2' K_4'}{4(K_2' K_4')^2}$$

Si sumamos y restamos $(K_1' K_4')^2$ y $(K_2' K_4')^2$ en el miembro de la derecha tenemos:

$$\frac{K_1' K_3'}{K_2' K_4'} = \frac{(K_1' K_4')^2 + 2 K_1' K_4' K_2' K_3' + K_2' K_3' - (K_1' K_4')^2 + 2 K_1' K_4' K_2' K_3' - \frac{(K_2' K_3')^2}{(2 K_2' K_4')^2}}{(2 K_2' K_4')^2}$$

$$\frac{K_1' K_3'}{K_2' K_4'} = \frac{(K_1' K_4' + K_2' K_3')^2 - (K_2' K_3' - K_2' K_3')^2}{(2 K_2' K_4')^2}$$

$$\frac{K_1' K_3'}{K_2' K_4'} = \left(\frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \right)^2 - \left(\frac{K_1' K_4' - K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \right)^2$$

Sustituyendo este valor en la ecuación (2.19)

$$\left| \frac{B}{A} \right|^2 + \left(\frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \right) \left| \frac{B}{A} \right| \cos(\vartheta - \theta) + \left(\frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \right)^2 = \left(\frac{K_1' K_4' - K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \right)^2 \quad \dots (2.20)$$

La ecuación (2.20) representa una circunferencia cuyo radio "r" es igual a:

$$r = \frac{K_1' K_4' - K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \quad \text{y con centro en:}$$

$$c = - \left(\frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \right) \angle \theta$$

De lo anterior se puede escribir la ecuación:

$$\left| \frac{B}{A} \right|^2 - 2c \left| \frac{B}{A} \right| \cos(\vartheta - \theta) + c^2 = r^2 \quad \dots (2.21)$$

Que es de la misma forma que la ecuación (2.2) ecuación general de los relevadores.

Como resumen de lo anteriormente discutido se presenta a continuación un cuadro con las características de los comparadores de amplitud y fase, comparando las 2 cantidades vectoriales $(K_1 A + K_2 B)$ y $(K_3 A + K_4 B)$

Comparador de amplitud	Comparador de fase
$r = \frac{K_1 K_4 - K_2 K_3}{K_2^2 - K_4^2}$	$r = \frac{K_1' K_4' - K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'}$
$c = \frac{K_1 K_2 - K_3 K_4}{K_2^2 - K_4^2} \quad \angle \theta$	$c = - \frac{K_1' K_4' + K_2' K_3'}{2 K_2' K_4'} \quad \angle \theta$

II.2.1.- RELACION ENTRE COMPARADORES DE AMPLITUD Y FASE. -

En este párrafo se discutirá la posibilidad de un comparador de fase y viceversa, si las cantidades de entrada se substituyen por la suma y diferencia de las 2 cantidades originales de entrada.

Si consideramos un relevador que opera como comparador de amplitud con la condición $|A| > |B|$, al cambiar las cantidades de entrada A y B por la suma y diferencia de las mismas, tendremos que el relevador se convierte en un comparador de fase que operará con la condición $|A+B| > |A-B|$, ya que A y B deben tener el mismo sentido o polaridad para que el relevador opere. Esto se ilustra en la fig. 2-6.

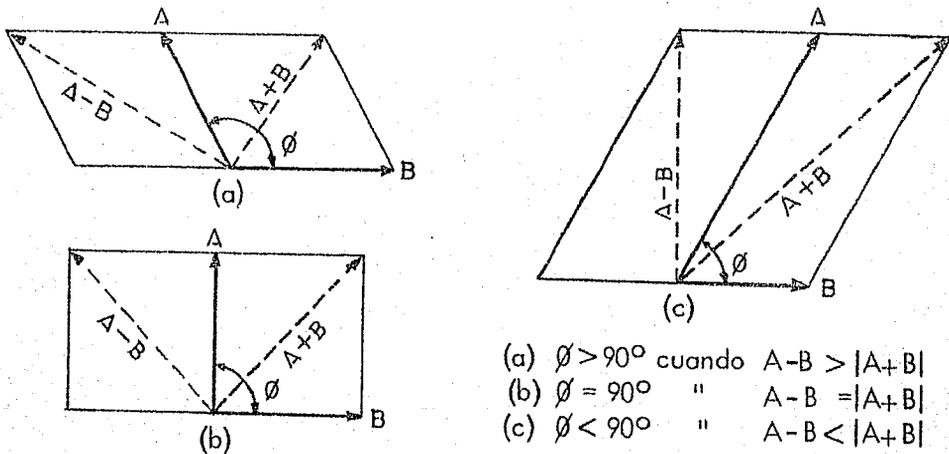
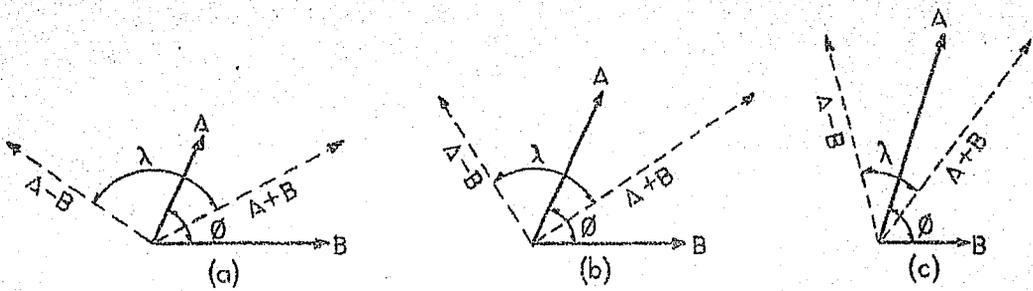


FIG. 2-6

Similarmente un relevador direccional cuyo par es proporcional al producto vectorial de A y B opera como comparador de fase cuando A y B tienen la misma dirección. Si las cantidades de entrada se cambian a (A+B) y (A-B), el relevador llega a ser un comparador de amplitud porque (A+B) y (A-B) tienen la misma polaridad si $|A| > |B|$. Esto se ilustra en la fig. 2-7.



- (a) $I < V$ cuando $\lambda > 90^\circ$
- (b) $I = V$ " $\lambda = 90^\circ$
- (c) $I > V$ " $\lambda < 90^\circ$

FIG. 2.7

Lo anterior también puede preverse algebraicamente, por ejemplo, un relevador de barra balanceada opera cuando la atracción magnética en uno de los extremos excede la fuerza magnética de retención del otro extremo, es decir cuando $|A|^2 > |B|^2$. Si cambiamos las cantidades de entrada como se explicó anteriormente, entonces el relevador operará cuando $|A + B|^2 > |A - B|^2$, es decir cuando $|A^2 + B^2 + 2AB \cos(\phi - \theta)| > |A^2 + B^2 - 2AB \cos(\phi - \theta)|$ donde ϕ es el ángulo entre A y B y θ es un ángulo de diseño reduciéndose la condición de operación a:

$$4 A B \cos(\phi - \theta) > 0$$

lo cual se cumple para los rangos de ϕ comprendidos entre:
 $(\theta + 90^\circ) > \phi > (\theta - 90^\circ)$

II.2.2.- REPRESENTACION GRAFICA DE LAS CONDICIONES DE ENTRADA
 Parecería obvio que la característica de operación de un comparador quedaría más clara trazando en un diagrama polar las relaciones de las amplitudes de las dos cantidades comparadas para diferentes ángulos entre ellas. Antiguamente se acostumbraba mostrar la característica de un comparador de amplitud, en un diagrama en cuyos ejes se trazaban las cantidades comparadas y se usaba para comparadores de fase un diagrama polar de corrientes. Después fueron mostradas las características de amplitud y fase en un mismo diagrama en una simple característica teniendo como coordenadas las componentes real y cuadrática de $\frac{V}{I}$ es decir:

$$\left| \frac{V}{I} \right| \cos \phi = R \quad \text{y} \quad \left| \frac{V}{I} \right| \sin \phi = X$$

Claramente esta misma idea puede aplicarse a otros relevadores, comparando vectorialmente las cantidades de entrada. Por ejemplo para trazar las caracte-

ísticas de un relevador diferencial de corriente se utiliza un diagrama con ejes $\left| \frac{I_2}{I_1} \right| \cos \phi$ y $j \left| \frac{I_2}{I_1} \right| \sin \phi$. Siendo éstos diagramas mucho más explicativos que cualquier folleto o boletín de fabricantes.

Se ha visto en la primera parte de éste capítulo que las características de todos los relevadores que comparan dos cantidades A y B son circunferencias en un diagrama cuyas coordenadas son las componentes real e imaginaria de $\frac{A}{B}$

donde A y B son las 2 cantidades comparadas que pueden ser corrientes o voltajes. Puntos en estos diagramas indican relaciones de corrientes impedancias o admitancias. La ventaja de este diagrama es que indica con mucha claridad las relaciones de magnitud y de fase, pero no es aplicable a relevadores con características no lineales excepto como una serie de gráficas en diferentes niveles de las cantidades comparadas. Angulos de fase son considerados positivos cuando la cantidad del numerador va adelante de la cantidad del denominador, por ejemplo cuando se traza $\frac{V}{I}$ entonces $j \left| \frac{V}{I} \right| = X$ es positivo cuando V adelanta a I un ángulo positivo ϕ contrario a las manecillas del reloj.

Donde A es voltaje y B es corriente, la ordenada real $\left| \frac{A}{B} \right|_p$ es resistencia

y $j \left| \frac{A}{B} \right|_q$ es reactancia, de aquí el diagrama en el que la característica es

trazada teniendo como coordenadas R y jX es llamado diagrama de impedancias, similarmente, en un diagrama trazado con ejes $\frac{B}{A}$ tiene como coor-

denadas G y B y es llamado un diagrama de admitancias.

II.3.- CONCEPTOS BASICOS PARA EL ESTUDIO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE PROTECCION.

En esta sección se abordará un estudio general de algunos conceptos que considero básicos para poder estar en condiciones de comprender mejor los diferentes tipos de protección que serán tratados en los capítulos subsecuentes.

II.3.1.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL.- Los transformadores de corriente y potencial desde el punto de vista de aplicación a la protección tienen como función primordial reproducir con fidelidad y en una escala menor, cantidades eléctricas que hacen operar los relevadores de protección, y que, en condiciones de cortocircuito son inmanejables por las grandes magnitudes que alcanzan. Normalmente, se conectan los primarios de los transformadores de corriente y potencial a los circuitos que se desean proteger y a sus secundarios, se conectan los relevadores de protección. Los trans-

formadores deberán, también, mantener su relación de transformación dentro de un amplio rango de condiciones para que los relevadores de protección puedan actuar selectivamente.

Con relación a los transformadores de corriente, éstos, se conectan en serie a la línea y normalmente la corriente secundaria es de 5 o 1 A, su capacidad se especifica en VA. Según las exigencias de cada caso, los transformadores de corrientes pueden tener varios primarios y/o varios secundarios. Es común el empleo de dos primarios independientes que pueden ser conectados en serie con paralelo según que la corriente sea grande o pequeña, por ejemplo, un mismo transformador de corriente puede servir para 100/5 A. en serie o para 200/5 A en paralelo, también se acostumbra utilizar dos secundarios uno de los cuales, puede servir para accionar un aparato de medición por ejemplo un ampérmetro o un voltmetro y el otro para accionar un relevador, sin que la carga del relevador influya prácticamente sobre la precisión total del medidor. Los transformadores de corriente se designan por la clase de precisión, definiéndose, como el máximo error permisible en la relación de transformación y fase para una determinada carga. La clasificación más empleada en la actualidad para designar los transformadores de corriente es la adoptada por la ASA, basada en cargas típicas y en el error combinado de relación y de fase. Las cargas básicas son designadas como sigue:

carga	Impedancia "Z "	Resistencia "R"	Capacidad (Burden)
B-0.1	0.1 ohm	0.09 ohm	2.5 VA a 5 A
B-0.2	0.2 "	0.18 "	5 VA a "
B-0.5	0.5 "	0.45 "	12.5 VA a "
B-1.0	1.0 "	0.5 "	25 VA a "
B-2.0	2.0 "	1.0 "	50 VA a "

Las clases son la expresión del error límite combinado en circuito de factor de potencia comprendido entre 60% y 100% como sigue:

clase	Error máximo con 5 A secundarios	Error máximo con 0.5 A secundarios
2.4	2.4%	4.8%
1.2	1.2%	2.4%
0.6	0.6%	1.2%
0.3	0.3%	0.6%
0.5	0.5%	0.5%

La precisión queda definida por una carga y una clase por ejemplo un trans —

formador de corriente clasificado B-0.1-0.3-B-0.2-0.3 y B-0.5-0.6, tiene un error máximo de 0.3% con secundario de 0.1 ohm a 0.2 ohm de impedancia y de 0.6% con 0.5 ohm de impedancia cuando la corriente es de 100% y el doble cuando es de 10%. La clase 0.5 es para relevadores y la tolerancia del error de relación es la misma en 5 A que en 0.5 A.

En la aplicación de transformadores de corriente a relevadores no tiene importancia el error de fase, excepto en relevadores direccionales o de potencia máxima o mínima. En consecuencia para los transformadores de corriente destinados a la protección, existen dos clasificaciones: la clasificación H que significa que la máxima tensión especificada debe ser inducida a cualquier corriente secundaria comprendida entre 5 y 20 veces la corriente secundaria nominal y la clasificación L que significa que la máxima tensión especificada debe ser inducida a 20 veces la corriente secundaria nominal los valores normales de precisión para protección son 2.5% y 10% del error de relación, estando dada la característica completa de protección como sigue: por ejemplo, la característica 2.5-H-100, significa que el error de relación no debe pasar del 2.5% cuando la corriente secundaria esté comprendida entre 5 y 20 veces la corriente nominal secundaria y el transformador induzca en las terminales secundarias una tensión de 100 Volts.

La forma de designación para los transformadores de corriente que se acaba de exponer se refiere a normas americanas. Las normas europeas, se basan en cargas nominales, entendiéndose las mismas, como la impedancia en ohms de los aparatos conectados al secundario incluyendo los hilos de unión, impedancia con la cual no se rebasa el límite de error de la clase correspondiente. De aquí, que según estas normas los transformadores de corriente se designen por clases, existiendo desde la clase 0.1 a la clase 10. En la tabla 2-1 se indican los errores de intensidad en % y los de ángulo en minutos.

Clase	Errores de intensidad en % para				Errores de ángulo en minutos				
	0.1In	0.2In	0.5In	1.0In	1.2In	0.1In	0.2In	1.0In	1.2In
0.1	0.25	0.2	-	0.1	0.1	10	8	5	5
0.2	0.5	0.35	-	0.2	0.2	20	15	10	10
0.5	1.0	0.75	-	0.5	0.5	60	40	30	30
1	2.0	1.50	-	1.0	1.0	120	80	60	60
3	-	-	3.0	-	-	-	-	-	-
10	-	-	10.0	-	-	-	-	-	-

TABLA 2-1

Como los transformadores de corriente resultan recorridos por las corrientes de cortocircuito que se producen en la red, deben estar contruados para resistir -

los consiguientes efectos térmicos y dinámicos. En base a ello, las normas europeas utilizan también para la designación de los transformadores de corriente el concepto de intensidad límite térmica I_{term} (en KA) que se define como la intensidad primaria que el arrollamiento de este nombre puede soportar sin perjudicarse durante 1 seg. Los transformadores de medida se dimensionan casi siempre para una I_{term} igual a 100 veces la corriente nominal, aproximadamente. Si uno de estos transformadores es recorrido por una corriente de cortocircuito I_{cc} , no durante 1 seg., sino durante t seg., esta corriente no debe desarrollar mayor calor que el que desarrolla la corriente límite térmica en el plazo de un seg. La magnitud de la corriente admisible I_{cc} que circula durante t seg., viene dada por $I_{cc} = \frac{I_{term}}{t}$ ya que debe cumplirse que

$$I_{cc}^2 \times t = I_{term}^2 \times 1, \text{ también } I_{term} \text{ (KA)} = \frac{\text{Potencia (MVA)}}{\text{Tensión (KV)} \sqrt{3}}$$

La corriente límite dinámica es el valor de cresta de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efectos mecánicos sin sufrir deterioros, teniendo su circuito secundario en cortocircuito. Su amplitud se expresa en (KA cresta) pudiéndose calcular de la siguiente forma:

$$I_{din. \text{ cresta}} = 1.8 \sqrt{2} I_{term} = 2.54 I_{term}.$$

Tratándose de transformadores que alimentan relevadores que solamente responden a cortocircuitos y que bajo ciertas circunstancias, tienen que trabajar exactamente, por ejemplo, los transformadores para las protecciones o relevadores llamados de impedancia. Aquí es esencial el que con grandes corrientes no resulten grandes errores. Para poder, en este aspecto, formar juicio sobre un transformador se utiliza el concepto de "coeficiente de sobreintensidad" siendo éste, un múltiplo de la corriente nominal. Dicho coeficiente es pequeño en transformadores de medida y grande en transformadores para relevadores. No obstante lo anterior hace falta tener en cuenta que no es siempre posible fabricar transformadores con características de cortocircuito muy elevadas ya que para ellos es necesario tener grandes secciones de cobre en los embobinados, con lo que se reduce el número de espiras primarias admisibles.

Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado del número de amper-vueltas primarios para un circuito magnético dado, la precisión de los transformadores hechos para resistir grandes valores de corrientes de cortocircuitos, disminuye considerablemente. Por lo anterior se ve que es necesario sacrificar un poco la precisión para transformadores con características de cortocircuito muy elevadas.

Por último, al trabajar los transformadores de corriente, debe tenerse cuidado de que no queden abiertos en su lado secundario, porque de lo contrario, al faltar los amper-vueltas antagonistas secundarios, toda la corriente primaria a medir actuará magnéticamente. La alta inducción que esto provocaría en

el núcleo de hierro podría dar origen a tensiones mortalmente peligrosas en los bornes secundarios y el núcleo mismo podría sobrecalentarse inadmisiblemente y llegar incluso a quemarse. En todo caso, queda remanente en el núcleo un magnetismo residual que rebaja la exactitud de medida del transformador, magnetismo que sólo por un tratamiento especial puede eliminarse.

Con respecto a los transformadores de potencial, éstos, se conectan en paralelo a línea teniendo como función primordial rebajar las altas tensiones con fines de medida o de funcionamiento de los relevadores. La tensión en el secundario de estos transformadores es generalmente 115 V o $115/\sqrt{3}$, ya que van conectados entre fases o bien entre fase y tierra empleándose normalmente la conexión entre fase y tierra con grupos de 3 transformadores monofásicos conectados en estrella. Los transformadores de potencial son construídos en la generalidad de los casos con un solo embobinado secundario que alimenta los aparatos de medición y protección, se prevén normalmente dos embobinados secundarios, en el caso que se deseen alimentar relevadores de tierra.

En el dimensionado de estos aparatos no se presentan en general dificultades semejantes a las que presentan los transformadores de intensidad ya que en el caso de cortocircuito no actúa sobre los transformadores de tensión incremento de esfuerzo alguno. Además es de notar que aunque en la red la intensidad de corriente esté sometida a grandes fluctuaciones, la tensión sin embargo se mantiene aproximadamente constante.

En los transformadores de potencial, el transformador de medida provoca, lo mismo que en los transformadores de corriente un falseamiento del valor de la medida, tanto en magnitud como en fase tendiéndose a conservar esos errores tan pequeños como sea posible. El que el transformador de potencial dé origen a que la tensión no se aprecie en su valor riguroso, proviene de las caídas embobinados del primario y secundario. Para mantener entre límites admisibles los errores de tensión, se da a los embobinados una amplia sección y se hace que su dispersión sea lo menor posible, de este modo, también el ángulo de error entre la tensión primaria y la secundaria resulta pequeño. Todo transformador de potencial posee una potencia nominal en VA. que debe poder ser suministrada permanentemente sin que sean rebasados los límites de error correspondientes a cada clase.

Para la designación de los transformadores de potencial se sigue un criterio semejante al utilizado para los transformadores de corriente, basándose en cargas normalizadas y especificando los límites de error de relación y ángulo de fase en cada carga por medio de un número de clase. Las cargas normalizadas según normas americanas ASA son:

Carga W:	13 VA
" X:	25 "
" Y:	75 "
" Z:	200 "

Las clases son llamadas 0.3, 0.6, 1.2 y 2.4 y el número indica la mayor desviación en % de la lectura del wáttmetro respecto a la verdadera potencia. El wáttmetro se encuentra conectado al secundario del transformador y el error que marca es con relación a la potencia del primario, incorporando el error de relación al error de fase. En consecuencia un transformador marcado W-0.3, X-0.3, Y-0.6 y Z-0.6 está diseñado de manera de producir un error combinado de relación y fase que no exceda de 0.3% con secundario W o X y de 0.6% con secundario Y o Z, cualquiera que sea el factor de potencia en el circuito, pero sin ser menor de 60% atrás ni ser de adelanto. En la tabla 2-2 aparecen los límites de error para los transformadores de potencial según las normas europeas, estando referidos a las potencias nominales normales de 15, 30 y 60 VA con f.p. 0.8

Clase	Tensión	Errores de tensión en %	Angulo de error en minutos
0.1	0.8-1.2 Un	0.1	5
0.2	0.8-1.2 Un	0.2	10
0.5	0.8-1.2 Un	0.5	20
1	0.8-1.2 Un	1.0	40
3	1.0 U	3.0	-

TABLA 2-2

Si para fines de medida o de alimentación de relevadores solamente se necesita una tensión compuesta, entonces basta con un transformador monofásico aislado bipolarmente, el cual se conecta entre dos fases. Si se necesitan las 3 tensiones compuestas, porque se trate por ejemplo de medidas de potencia, entonces basta con dos transformadores de potencial si éstos se conectan en V. Se puede emplear un transformador con 3 arrollamientos, si bien entonces el punto neutro del primario no se puede conectar a tierra. El arrollamiento secundario, por el contrario, siempre se lleva a tierra. En caso de que se quiera medir contactos a tierra y se necesite la tensión con respecto a ésta, entonces se pueden utilizar 3 transformadores monofásicos conectados en estrella, cuyo centro de estrella se llevase a tierra. Si en lugar de 3 transformadores monofásicos se quisiera emplear uno trifásico, en este caso no podríamos recurrir a un transformador de triple núcleo, sino a uno de cinco núcleos. Fig. 2-8 (a)

Si por ejemplo, la fase S de la fig. 2-8 (a) y por consiguiente su tensión con relación a tierra es nula, entonces el flujo conectado con esa fase tiene que ser igualmente nulo. La tensión de las otras dos fases ha subido al valor de la tensión compuesta, la suma de sus flujos por lo tanto, no es cero, sino que co-

responde a la tensión suma SA, fig. 2-8(b). Tiene por lo tanto que existir la posibilidad para el flujo de poderse cerrar a lo largo de un 4o. y un 5o. núcleo. Si esto no es posible, como ocurre por ejemplo en los transformadores de 3 núcleos, entonces nacen grandes flujos de dispersión que dan origen a gigantescas corrientes magnetizantes que pueden ocasionar que el transformador se queme. Si en los núcleos 4o. y 5o. de un transformador de 5 núcleos se disponen dos arrollamientos montados en serie y de apropiado número de espiras, podemos medir la tensión del punto neutro con relación a tierra.

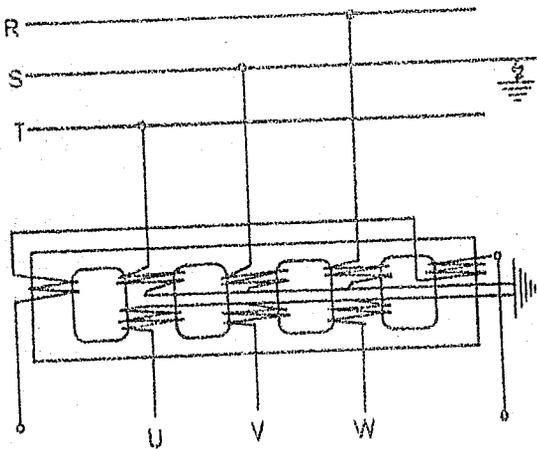


FIG. 2-8 (a)

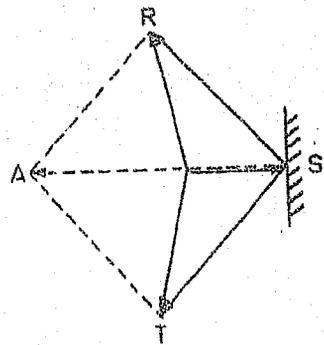


FIG. 2-8 (b)

II.3.2.- GENERALIDADES SOBRE LA ESTABILIDAD E INTERCONEXION DE SISTEMAS.- Los sistemas de potencia han experimentado en los últimos tiempos un desarrollo verdaderamente asombroso, se han realizado estudios exhaustivos al respecto, deduciéndose del resultado de los mismos, una tendencia a interconectar todos los sistemas posibles para tratar de obtener una mayor continuidad de servicio aún cuando sea necesario desconectar en alguno de los sistemas uno o varios elementos averiados por fallas. En los siguientes párrafos se tratará en forma sencilla y general, en que consisten los problemas de la estabilidad y la interconexión de sistemas, sin pretender agotar el tema, ya que no es la finalidad primordial de esta tesis y por otra parte sería imposible, no obstante, se procurará relacionarlo en lo posible con la protección. Estabilidad y límite de estabilidad son definidas en las normas americanas de definiciones de términos eléctricos, publicada por el instituto americano de ingenieros eléctricos como sigue:
Estabilidad, cuando es usada con referencia a un sistema de potencia, se define como un atributo o propiedad del sistema, que lo capacita para desarrollar fuerzas restauradoras entre los elementos del mismo, iguales o más grandes que

las fuerzas de los disturbios, de manera que el equilibrio de los elementos se restaure.

El límite de estabilidad se define como el máximo flujo posible a través de algún punto particular en el sistema, cuando el sistema total o parte del mismo, al cual el límite de estabilidad se refiere está operando con estabilidad.

En seguida, se tratarán las causas que afectan la estabilidad de un sistema y como, dentro de ciertos límites, los mismos elementos del sistema restablecen el equilibrio.

Cuando los generadores de C.A. eran impulsados por máquinas de vapor de movimiento recíproco uno de los mayores problemas de operación lo constituían las oscilaciones, las variaciones periódicas en el par aplicado a los generadores causaban variaciones periódicas en la velocidad. El resultado de variaciones periódicas en voltaje y frecuencia eran transmitidas a los motores conectados a el sistema, dichas oscilaciones causadas por las variaciones en voltaje y frecuencia, algunas veces, causaban la pérdida total de sincronismo si la frecuencia natural de oscilación coincidía con la frecuencia de oscilación de las máquinas motrices. En un principio se utilizaron embobinados de amortiguamiento para disminuir las oscilaciones, aprovechándose la acción de las pérdidas que resultan de las corrientes inducidas en dichos embobinados por el movimiento relativo entre el rotor y el campo giratorio que se establece por la corriente de armadura. El uso de turbinas ha reducido el problema de las oscilaciones, aunque todavía se presentan, cuando como primotor, se emplean máquinas Diesel.

Mantener el sincronismo entre varias partes de un sistema de potencia resultada cada vez más difícil, sin embargo, como los sistemas y las interconexiones de los mismos continúan creciendo, la tendencia de un sistema o de sus partes componentes de desarrollar fuerzas para mantener el sincronismo y equilibrio es conocido como estabilidad. Si se analiza un motor síncrono conectado a través de un transformador a una fuente de potencia, se tiene que la potencia entregada a el motor cuando gira a velocidad constante debe ser igual a la potencia entregada por el motor más las pérdidas en el mismo. Si la carga mecánica en el motor aumenta, el motor no puede abastecer la carga total, mientras no se aumente su potencia de entrada. Por lo tanto, el motor se frena o disminuye su velocidad. El ángulo de fase entre el voltaje interno del motor y el voltaje del sistema aumenta hasta que la potencia eléctrica de entrada a el motor es igual a la potencia de salida más las pérdidas. Mientras el ángulo está aumentando, el exceso de potencia requerido por el motor sobre la potencia eléctrica de entrada es suministrada por la energía cinética almacenada en los elementos giratorios. Como la velocidad del motor decrece, la energía almacenada abastece parte de la carga. Si el aumento de la misma, en un motor es grande o es aplicada repentinamente, el motor puede perder el sincronismo, en cuyo caso el límite de estabilidad ha sido excedido.

Los términos de estabilidad y límite de estabilidad son aplicados a condiciones

estables (o permanentes) y a condiciones transitorias. El límite de estabilidad de estados permanentes se refiere al máximo flujo de potencia posible a través de un punto particular sin que se pierda la estabilidad cuando se aumenta la potencia muy gradualmente. Límite de estabilidad transitoria se refiere al máximo flujo de potencia posible a través de un punto sin la pérdida de la estabilidad cuando ocurren disturbios repentinos. Los disturbios repentinos pueden ser incrementos súbitos de carga que podrían ser llevados con estabilidad si fueran aplicados gradualmente pero que causan la pérdida de la misma debido a la rapidez de su aplicación. Los disturbios para los cuales frecuentemente es deseado conocer el límite de estabilidad transitoria son aquellos causados por fallas, o por desconexión de una o varias líneas en paralelo fuera del circuito o por combinación de una falla y su subsecuente separación por desconexión de parte del sistema, ya que todo sistema de potencia está sujeto a disturbios transitorios y además, el límite de estabilidad transitoria es casi siempre más bajo que el límite de estabilidad permanente. En el estudio de los límites de estabilidad se acostumbra, para el cálculo, suponer todas las máquinas agrupadas en una sola máquina de gran tamaño localizada en un solo punto y considerar el sistema como una red simple de dos pares de terminales, correspondientes al extremo emisor y receptor respectivamente. También se suele desprestigiar la resistencia y capacitancia en paralelo para cálculos estimativos, resultando el valor calculado en esta forma, más elevado. Esta aproximación en ocasiones es suficiente ya que el grado de precisión obtenido al hacer un cálculo más exacto no justifica las complicaciones adicionales que implica. Por otro lado todo análisis de cualquier sistema de potencia para determinar su estabilidad, implica algunas propiedades mecánicas de las máquinas del sistema, puesto que, después de cada disturbio, las máquinas deben ajustar el ángulo relativo de sus rotores para encontrar las condiciones de transmisión de potencia impuestas. De aquí se deduce, que el problema es tanto mecánico como eléctrico, y ciertos principios mecánicos como por ejemplo los principios de la mecánica de rotación deben tenerse en cuenta al considerar el problema de la estabilidad. Como se ha observado en lo expuesto en esta sección, la principal causa de la pérdida de la estabilidad en los sistemas de potencia la constituyen los disturbios o fallas, bien motivadas por cortocircuitos o por operaciones inadecuadas de los elementos del sistema creando condiciones anormales que sobrepasan los límites de estabilidad. Es por lo tanto muy importante, que al proyectar la protección de un sistema se deban tomar en consideración estos límites con el fin de que la protección opere oportunamente, evitándose con ello, la pérdida de sincronismo y sus consecuencias posteriores.

La interconexión de sistemas trae consigo tantos beneficios, que es preocupación actual de muchos países (entre ellos el nuestro), encontrar la forma de unificar frecuencias con el fin de constituir una extensa red interconectada para lograr una distribución más rentable de la energía eléctrica generada desde —

los puntos de vista técnico-económicos. A continuación se expondrán las ventajas que trae consigo la interconexión de sistemas.

Antiguamente, cuando los sistemas operaban aisladamente existía gran temor cuando se pensaba instalar unidades generadoras de gran tamaño, no obstante que se conocía, que los gastos de generación de la energía disminuían al aumentar el tamaño de las máquinas. Este temor se basaba en el hecho de que al usar unidades mayores, se requieren más reservas de generación en previsión de las interrupciones de servicio de alguna unidad ya sea por emergencia o por causas de fuerza mayor. En otras palabras un porcentaje pequeño de la unidad más grande estaba disponible como potencia firme porque una proporción grande debía ser asignada como reserva. Finalmente, el costo de la capacidad extra no utilizada absorvía las economías debidas a la instalación de unidades mayores. El punto de equilibrio económico determina en una gran parte la expansión más económica.

Este equilibrio económico, limita la aplicación de unidades mayores solamente en el caso de un sistema aislado, pudiendo ser invalidado por la interconexión de varios de ellos, lo cual constituye la solución más general al problema de utilizar generadores mayores dentro de las normas de confiabilidad.

La confiabilidad es la consideración más importante en la planeación de la expansión de la capacidad generadora, en la mayoría de los sistemas la interconexión con sistemas vecinos permite compartir las reservas de generación y así obtener ahorros substanciales en el costo inicial y en el de producción.

Para realizar interconexiones entre sistemas de gran capacidad se ha recurrido a la transmisión de alta tensión y aún con este costo adicional estos amarres resultan económicamente ventajosos. Como ilustración, supongamos un sistema hipotético con una carga presente de 1000 MW. y una, pronosticada a 5 años de 1600 MW. Si no hubiera interconexiones, los generadores planeados para los siguientes 5 años podrían ser: 2 unidades de 100 MW c/u, 2 unidades de 125 MW c/u y una unidad de 150 MW que hacen un total de 5 unidades con los 600 MW de expansión requeridos. Estos tamaños pueden ser determinados mediante la práctica normal relativa a los márgenes de generación y reservas instantáneas establecidas y contenidas en reglas empíricas. Del ejemplo anterior se deduce que el sistema tendría que llevar reservas instantáneas iguales a la mayor unidad en servicio. Además la mayoría de los sistemas no interconectados requieren una capacidad mínima instalada de 115 a 120% del pico de carga del sistema, ocasionado por una segunda previsión para contingencia.

Aún con este margen la pérdida completa de una estación durante el periodo de pico puede representar la interrupción total en el sistema. Una ganancia económica importante puede obtenerse para este sistema a través de interconexiones de alta capacidad. Una línea de amarre de 200 a 250 MW permitiría usar unidades individuales de por lo menos 200 MW. Además la capacidad total instalada podría ser reducida puesto que la segunda contingencia se suministraría con las reservas de los sistemas adyacentes.

La interconexión de sistemas proporciona también ventajas y economías en la determinación de la reserva instantánea. Continuemos con el sistema de 1000 MW escogido como ilustración y supongamos que se encuentra interconectado con otros, teniendo el supersistema de potencia una carga pico anual de 6000 MW con un pico mínimo diario de 3000 MW. Usando de nuevo nociones generales y aplicando reglas empíricas conocidas, podemos decir que se requiere que cada sistema mantenga una reserva instantánea del 10% de su carga total. Con el pico mínimo diario del supersistema de 3000 MW, un mínimo de 300 MW como reserva instantánea en el pico está disponible para el sistema supuesto de 1000 MW, dado que la reserva completa del supersistema está disponible para cualquiera de los sistemas componentes para emergencias.

Para enfatizar esta ventaja, supongamos que en lugar de las 5 máquinas especificadas anteriormente se compran 3 con las siguientes capacidades: 150, 200 y 250 MW para el total de 600 MW requeridos. En un día en que la carga pico del sistema no exceda 545 MW, se necesitan únicamente estas 3 máquinas ya que 600 MW corresponden a una carga de 545 más el 10% de reserva instantánea. Una práctica actual para sistemas sin interconexiones es mantener la reserva instantánea igual a la capacidad de la mayor unidad en operación, en este caso, sin las interconexiones, se requeriría una reserva instantánea de por lo menos 250 MW, aparte de la carga del sistema. En cambio, con los sistemas interconectados como se vió en líneas arriba, sólo se requerirían 55 MW para reserva instantánea. De esta manera las interconexiones proveen las economías inherentes en las unidades mayores.

La formación de supersistemas para aprovechar estos beneficios, acelera la tendencia hacia la transmisión de la energía en alta tensión, en donde la protección debe planearse con mayor cuidado ya que constituye el único medio de asegurar un servicio que satisfaga las necesidades actuales.

11.3.3.- PRINCIPIOS DE PROTECCION DIFERENCIAL. - En esta sección se establecerá el principio fundamental de la protección diferencial, ya que, en los capítulos siguientes se aplicará, en cada caso, a la protección particular de cada uno de los elementos principales de un sistema de potencia.

El método de protección diferencial es conocido desde hace mucho tiempo, no obstante, en la protección moderna de sistemas de potencia es indispensable pues constituye un importante principio de protección. La gran ventaja de esta protección estriba en el amplio margen de aplicación, pues lo mismo se puede emplear para proteger un alternador, que un transformador, que una línea o un elemento cualquiera del sistema y en todos ellos, opera con el máximo de selectividad y el menor tiempo de desconexión.

El principio de funcionamiento de la protección diferencial se basa en la comparación de las corrientes a ambos lados de la parte de la instalación a proteger. El tramo protegido se limita en cada extremo por transformadores de corriente, cuyas corrientes secundarias son comparadas en magnitud y fase en un

relevador diferencial. Cuando la parte de la instalación a proteger está exenta de averías, las intensidades primarias que circulan a ambos lados están entre sí, en una determinada relación y las corrientes secundarias deben concordar en magnitud y fase para poder ser comparadas, en caso necesario, ésta concordancia se logra, por ejemplo, en el caso de protección de transformadores de potencia por medio de transformadores intermedios como se explicará más adelante al tratar la protección de transformadores de potencia. En el caso de que el tramo protegido esté exento de averías, la diferencia de intensidades en la parte secundaria es nula y por el relevador diferencial, conectado en la unión transversal de los dos transformadores, no pasa intensidad. En la fig. 2.9 se muestra el esquema simplificado de la protección diferencial para el caso de servicio normal.

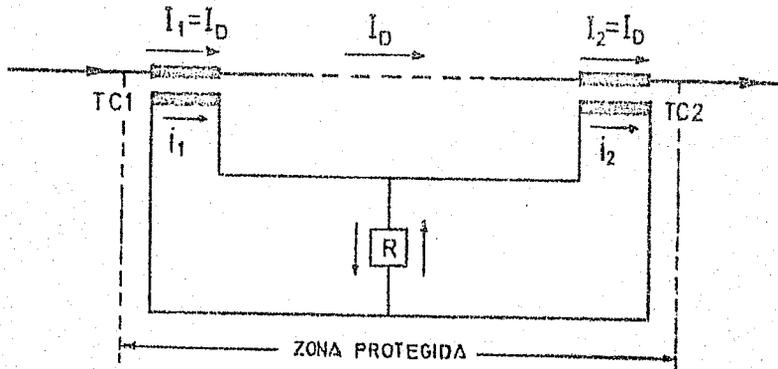


FIG. 2-9

Ambos transformadores de corriente TC1 y TC2 modifican las intensidades primarias i_1 e i_2 en las intensidades secundarias i_1 e i_2 . Bajo condiciones normales de operación o de cortocircuito exterior, la relación $i_1 : i_2$ permanece constante. Si se utilizan buenos transformadores de corriente, las intensidades secundarias también son prácticamente iguales entre sí y por consiguiente la diferencia que recibe el relevador colocado en la diagonal es nula. En un cortocircuito exterior, a la zona protegida, con intensidades de cortocircuito elevadas, se puede presentar una corriente de falla i_d en el circuito secundario, a pesar de persistir la misma relación entre i_1 e i_2 . Esto se debe a la saturación de alguno de los 2 transformadores de corriente, pues más allá del punto de saturación las corrientes secundarias cesan de crecer en proporción a la elevación de la magnitud de las corrientes primarias. Consideremos por ejemplo, que el transformador TC2 se satura, desde ese momento, i_2 permanece aproximadamente constante, mientras que i_1 sigue aumentando, ya que el transformador TC1 aún transforma correctamente. La corriente secundaria i_1 consta por lo tanto, de una parte en igualdad de fase con i_2 y del exceso, que como diferencia $i_1 - i_2 = i_d$ circula por la diagonal. La corriente en fa-

se se designará como i_f . En el caso de que el transformador TC1 sea el que se satura, las condiciones serán las mismas excepto que la corriente de balanceamiento i_d será proporcionada por el transformador CT2. Para el presente análisis se supondrá que el transformador TC2 es el saturado. Puesto que lo más probable es que la corriente de balanceamiento y la corriente circulante no estén en fase, tomaremos un ángulo entre i_f e i_d y lo designaremos como ψ . En la fig. 2-10 se muestra el diagrama vectorial de las corrientes de una conexión diferencial suponiendo que i_2 es más pequeña que i_1 pues como dijimos anteriormente el transformador de corriente TC2 es el saturado.

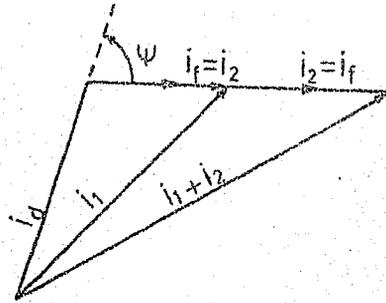


FIG. 2-10

Del diagrama anterior se obtiene las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} i_2 &= i_f \\ i_d &= i_1 - i_2 \\ i_1 &= |i_f + i_d| \\ |i_1 + i_2| &= |i_d + 2i_f| \end{aligned}$$

Para discutir el problema de la estabilización de la protección diferencial — deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- 1).- Para el caso de fallas externas, la suma geométrica de $i_1 + i_2$ (corrientes secundarias) será siempre más grande que la diferencia $i_1 - i_2$. Esta diferencia es la provocada por disturbios o por la saturación de alguno de los transformadores de corriente y es designada por i_d

$$|i_1 + i_2| > |i_1 - i_2|$$

$$|i_1 + i_2| > i_d$$

- 2).- Para el caso de fallas internas, prescindiendo de la corriente de carga — la corriente real de falla i_d será siempre mayor, o por lo menos igual, — si el circuito es alimentado solamente por un extremo, a la suma de las—

corrientes secundarias $|i_1 + i_2|$, es decir:

$$|i_1 + i_2| \leq |i_1 - i_2|$$

$$|i_1 + i_2| \leq i_d$$

Por lo tanto, sólo se necesita comparar entre sí, la suma geométrica de las corrientes secundarias con la diferencia geométrica de las mismas para obtener un criterio definido que permita determinar si la falla se encuentra dentro o fuera de la zona protegida. La comparación se efectúa por medio de un relevador del tipo de porcentaje mecánicamente balanceado, que es el más sencillo utilizado para este objeto, y cuya construcción es similar al de una balanza. En cada brazo cuelga una bobina electromagnética, actuando una de ellas en sentido de bloqueo por la suma geométrica de las corrientes, y la otra, en sentido de disparo, por la diferencia geométrica. Es práctica actual simular el relevador de porcentaje mecánicamente balanceado por medio de un circuito en el cual las corrientes alternas son primeramente rectificadas y las corrientes directas resultantes son comparadas eléctricamente por medio de un relevador de corriente continua polarizado, como se muestra en la fig. 2.11.

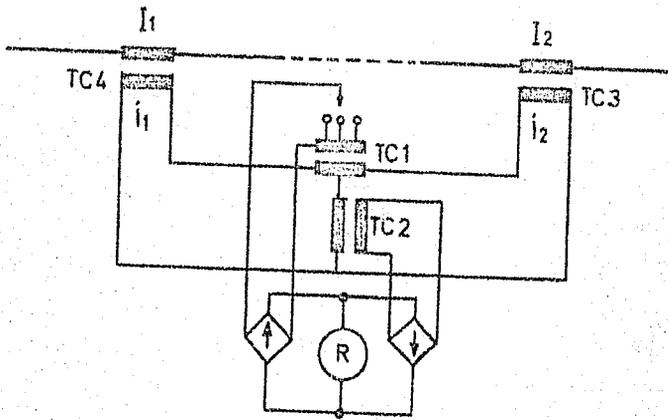


FIG. 2-11

En el transformador de corriente TC1 se forma la suma geométrica, mientras que por el transformador de corriente TC2, situado en la diagonal de los transformadores de corriente TC3 y TC4 pasa la diferencia $i_1 - i_2 = i_d$. Según sea mayor la suma o la diferencia, circulará por el relevador una corriente de diferente dirección. Este relevador está también equipado de un resorte o muelle de retención, que permite el ajuste de su sensibilidad determinándose el valor de reacción del mismo. La fuerza de retención es introduci-

da a los cálculos con su valor C . También se introduce en el cálculo el factor de reducción "k" que denota la relación en la cual el efecto de polarización es reducido y en la conexión de la fig. 2.11 está representada por los taps.

Como ya se explicó anteriormente, debido a errores inevitables en los transformadores de corriente se pueden suscitar falsos disparos de los relevadores de protección principalmente cuando se presentan cortocircuitos exteriores, con los cuales, la corriente puede ascender a un múltiplo de la corriente nominal y llegar a alcanzar la zona de saturación de alguno de los transformadores de corriente. Es por ello necesario estabilizar la protección diferencial contra esos disparos indeseables. En la fig. 2.12 se muestra el esquema de conexión de la protección diferencial estabilizada.

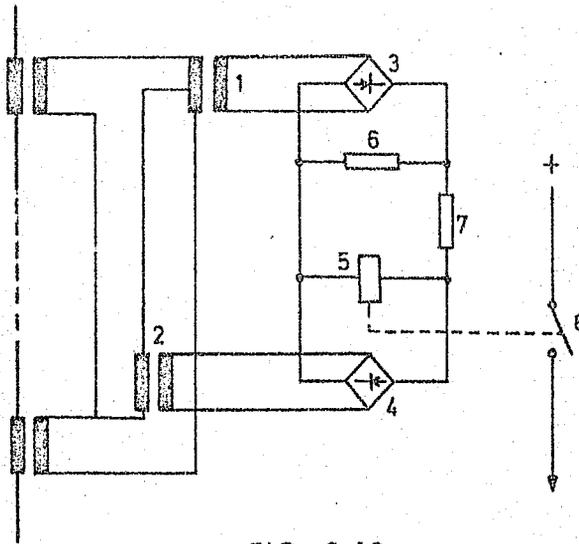


FIG. 2-12

En el circuito longitudinal de los transformadores de corriente principales se encuentra el devanado primario del transformador intermedio 1, y en la diagonal el transformador intermedio 2. A los secundarios de estos transformadores intermedios se conectan los rectificadores 3 y 4, con polaridad opuesta, formando una conexión puente, en cuya diagonal se encuentra el relevador polarizado 5. El rectificador 3 recibe la corriente suma geométrica ($i_1 + i_2$). El relevador 5 se conecta de tal manera que la intensidad suministrada por el rectificador 3 actúe en el sentido de bloqueo (abriendo el contacto 8), y la intensidad suministrada por el rectificador 4, en sentido de disparo (cerrando el contacto 8). En paralelo con el rectificador 3 se conecta una resistencia (6) que forma parte de la corriente continua de estabilización y no la deja llegar al relevador. Por medio de la resistencia (7) se impide que la corriente dife-

rencia circule por la resistencia (6). En la fig. 2.13 se representa la dependencia del de reacción del relevador en relación con la corriente suma $i = i_1 + i_2$. La pendiente de las características se puede variar según se desee, por medio de las resistencias 6 y 7.

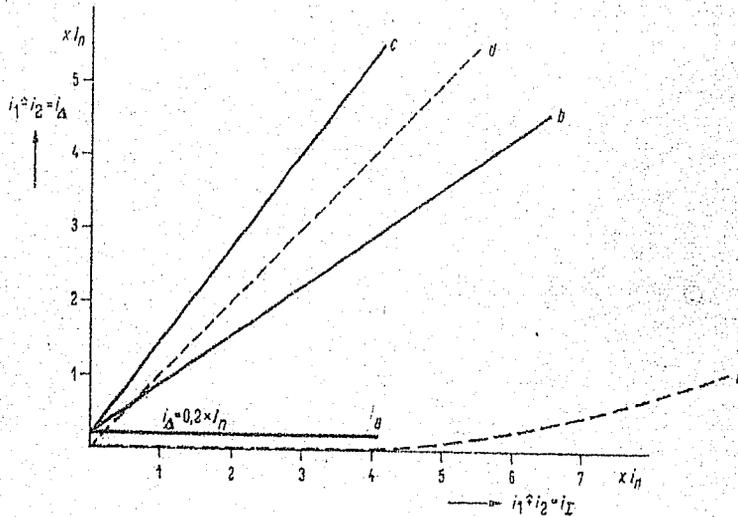


FIG. 2-13

- a.- Valor de reacción sin estabilización
- b.- Valor de reacción con estabilización moderada
- c.- Valor de reacción con fuerte estabilización
- d.- Intensidad diferencia en el caso de averías interiores.
- e.- Intensidad diferencia en el caso de averías exteriores o por saturación de transformadores.

CAPITULO III

PROTECCION DE GENERADORES

III.1.- GENERALIDADES

En las centrales eléctricas, los generadores representan elementos valiosos que tienen que ser protegidos, de manera tal que al producirse cualquier avería, se cuente con aparatos de protección que operen la inmediata desconexión de aquellos. Si ésta se realiza con suficiente rapidez, los daños producidos son limitados la mayoría de las veces, pudiendo subsanarse con gastos y tiempos reducidos.

En virtud de que los generadores son los elementos de un sistema de Potencia que se encuentran sujetos a un mayor número de fallas, es preocupación actual protegerlos contra todas ellas procurando mantener la protección lo más simple, eficaz y segura que se pueda. Esto conduce a divergencia de opiniones al tratar de elegir una protección adecuada de generadores.

La elección debe hacerse cuidadosamente, puesto que operaciones inadvertidas o falsas de los relevadores originan serias fallas de operación, por ejemplo la desconexión innecesaria de un generador de tamaño considerable puede sobrecargar el resto del sistema y causar oscilaciones de potencia que pueden poner fuera de servicio a toda una instalación. Por otro lado dificultades para localizar y aclarar prontamente una falla puede causar daños mayores y más costosos en los generadores, de ahí que la protección deba ser selectiva. En los generadores sucede un fenómeno distinto que no se presenta en otros elementos, pues el operar el interruptor para aislar un generador averiado no es suficiente para prevenir daños posteriores, puesto que el generador continuará suministrando potencia a el embobinado del estator mientras no se haya suprimido la excitación.

Muy pocos generadores tienen un interruptor trifásico adicional para desconectar el embobinado, por lo tanto, es necesario anular el campo, cortar el vapor, agua o combustible suministrado al primotor para reducir al mínimo los daños.

Se acostumbra al ocurrir una falla en los embobinados de un generador bombear dentro del mismo dióxido de carbono para extinguir cualquier principio de incendio del aislamiento a causa de la falla y que pudiera ser propagado por el movimiento del rotor.

Finalmente, los relevadores no deben operar innecesariamente durante el arranque o puesta en marcha de los generadores. En las secciones subsecuentes serán tratados los tipos de protecciones más comunes en los generadores procurando exponer los métodos más modernos.

III.2. - PROTECCION DEL ESTATOR DEL GENERADOR CONTRA CONTACTOS A TIERRA

La falla que más frecuentemente ocurre en el estator de un generador de alta tensión, es la perforación del aislamiento de una fase hacia el paquete de chapas el cual se encuentra puesto a tierra, llamándose a esta falla contacto a tierra del estator. A través de tal falla en una red con neutro aislado, fluye sólo a tierra la corriente capacitiva de la red o en una red con neutro puesto a tierra a través de una bobina.

La experiencia ha demostrado que en tal punto de falla las pequeñas corrientes de duración media, todavía no provocan daños profundos en el hierro. Por el contrario las corrientes con intensidades de unos 20 A o más, pueden causar notables daños en el paquete de chapas, aún cuando la duración sea más breve.

Si las corrientes a tierra tienen intensidades reducidas, el paquete de chapas de un generador sólo queda expuesto a peligro en menor grado, sin embargo, cuando el contacto a tierra subsiste por tiempo prolongado se daña frecuentemente el aislamiento del conductor correspondiente en mayor extensión afectando incluso el aislamiento del devanado vecino, con lo cual puedan ocurrir cortocircuitos entre espiras de la misma fase o entre fases con efectos mucho más graves.

Además, con el contacto a tierra de una fase aumenta la tensión a tierra de la fase no afectada, lo que puede conducir a otra perforación de una fase sana hasta este instante, produciendo un contacto doble a tierra cuyos efectos en el estator de un generador son similares a los de un cortocircuito.

Para evitar mayores daños en el generador hay que pretender desconectar, lo más rápidamente posible de la red cualquier contacto a tierra en un alternador que conduzca una corriente destructiva para el hierro del estator o el aislamiento, o que provoque un aumento de la tensión a tierra peligrosa para las fases sanas, y desexcitar además el alternador.

La medición selectiva de un contacto a tierra del estator con gastos económicos soportables, proporciona frecuentemente ciertas dificultades.

A continuación se citarán los nuevos procedimientos y medios que se utilizan para este fin, teniendo en cuenta la forma en que el generador está conectado a la red.

Si varios generadores a proteger trabajan sobre barras colectoras comunes, la protección del contacto con la armazón (contacto a tierra) tiene que actuar selectivamente distinguiendo entre contactos a tierra por el lado del generador y contactos a tierra por el lado de la red, lo cual, requiere aparatos adicionales. Por el contrario tratándose de generadores que trabajan directamente sobre un transformador, se emplean dispositivos sencillos de protección contra el citado contacto, porque la selectividad está asegurada debido a la separación galvánica que proporciona el transformador entre el generador y la

red, de aquí, que salgan sobrando medios auxiliares especiales para la distinción entre contactos a tierra por el lado de la red y contactos a tierra por el lado del generador.

Cabría imaginar incluir el contacto a tierra o contacto con el paquete de chapas del generador dentro de la protección diferencial. En principio esto sería posible, pero prácticamente no lo es la mayoría de las veces, puesto que la protección diferencial no está ajustada muy sensiblemente con referencia a los cortocircuitos y las corrientes de contacto a tierra como se dijo anteriormente, casi nunca alcanzan valores que provoquen la respuesta del relevador diferencial.

Se distinguen por lo tanto fundamentalmente dos diferentes disposiciones para captar los contactos a tierra del estator:

- a.- Protección del estator contra contactos a tierra para alternadores que trabajen directamente sobre barras colectoras (sin intercalar un transformador) fig. 3-1
- b.- Protección del estator contra contactos a tierra para alternadores que estando conectados en bloque trabajan sobre un transformador. fig. 3-2

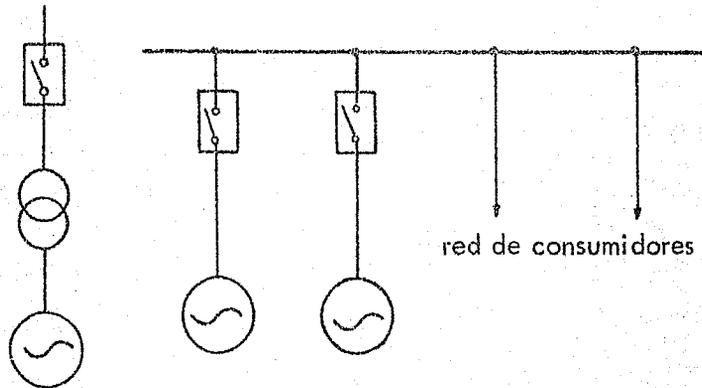


FIG. 3-1

FIG. 3-2

III.2.1.- ALTERNADORES QUE TRABAJAN DIRECTAMENTE SOBRE BARRAS COLECTORAS.- Como se ha dicho anteriormente, no es posible, tratándose de alternadores que trabajan directamente sobre barras colectoras, determinar selectivamente el punto de falla midiendo sólo el desplazamiento de la tensión a tierra que ocurre bajo un contacto a tierra, por el contrario, la corriente que fluye a tierra a través del punto de falla, es un criterio determinante. Hay que tener en cuenta, además, que cuando más cerca esté el lugar de contacto a tierra del punto neutro del embobinado del generador tanto más pequeñas son las tensiones que actúan en el contacto a tierra y tanto menores tam —

bién las corrientes de la avería.

En general para crear una protección de contacto a tierra utilizable, se aumenta artificialmente la corriente del contacto por ejemplo, llevando a tierra el centro de la estrella del generador a través de una resistencia de valor apropiado como se indica en la fig. 3-3

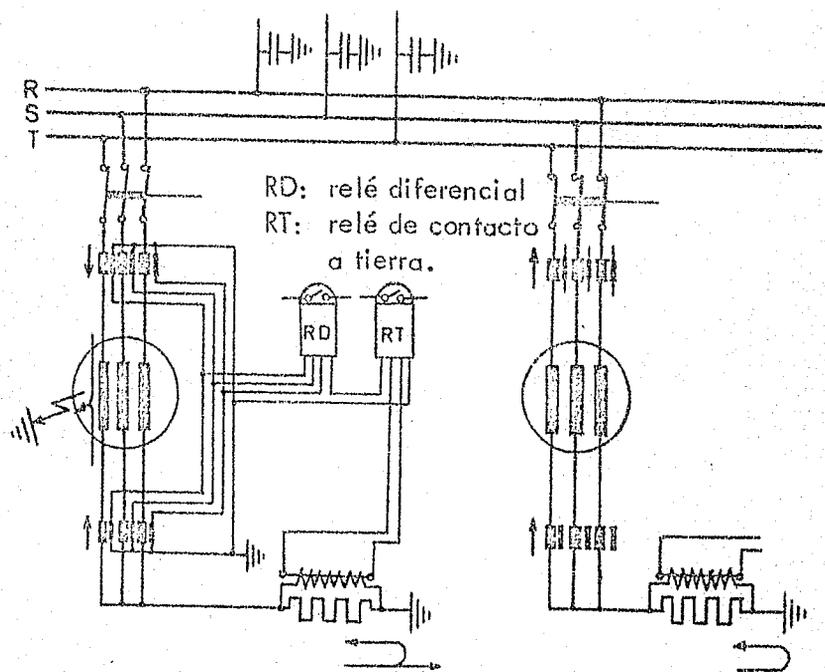


FIG. 3-3

La magnitud de la resistencia se desprende de la condición de que si se produce un contacto de los bornes del generador a tierra, que es el que ocasiona la máxima corriente de avería, ésta alcanza sin embargo, solamente un valor incapaz de producir destrucciones sensibles. Este valor viene a ser de unos 5 A, cuanto más se desplaza la avería hacia el centro de la estrella del embobinado, tanto menor se hace la corriente que circula por la resistencia de contacto a tierra, hasta hacerse nula cuando la avería coincide con dicho centro de la estrella. En la disposición mostrada en la fig. 3-3, un transformador de tensión en paralelo con la resistencia a tierra trabaja, sobre la bobina de tensión de un relevador vatimétrico de contacto a tierra, cuya bobina de intensidad está recorrida por la corriente de la protección diferencial ya existente. En caso de un contacto a tierra en el generador, las corrientes que circulan en los transformadores de intensidad de la protección diferencial no se compensan a cero, sino que engendran corrientes residuales que recorren el relevador diferencial sin lograr desengancharlo, debido a su ajuste poco sensible. Pero si esta corriente se hace pasar por la bobina de intensidad del relevador vatimétrico de contacto

a tierra, entonces, en caso de contacto con la armazón, ambas bobinas se excitan, el relevador responderá, y el interruptor y la desexcitación se desenganchan. Cuanto más cerca se produce el contacto a tierra del centro de la estrella del embobinado, tanto menor resulta el momento de giro del relevador de contacto a tierra, el cual disminuye cuadráticamente, porque es proporcional a la tensión en la resistencia a tierra y a la corriente de avería. En lo normal, este dispositivo sirve para proteger aproximadamente el 70% del embobinado. Si se produce un contacto a tierra en un generador y hay en paralelo otro protegido en la misma forma, vendrá éste a trabajar igualmente sobre el lugar del contacto a tierra, con lo cual la corriente a tierra aumentará. El relevador vatimétrico de contacto a tierra del generador sano no puede, sin embargo, desengancharse puesto que su bobina de intensidad no está excitada, porque la protección diferencial no puede proporcionar corriente alguna. Por otro lado si en la red existe un contacto a tierra, circulará a través de cada generador una corriente adicional hacia el lugar de la avería, corriente que se cierra por las resistencias a tierra. Tampoco ahora se provoca el desenganche puesto que no se engendra ninguna corriente residual en la protección diferencial con lo que el relevador vatimétrico de contacto a tierra permanece sin excitación en el camino de la corriente. Con este estudio se comprueba la propiedad selectiva de esta protección pues el relevador de contacto a tierra no debe reaccionar con contactos a tierra que se presenten en la red y debe, por otro lado, distinguir selectivamente entre todos los generadores que trabajan en paralelo, solo aquel, en el que se presenta la falla para ordenar el desenganche del mismo. En el servicio en paralelo de varios generadores es por eso ventajoso engendrar en común para todos ellos la corriente a tierra suficientemente grande para activar los relevadores. El medio para engendrar esa corriente a tierra conjunta, consiste en hacer obrar sobre una resistencia óhmica conectada a un centro de estrella artificial sacado de las barras colectoras comunes como se muestra en la fig. 3-4 en donde se observa también que para medir la corriente que circula por el punto de falla se intercalan entre el generador y las barras colectoras 3 transformadores de intensidad cuyos secundarios se unen en la conexión de suma y se empalman a un relevador de contacto a tierra. En párrafos anteriores se discutió la protección de contactos a tierra del estator por medio de relevadores vatimétricos, hoy en día se emplean como relevadores de contacto a tierra exclusivamente relevadores de corriente por las ventajas que representan éstos en relación con los vatimétricos. Aplicando relevadores vatimétricos contra contactos a tierra del estator normalmente utilizados hasta la fecha, se requiere adicionalmente para que reaccione el relevador, una tensión de desplazamiento cuyo vector tenga la posición correcta. Al presentarse un contacto a tierra permanente en la red y procesos de maniobra, se puede presentar una reacción errónea aún cuando se

empleen relevadores vatimétricos ya que la frecuencia de la corriente de falla de suma de los transformadores de medida corresponde a la frecuencia del generador con cierto contenido adicional de armónicas y pudiera tener una posición vectorial que en combinación con la tensión de desplazamiento resultaría la reacción del relevador de contacto a tierra. Fué muy difícil aclarar el motivo de tales disparos erróneos puesto que de la comprobación de la protección bajo condiciones estacionarias resultó siempre un funcionamiento correcto. Como otra desventaja del empleo de relevadores vatimétricos se debe considerar el par motor, el cual decrece con el cuadrado de la corriente a tierra y la tensión a tierra. Para conseguir una dependencia lineal, se han tomado frecuentemente medidas especiales tales como dispositivos para mantener constante la tensión, selección de la misma o la de diversas fases de un sistema trifásico intacio, artificialmente creado.

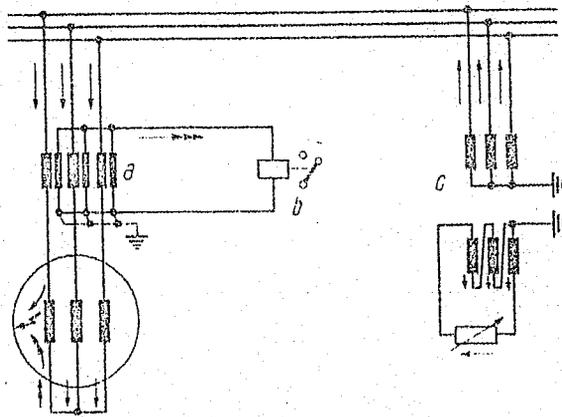


FIG. 3-4

- a: transformador de intensidad
- b: relevador de contacto a tierra
- c: generador de corriente a tierra.

Un relevador de corriente pura a modo de uno de contacto a tierra es más sencillo y ventajoso. Como es lógico, provocaría más disparos erróneos al relevador anteriormente citado, ya que reaccionaría a cada corriente de falla de suma de intensidad suficiente sin considerar la tensión de desplazamiento bajo un contacto a tierra. Mediante un dispositivo sencillo de compensación, se puede proporcionar amplia seguridad contra disparos erróneos al relevador de corriente pura a modo de uno de contacto a tierra.

Se intercala para tal fin un pequeño transformador intermedio en la línea de vuelta del punto estrella correspondiente a un segundo grupo de transformadores de medida instalado en el neutro del generador para otros fines, o bien al utilizar los transformadores de medida de la protección diferencial, en la conexión del punto estrella que va al grupo inferior de estos transformadores. El lado secundario alimenta un rectificador que se une en conexión de puente al relevador de contacto a tierra propiamente dicho. Mientras la corriente a tierra provoca en el relevador un par de disparo, la corriente de compensación efectúa un par motor en la dirección de bloqueo. Si se produce una falla en el generador, la compensación queda casi sin efecto ya que la corriente a tierra no ocasiona alguna en el grupo de transformadores de intensidad del neutro. fig. 3-5.

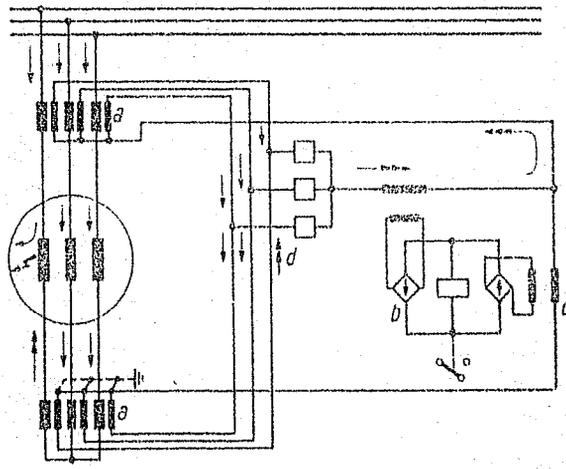


FIG. 3-5

- a.- transformadores de intensidad para la protección diferencial
- b.- relevador de contacto a tierra
- c.- transformador intermedio de compensación en el relevador de contacto a tierra
- d.- relevador diferencial

Sólo el grupo de transformadores de intensidad situado entre el alternador y las barras colectoras, suministra bajo un contacto a tierra la corriente de reacción para el relevador. Por otra parte cuando el alternador participe en la punta de corriente al conectar un transformador o algún motor situado en la red, se aprovechan ambos grupos de estos transformadores, actuando el dispositivo de compensación sobre el relevador en sentido de bloqueo. Modificando la carga de los transformadores de intensidad y adaptando la relación del

transformador intermedio de compensación, el efecto compensador se puede dimensionar en cada caso tan ventajosamente que se excluyen los disparos no deseados.

Para la compensación de las corrientes falsas se aprovecha por tanto una parte de estas mismas, con lo cual resulta, frente al efecto de disparo de estas corrientes, el efecto igual o aún más elevado en el sentido de bloqueo. El dispositivo de compensación casi no afecta la sensibilidad de la protección.

Otra ventaja de los relevadores de corriente pura es que con ellos se obtiene una protección contra contactos a tierra del 100%, lo que no se consigue con relevadores variométricos, pues no son capaces de captar contactos a tierra cerca del neutro, en la forma tan sencilla como la indicada anteriormente.

De manera contraria a como ocurre en las conexiones de bloque, un contacto a tierra cerca del neutro puede exponer a peligro en mayor grado a los generadores que trabajan directamente sobre barras colectoras. Mientras que en el primer caso la corriente bajo un contacto a tierra cerca del neutro siempre es muy pequeña, la intensidad de la misma depende en el segundo caso de la magnitud de la tensión de las armónicas y de la extensión de la red. Tratándose de redes extensas, los contactos a tierra en el neutro del generador o cerca del mismo podrían provocar corrientes a tierra de 20 a 30 A o aún más y destruir en caso dado el paquete de chapas del estator.

Afortunadamente ocurren muy raras veces los contactos a tierra en el neutro, por lo cual, se desiste normalmente del empleo de una protección del 100%, siendo ineconómicamente los gastos necesarios para tal fin. Sin embargo, cuando sea posible obtener tal protección de la manera arriba descrita sin gastos adicionales, se considerará como una ventaja absoluta.

III.2.2.- GENERADORES CONECTADOS EN BLOQUE CON UN TRANSFORMADOR.- Los contactos a tierra que ocurren en el lado de la tensión superior, no se transmiten directamente sobre el lado de la tensión inferior dada la separación galvánica. La presencia de una tensión de desplazamiento a tierra en el lado de tensión inferior se puede aprovechar por tanto como criterio de un contacto a tierra. Se intercala usualmente, entre el alternador y el transformador, un transformador de 5 columnas cuyo devanado secundario se conecta en triángulo abierto y se empalma, a través de una resistencia en serie, a un relevador sensible de intensidad o bien directamente a un relevador de tensión. Si no hay contacto a tierra alguno, el devanado del triángulo abierto queda sin tensión. Un contacto a tierra en los bornes del alternador provoca la plena tensión de desplazamiento cuya magnitud corresponde a 3 veces la tensión por columna del transformador de cinco columnas. Al ocurrir contactos a tierra en el devanado del alternador, la tensión de desplazamiento se reduce proporcionalmente a la del devanado del punto en cuestión respecto a tierra. Si hay un contacto a tierra en el punto neutro del alternador no aparece ninguna tensión de desplazamiento de las ondas básicas.

Sin embargo, incluso un contacto a tierra en el lado de la tensión superior — provoca cierta tensión de desplazamiento a tierra en el lado de tensión infe — rior, dada la capacidad que hay entre ambos lados del transformador (C_T)

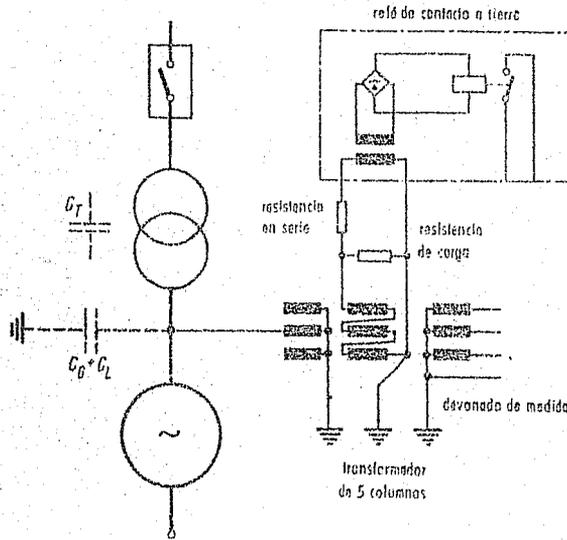


FIG. 3-6

La magnitud de esta tensión depende, contrariamente a como ocurre con la — tensión de desplazamiento ocasionada por un contacto a tierra en el lado de — tensión inferior, de la relación existente entre la resistencia capacitiva C_T y la resistencia total del lado de la tensión inferior a tierra (líneas de unión entre transformador y alternador contra tierra, así como entre alternador y el lado de tensión inferior del transformador contra tierra) así como de la resistencia aparente del transformador de 5 columnas. Si, dada la capacidad del — transformador C_T , la resistencia a tierra en el lado de la tensión inferior fue — se ya relativamente pequeña por haber un cable largo entre el transformador — y el generador, al ocurrir un contacto a tierra en el lado de tensión superior — es igualmente pequeña la caída de tensión a tierra en el transformador de 5 — columnas y, con ello, la tensión producida en el secundario. Esta tiene que — permanecer siempre tan reducida que quede con seguridad por debajo de la — tensión de reacción mínima del relevador de contacto a tierra. Para conse — guirlo en todos los casos, se aplica al lado secundario del transformador de 5 — columnas, una resistencia de carga calculada de tal modo que la resistencia — del lado primario sea suficientemente pequeña para mantener con seguridad — por debajo del límite de reacción del relevador la caída de tensión que se pro — duce en el lado de la tensión inferior habiendo contactos a tierra en el lado — de tensión superior.

Como relevador de contacto a tierra se emplea generalmente uno de corriente muy sensible y con gran capacidad de sobrecarga que se instala usualmente junto con la protección diferencial en una caja. El relevador de medida propiamente dicho es del tipo de bobina móvil al que se conectan en serie un rectificador y un transformador intermedio. Utilizando tal equipo económicamente soportable, es posible captar selectivamente los contactos a tierra en el generador, así como en los conductores de conexión que van al transformador y en el embobinado de tensión inferior del mismo. Con este tipo de protección se obtienen una zona de protección del 90% aproximadamente.

Los contactos a tierra en el punto neutro o en sus cercanías inmediatas por el contrario, no son captadas mediante el arreglo citado en la fig. 3-6. Plantéandose el problema de si es absolutamente necesario exigir una protección del 100% contra contactos a tierra o si puede considerarse como suficiente una zona de protección del 90% por ejemplo. Atendiéndose a las experiencias obtenidas en la práctica, se puede decir que en la mayoría de los casos aparecen contactos a tierra en generadores en las cercanías de los bornes, reduciéndose muy fuertemente la parte proporcional de los mismos hacia el neutro, los contactos a tierra que ocurren en el 20 o 10% final de los embobinados contado a partir del neutro del alternador, son muy raros, lo que es lógico puesto que el aislamiento de la mayoría de los generadores tiene en el neutro el mismo espesor que en cualquier otra parte, alcanzando por el contrario la sollicitación del devanado por la tensión a tierra en el neutro o en las cercanías del mismo, sólo una fracción de las demás sollicitaciones.

Sin embargo, como se ha dicho anteriormente, se presenta el peligro de que el aislamiento del devanado afectado por la falla se destruya en forma considerable, pudiendo afectar incluso los devanados vecinos. Es preciso por tanto, desconectar el generador y subsanar la falla tan pronto como se haya determinado un contacto a tierra en el neutro.

Considerando estos puntos de vista, debería tenerse en cuenta en cierto grado una protección contra contactos a tierra del 100% que captase éstos, aún cuando ocurran en el neutro los gastos necesarios para este fin tendrían que mantenerse en límites económicamente aceptables respecto al objeto total y a la importancia de protección misma.

Para alcanzar una protección de los generadores contra contactos a tierra del 100% en los modelos usuales se aplica hasta la fecha una tensión alterna o continúa al neutro del generador o a un neutro formado artificialmente. Aún bajo contactos a tierra en el neutro o cerca del mismo, esta tensión provoca una corriente que se utiliza para captar contactos a tierra. Este método requiere un gasto notable de aparatos, aplicándose, sólo en el caso de que se justifique dicho gasto.

III.3.- PROTECCION DEL ROTOR DEL GENERADOR

También en el rotor puede originarse un contacto entre el devanado de excitación y el hierro. Aunque en principio, un contacto de esta naturaleza no representa nada grave, sin embargo en el caso de producirse después un segundo contacto, quedaría una parte del devanado de excitación en cortocircuito. Los distintos polos de la máquina no tendrían entonces el mismo número de amper-vueltas, con lo que sus flujos vendrían a ser distintos y aparecerían en el rotor fuerzas radiales capaces de provocar en él, fuertes vibraciones que lo hagan peligrar.

La protección utilizada en el rotor contra contactos a tierra fig. 3.7 capta todos los contactos a tierra que ocurren en el devanado del rotor del generador, en el inducido de la excitatriz, en el colector y en los conductores galvanicamente unidos al circuito de excitación. Se aplica para dicha protección al circuito del rotor, una pequeña tensión alterna a tierra (30 a 50 V 50 c/s), que se puede tomar de los transformadores de tensión o del devanado de medida conectado en la reactancia de puesta a tierra. Esta tensión se conecta a través de un transformador de separación (3) incorporado en la protección al conjunto conectado en serie: tierra, relevador de bobina móvil con rectificador y transformador de medida (1) antepuestos: condensador (2) (para bloquear la tensión continua), divisor de tensión óhmico o capacitivo (4), circuito del rotor.

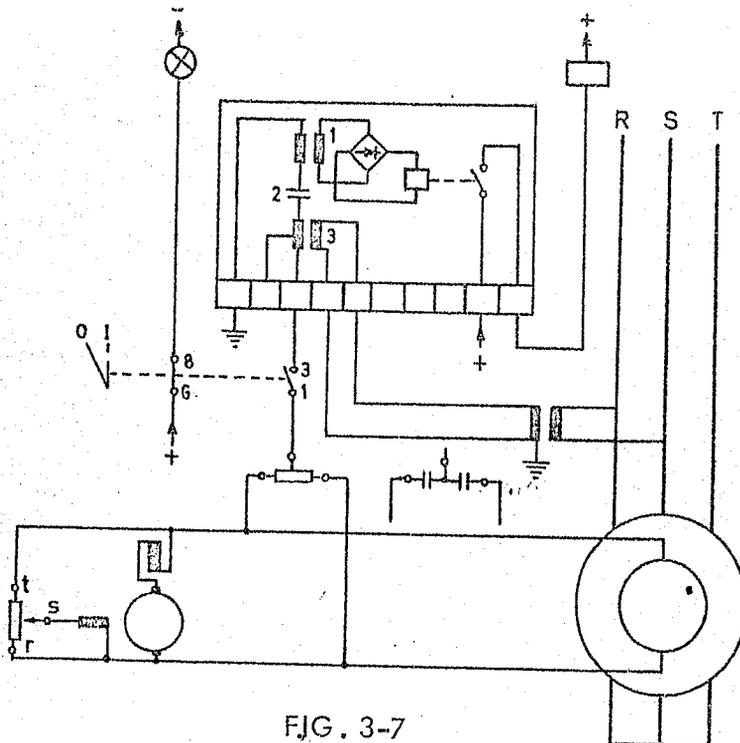


FIG. 3-7

Al utilizar la tensión de la máquina a modo de la de trabajo del relevador, se garantiza que no hay tensión en el rotor del generador al encontrarse en reposo la máquina. Cuando no haya ningún contacto, circula por el relevador una intensidad reducida dependiente de la capacidad del rotor, por el contrario, bajo un contacto a tierra en el circuito del rotor aumenta la intensidad en función de la magnitud de la resistencia a tierra y hace reaccionar el relevador (1)

En la fig. 3-8 se muestra esquemáticamente la disposición de otro aparato que responde a contactos del rotor a tierra.

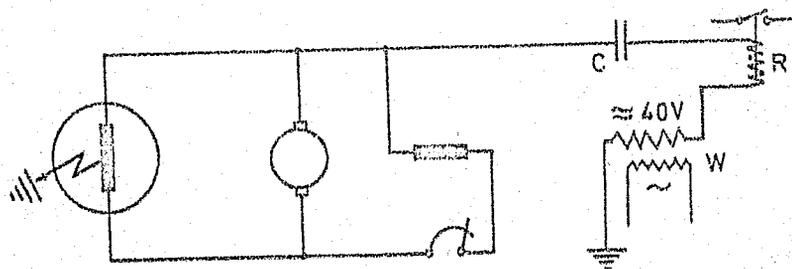


FIG. 3-8

La tensión alterna actúa en el circuito de excitación a través de un transformador de tensión W y de una capacidad C. Si no hay contacto en el rotor, por la capacidad C no circulará prácticamente corriente alguna, y el relevador R no opera. Tan pronto se produzca un contacto en el rotor, será posible que fluya una corriente a través de la capacidad C, corriente que puede cerrarse por el lugar de la avería y por tierra, el relevador responde en este momento desconectando el circuito del rotor y haciendo sonar una alarma.

III.4.- PROTECCION DE LOS GENERADORES CONTRA SOBREENTENSIDADES.

En la fig. 3-9 se muestra la manera como puede realizarse la protección de un generador contra sobreintensidades. En las 3 fases, y precisamente en la vecindad del centro de la estrella, se instalan 3 transformadores de corriente, los cuales en el caso presente, trabajan sobre otros tantos relevadores de tiempo y sobreintensidad.

Si por ejemplo, a consecuencia de un cortocircuito en las barras colectoras, circula una corriente excesiva reaccionan estos relevadores y cierran, al cabo de un tiempo ajustado, unos contactos auxiliares de tal manera que puede pasar por ellos la corriente precedente de un generador de continua, corriente que, llegando a la bobina de desenganche del interruptor del generador opera

el disparo de dicho interruptor.

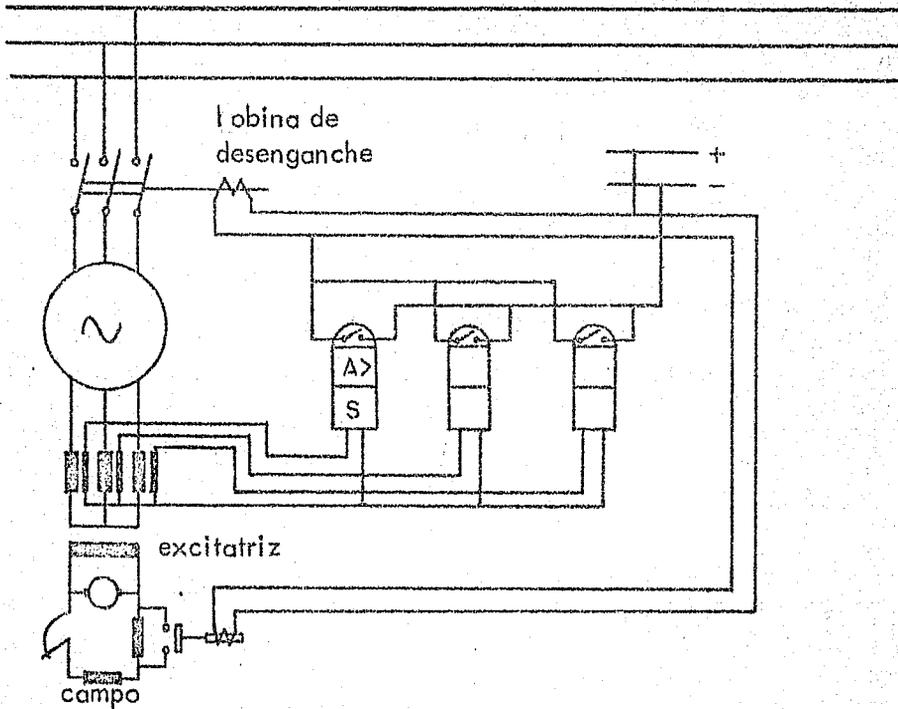


FIG. 3-9

Si la corriente excesiva proviene de un cortocircuito en la red, precisa que éste sea desconectado por el interruptor más próximo. El interruptor del generador no reacciona si su tiempo de desenganche es superior al máximo tiempo de desenganche de los interruptores montados en la red. Si alguna vez falla el penúltimo interruptor de la red, el interruptor del generador operará la desconexión después del tiempo ajustado. La protección de sobreintensidad del generador forma, por consiguiente, una especie de reserva. Si el cortocircuito nace en el propio generador, a causa de un contacto entre dos fases de su embobinado, entonces los relevadores de sobreintensidad responden, pero no operan el desenganche hasta algún tiempo después. Como durante este tiempo pueden originarse graves averías en el generador, esta protección no es apropiada en este caso. Si varios generadores trabajan en paralelo sobre una red y en una de las máquinas se produce una avería interna, todos los generadores trabajan sobre el lugar de dicha avería y llevan, por tanto, una corriente excesiva. Si sólo se prevén relevadores de sobreintensidad, puede llegar el caso de que también se desconecten los generadores sanos lo cual no es de-

seable. Entonces hay que recurrir a otra clase de protección, que desconecte más rápidamente y de un modo selectivo.

La protección de sobreintensidad aquí considerada entra, pues, prácticamente en juego sólo como protección contra los cortocircuitos en las barras colectoras, o bien como protección de reserva en caso de que el penúltimo interruptor de la red o el protector del generador del que aún no hemos tratado, falle. En principio los 3 transformadores de corriente pueden también montarse a la salida de los embobinados del generador. Si entonces se produce una avería en éste, no podrá circular corriente alguna a través de aquellos transformadores en el caso de que el generador trabaje solo sobre la red, con lo cual la protección contra las sobreintensidades no puede actuar como reserva contra averías internas.

III.5.- PROTECCION CONTRA PERDIDA DE EXCITACION.

Si el voltaje entre los bornes de un generador es constante, la excitación del mismo determina la corriente reactiva que suministra. Al reducirse la excitación en un generador que esté sometido a una carga inductiva, el factor de potencia cambiará de inductivo a capacitivo y si continúa disminuyendo la excitación, aumentará la carga capacitiva hasta que el generador sobrepasa su límite de estabilidad produciéndose con ello la pérdida de sincronismo.

La protección contra la pérdida de excitación tiene como misión dar un aviso de alarma y posteriormente una orden de disparo cuando se sobrepasa la relación máxima admisible entre la potencia aparente capacitiva y la potencia real efectiva debido a una excitación demasiado pequeña.

El relevador que se emplea para esta protección tiene su característica de medida de tal manera que puede adaptarse ampliamente a la característica de estabilidad del generador. Además, tiene la ventaja de poder distinguir entre la posibilidad de que se sobrepase el límite de estabilidad por golpes de carga activa o como consecuencia de una pérdida de excitación. En el primer caso, el relevador opera una alarma o efectúa una desconexión retardada, en cambio, cuando se aparta del sincronismo a causa de una pérdida de excitación el relevador desconecta rápidamente.

Cuando el generador trabaja con poca excitación y en sincronismo con la red, se producen las siguientes perturbaciones y solicitudes inadmisibles. Los generadores grandes pueden poner en peligro la estabilidad de la red en caso de que al producirse una perturbación en el dispositivo de desexcitación continúen conectados a la red con una excitación débil o no excitados. Si la excitación de un generador fallase por completo, tomará de la red la corriente magnetizante y sobrepasará su característica de estabilidad. El generador pasará entonces al régimen asíncrono. Además, en dependencia con la magnitud de la corriente del generador y la clase de red, la tensión en algunos puntos de la red puede disminuir notablemente. Estos fenómenos dan origen a

que la red entre en fluctuaciones, lo que a su vez puede ser causa de grandes perturbaciones. Por otra parte, al reducirse la tensión en la red, se aumenta la frecuencia de deslizamiento de la máquina que ha pasado a régimen asíncrono creciendo la corriente en el estator. A partir de ese momento, la potencia de la turbina que ha permanecido constante, tiene que ser cedida a una tensión menor. Pudiendo ocasionar que se desconecten por sobrecarga, sucesivamente, diversas derivaciones de la red aumentando al desconectarse cada una de ellas el peligro para la red, ya que a causa de ello, habrá una mayor disminución de la tensión y por lo que respecta al generador, habrá sobrecarga térmica del rotor a mayor deslizamiento.

Para formar un criterio respecto a la peligrosidad de la pérdida de excitación se tienen que considerar dos criterios fundamentales: 1).~ A partir del circuito del estator la relación existente entre la potencia capacitiva y la óhmica del estator debe ser superior a un cierto número. Para determinar este criterio, en el plano de conductividad se mide una línea hiperbólica característica que se puede adaptar muy bien a la característica de estabilidad de la máquina que se desee proteger, de forma que al sobrepasarse esta característica, el relevador de medida cierra su contacto.

La fig. 3.10 muestra el diagrama normalizado de la máquina perteneciente a un turbogruppo y representa la característica hiperbólica mencionada líneas — arriba. De acuerdo con la definición, una hipérbola es el lugar geométrico de todos los puntos en los cuales la diferencia entre las distancias (r_1 y r_2) contadas a partir de dos puntos fijos llamados focos es constante e igual a $2a$,

$$r_1 - r_2 = 2a$$

$$\dots(3.1)$$

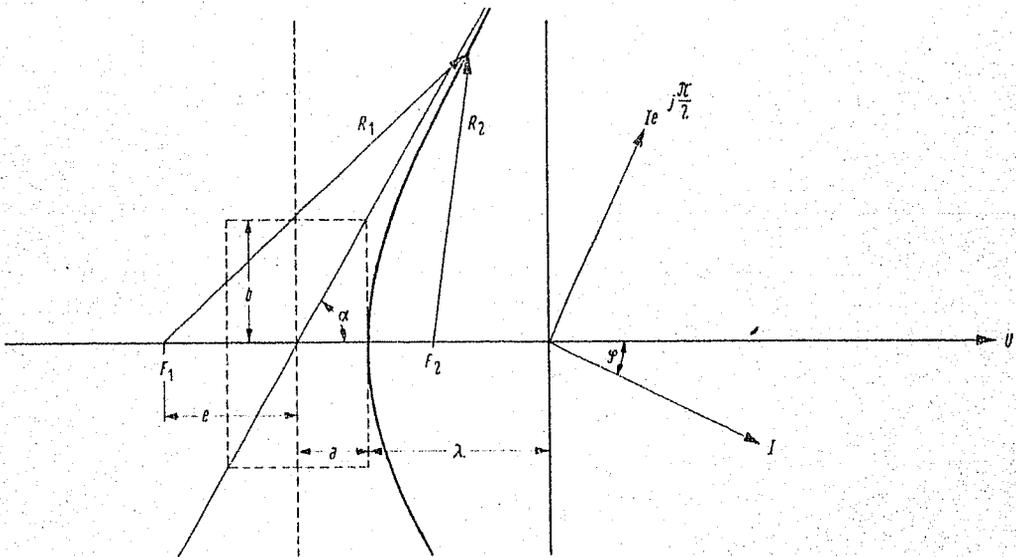


FIG. 3-10

Si se conduce al elemento de medición las magnitudes eléctricas

$$R_1 = \left| i \frac{\pi}{\sqrt{2}} + \left(\lambda + a + \frac{a}{\cos \varphi} \right) U \right| \quad \dots(3.2)$$

$$R_2 = \left| i \frac{\pi}{\sqrt{2}} + \left(\lambda + a - \frac{a}{\cos \varphi} \right) U \right| \quad \dots(3.3)$$

$$2A = 2a |U| \quad \dots(3.4)$$

de tal manera que la igualdad (3.1) se cumpla, se obtendrá la hipérbola característica de la fig. (3.10) siendo:

- $i \frac{\pi}{\sqrt{2}}$ = la intensidad proporcional a la corriente de línea girada $90^\circ = \frac{\pi}{2}$ en adelanto
- U = la tensión de línea proporcional a la intensidad de corriente.
- $(\lambda + a)$ = desplazamiento en coordenadas de la hipérbola con:
 - λ = distancia del vértice derecho de la hipérbola al origen de coordenadas
 - a = la mitad de la distancia existente entre el vértice izquierdo y el derecho de la hipérbola.

Puesto que según las igualdades (3.2) y (3.3), $R_1 > R_2$, la hipérbola de la derecha será la que se mida y la que se utilice, si se elige $a = \text{const.}$, varían λ y la inclinación de la asíntota $\left(\frac{a}{\cos \varphi} \right)$ se podrá variar la hipérbola

con completa independencia.

La fig. 3.11 ilustra la conexión interior y la correspondiente acometida del relevador. A los bornes 1 y 2 al tratarse de transformadores de medida de 5 A o a los bornes 1 y 3 si los transformadores de medida son 1 A, se conduce al relevador la corriente de uno de los conductores, por ejemplo I_s . A los bornes 4 y 5 se une la tensión del conductor activo por ejemplo U_s . Con pequeños transformadores de medida se entregan la intensidad y la tensión a una conexión en puente que por ser un relevador de medida sensible, contiene un relevador de bobina móvil A. El ajuste de λ y α se logra con unas barras de conexión.

2).- A partir del circuito del rotor. Para determinar el criterio del circuito del rotor, se somete el relevador mediante los bornes 9 y 10 (fig. 3.11) a la tensión del rotor de la excitatriz. El relevador de bobina móvil B, es de tensión decreciente y su contacto se cierra cuando la tensión del inducido disminuye por debajo de un cierto valor.

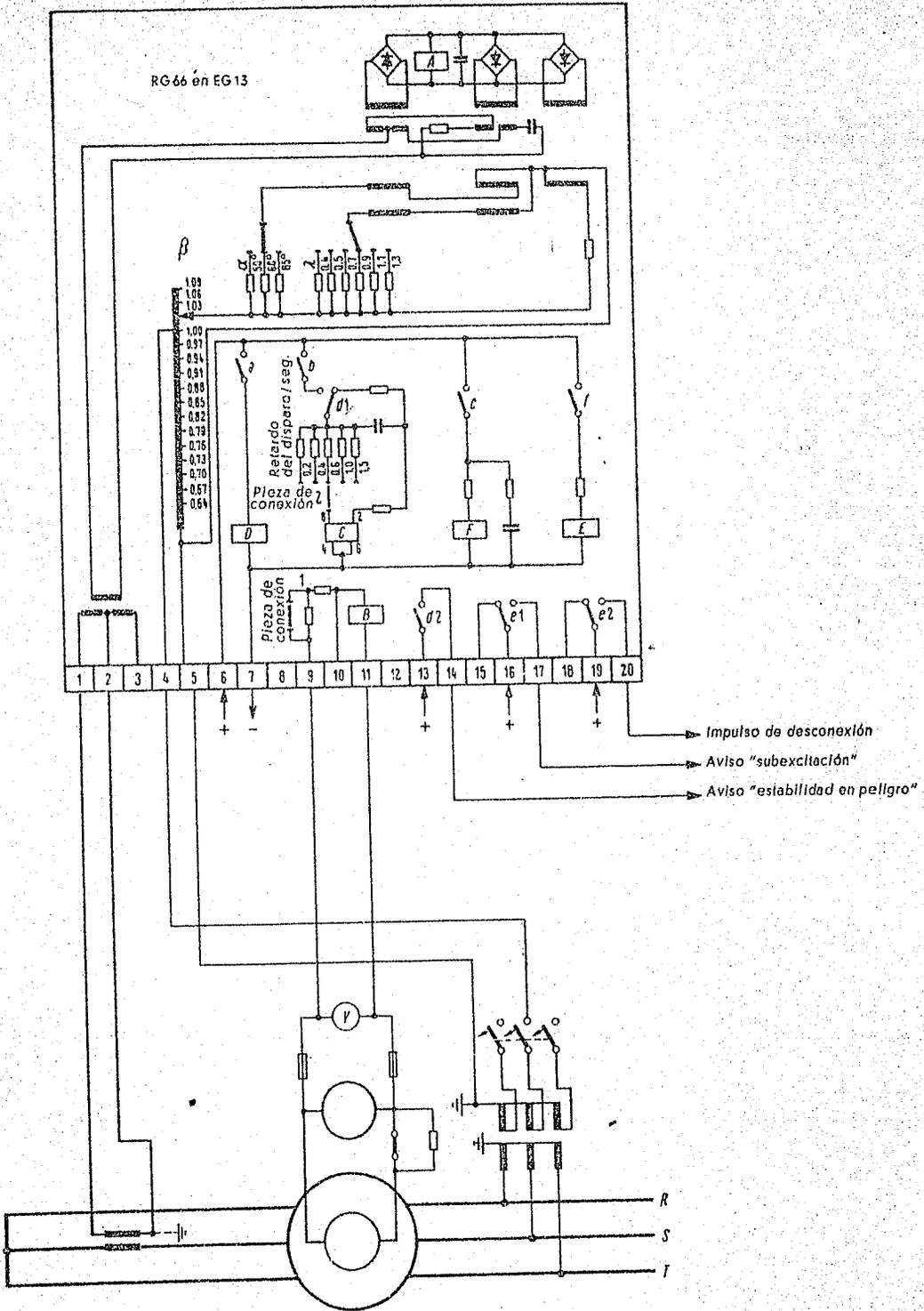


FIG. 3-11

El valor ajustado se puede adaptar en el relevador de bobina móvil y por barras con el auxilio de una conexión del campo de medida, se adapta a la tensión de los diferentes tipos de excitatrices.

Si se sobrepasa la hipérbola (criterio del rotor), existe el peligro de que se sobrepase la relación admisible para la estabilidad o sea la relación de corriente reactiva a corriente activa, y que la rueda polar empiece a deslizarse. En tónces el relevador cierra sin retardo alguno su contacto de aviso (clema 13 y 14) ya que solamente existe un funcionamiento en servicio crítico, pero no una pérdida de excitación que exija la desconexión inmediata del generador. Si el relevador de tensión deficiente cierra su contacto de reposo (criterio del rotor). Debido a que en los procesos de regulación con reguladores de tensión modernos es posible establecer una regulación del cero o en sentido inverso, y puesto que las máquinas con polos salientes incluso durante el servicio normal es frecuente que marchen con intensidades de excitación muy pequeñas e incluso negativas, este criterio no tiene importancia, por lo que no se emite aviso.

Si existe una pérdida de excitación peligrosa (criterio del circuito del estator y del rotor). El relevador desconecta al generador (clemas 19-20) con un retardo de tiempo, el cual se puede adaptar a la velocidad de regulación del dispositivo de regulación, además se emite el aviso de "Pérdida de excitación desconexión") bornes 16 y 17.

Si durante el servicio el alternador se hubiese excitado solamente en forma suave, no estuviese excitado o lo estuviese pero relativamente, entonces el relevador B de baja tensión cerrará normalmente su contacto de reposo. Si después como consecuencia de un choque de carga o por fluctuaciones en la red se sobrepasa la hipérbola característica, el generador no se debe desconectar rápidamente, sino que habrá que conceder al regulador tiempo necesario para elevar la excitación. Si esto no ocurriese en un intervalo de tiempo determinado (tiempo de retardo ajustable entre 0.2 y 1.5 segundos), existirá una pérdida de excitación o un defecto en el circuito de excitación o regulación peligrosos, de manera que debe efectuarse la desconexión del generador. Esta protección no es por tanto sólo una protección contra pérdida de excitación, sino que vigila el correcto funcionamiento del regulador automático de tensión.

En la fig. 3.11 se observan los siguientes ajustes que se pueden realizar en el relevador ahí mostrado:

a.- Desplazamiento del vértice de la parábola $\lambda = 0,4; 0,5; 0,6; 0,9; 1,1$ y $1,3$ (en valores referidos)

Al tratarse de turbogrupos, se elegirá en la mayoría de las ocasiones —

$$\lambda < \frac{1}{X_d}, \text{ siendo } X_d \text{ la reactancia síncrona longitudinal.}$$

b).- Angulo de inclinación de las asíntotas de la hipérbola $\alpha : 50^\circ, 60^\circ, 85^\circ$

- c.- Retardo de disparo con base al criterio combinado del estator y rotor —
 $t = 0.2; 0.4; 0.6; 1.0; \text{ y } 1.5$ segundos.
- d.- Para el ajuste de las impedancias en el transformador de medida se tienen 16 escalones del 3% cada uno, pudiéndose ajustar las impedancias — que se indican a continuación:
Valores de ajuste: 0.64; 0.67; 0.70; 0.73; 0.76; 0.79; 0.82; 0.85; 0.88; 0.91; 0.94; 0.97; 1.00; 1.03; 1.06 y 1.09.

III.6.- PROTECCION CONTRA CARGAS DESEQUILIBRADAS

GENERALIDADES.- La protección de cargas desequilibradas tiene la misión de captar cargas asimétricas de máquinas trifásicas, en especial de generadores, para impedir una sobresolicitación térmica de los rotores de las máquinas a consecuencia del campo giratorio inverso. Perturbaciones de esta clase — pueden presentarse, por ejemplo, por rotura de conductores en el caso de líneas a la intemperie, por averías en los polos del interruptor, especialmente en el caso de interruptores de potencia con accionamiento separado para cada polo, por falla unipolar del interruptor de carga en el caso de transformadores bajo carga, etc.

Además, la carga desequilibrada se origina en el caso de cortocircuito bipolares y también en redes puestas a tierra, rígidamente o a través de una resistencia de pequeño valor óhmico, en el caso de contacto a tierra monofásico.

PRINCIPIO DE MEDIDA.- La protección de carga desequilibrada determina el valor absoluto de la intensidad inversa en el supuesto de que el sistema — trifásico no tenga componente homopolar. ($I_R + I_S + I_T = 0$) Esta condición se cumple siempre en el caso de máquinas cuya puesta a tierra no sea rígida ni a través de resistencia de pequeño valor óhmico. Por lo tanto es suficiente con dos fases de la intensidad trifásica a controlar, para la captación de los sistemas directo e inverso. La protección de cargas desequilibradas tiene delante del relevador de medida, un separador de campo giratorio al cual se deben de llevar las dos intensidades, con una diferencia angular en el sentido directo de 240° (R-T, S-R, T-S)

Normalmente, la conexión se realiza a través de los transformadores de intensidad en los conductores R y T. Por medio de los pequeños transformadores Tr_R y Tr_T , de la protección de cargas desequilibradas, se ajusta la intensidad de los transformadores a la conexión de medida. fig. 3.12

La intensidad i_R se reparte en dos intensidades parciales, i_{R1} a través de la resistencia R y de la bobina móvil D con el rectificador preconectado G1, de tal manera que entre i_{R1} e i_{R2} no tiene lugar ningún defase. La intensidad parcial i_{T1} de la intensidad del conductor i_T , circula por la resistencia R_T — mientras que la otra intensidad parcial i_{T2} que se sobrepone en el relevador de bobina móvil D a la intensidad i_{R2} (Σi), experimenta por el elemento —

RC (condensador con resistencia) un defasamiento de 60° adelantados.

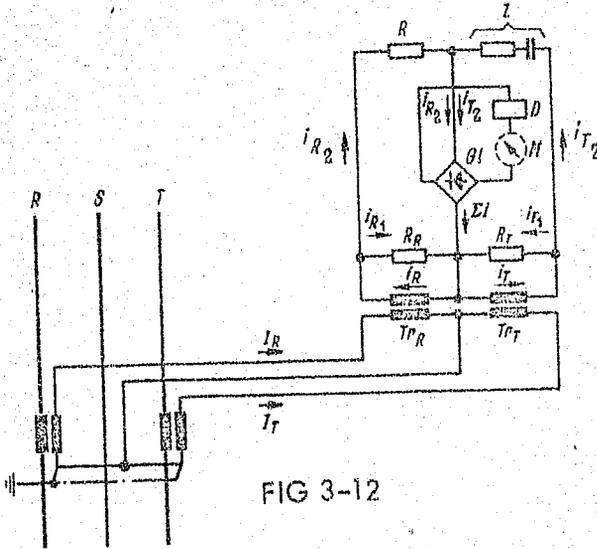


FIG 3-12

Ya que toda intensidad trifásica, sin componente homopolar, se puede descomponer en un sistema directo y un sistema inverso, se aclara, con más detalle, el funcionamiento del separador de campo según 3 diagramas vectoriales.

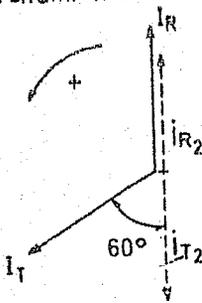


FIG. 3.13(a)
 $\sum i = i_{R2} + i_{T2} = 0$ Sólo el sistema directo $i_g = 0$

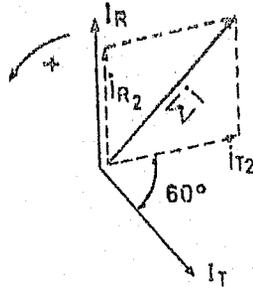


FIG. 3.13(b)
 $\sum i = i_{R2} + i_{T2}$
 $\sum i = \sqrt{3} |i_{R2}| = \sqrt{3} |i_{T2}| = \sqrt{3} |i|$

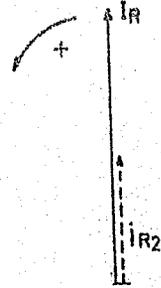


FIG. 3.13(c)
 $\sum i = i_{R2}$
 Intensidad monofásica (contraste)
 $|i_m| = |i_g| = \left| \frac{1}{\sqrt{3}} \right|$

La fig. 3.13a muestra la operación con una intensidad alterna girando a derechas (R delante de S, delante de T). Por el giro de 60° adelantado, de la intensidad parcial i_{T2} es $\sum i = i_{R2} + i_{T2} = 0$
 La fig. 3.13b, por permutación de las fases S y T de la corriente trifásica girando a la derecha se logra la sucesión de fases R delante de T, delante de -

"S" y con ello se obtiene una corriente trifásica girando a la izquierda (intensidad inversa) en el separador de campo giratorio. Por el relevador circula $\sum i = i_{R2} + i_{T2} = \sqrt{3} |i_i|$, es decir $\sqrt{3}$ veces la intensidad inversa.

La fig. 3-13c muestra el caso especial en que $|\sum i| = |i_{R2}| = \sqrt{3} |i_i|$, e $|i_{T2}| = 0$ es decir, intensidad monofásica.

Si se considera, por ejemplo, según la fig. 3-14, el cortocircuito RS, entonces i_R representa una intensidad monofásica mientras que el devanado T queda sin intensidad. Por el relevador circula análogamente la intensidad monofásica i_{R2} , que como intensidad monofásica, se sabe, asciende a $\sqrt{3}$ veces el valor del sistema directo o inverso.

La comparación del relevador de medida se realiza en ampers (intensidad inversa) referidos a la intensidad nominal secundaria de los transformadores. Ya que se conduce siempre al relevador la intensidad inversa compuesta o bien $\sqrt{3} \times I_i$, se incluye en la comparación $\sqrt{3}$ a modo de constante del relevador. Si se actúa por ejemplo para comprobación, sólo con la fase R, según la fig. 3-13c, con una intensidad monofásica, entonces la intensidad que llega a los bornes del relevador asciende a $\sqrt{3}$ veces el valor de la escala.

Normalmente suele ejecutarse la protección contra cargas desequilibradas con 2-escalones de ajuste y emisión de mandos separadamente, empleándose cuando se debe diferenciar entre una carga de desequilibrio pequeña, pero ya inadmisibles, y una carga mayor como sucede con los generadores.

Por lo tanto el primer escalón se hace reaccionar al sobrepasarse la carga admisible y da la correspondiente señal (aviso-carga desequilibrada), ya que aún se dispone del tiempo suficiente para aplicar las medidas adecuadas. El segundo escalón, ajustado a un valor superior, efectúa la desconexión y desexcitación del generador, en correspondencia con el mayor peligro de la máquina (desconexión-carga desequilibrada)

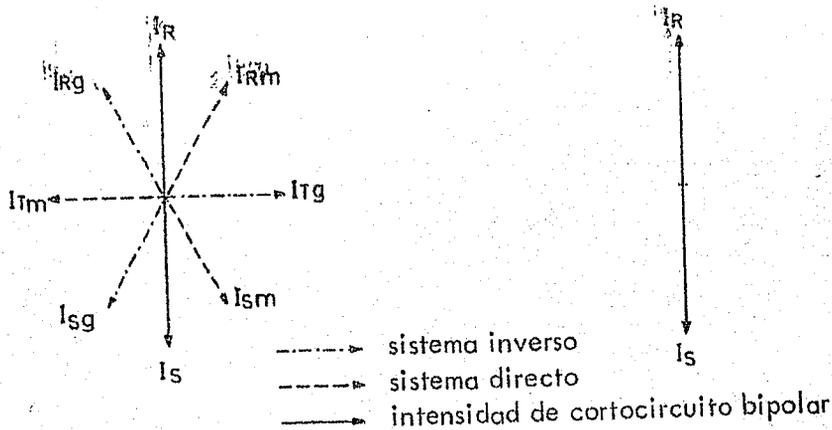


FIG. 3.14

Para evitar una indeseada emisión de la orden antes de tiempo en el caso de cortocircuitos bifásicos o monofásicos en la red, se conecta a continuación de la protección contra cargas desequilibradas un relevador de tiempo que normalmente sobrepasa el tiempo de escalonamiento de la protección de la red.

III.7.- PROTECCION CONTRA VARIACIONES BRUSCAS DE CARGA.

Cuando se desconectan cargas elevadas en un sistema de potencia, el regulador de la turbina debe impedir que se alcance la velocidad de cierre rápido. Esta misión del regulador es muy difícil de realizarse cuando una pequeña constante de arranque del grupo (turbina-generador) exige una reacción del regulador muy rápida. Los reguladores realizados últimamente deben ponerse, en caso de desconexiones de cargas elevadas, en primer lugar fuera de servicio, ya que contrarrestan el cierre de la válvula de regulación. Como esta conmutación en el regulador de velocidad exige un cierto tiempo, la velocidad de la turbina aumenta mientras tanto considerablemente y el regulador de velocidad bajo ciertas circunstancias actúa demasiado tarde. También en el caso de reguladores antiguos, que tenían un grado de insensibilidad elevado, o en el caso de reguladores que se ajustan a una escala de proporcionalidad elevada, apenas se puede impedir el que se alcance la velocidad de cierre rápido.

Para estos casos se emplea un relevador de variaciones bruscas de potencia que limita el rango máximo de oscilaciones de velocidad, aún con desconexiones a plena carga, de tal forma que se evita con seguridad alcanzar la velocidad de cierre rápido de la turbina.

La variación brusca de potencia negativa ΔN , se puede captar sin retardo por procedimientos eléctricos transformándose en un impulso eléctrico de tiempo ajustable ΔT . Este impulso es captado inmediatamente por el mando de la turbina y efectúa el cierre de la válvula de regulación, aún antes de que actúe el regulador de la turbina. En ello estriba la superioridad del relevador de variación brusca de potencia en relación con otros reguladores de turbina e instalaciones adicionales que oleohidráulicamente, mecánicamente o eléctricamente, se basan en el aumento de velocidad $\frac{dn}{dt}$, es decir,

que sólo reaccionan cuando ya ha tenido lugar una elevación de la velocidad.

PRINCIPIO DE MEDIDA.— La conexión de medida del relevador de variaciones bruscas de potencia corresponde a la ejecución ya conocida del relevador direccional que es un relevador de bobina móvil para corriente continua con rectificadores. En dicho relevador la suma vectorial $e+i$ y la diferencia vectorial $e-i$ son llevadas a rectificadores a través de transformadores intermedios.

Ambos rectificadores se conectan juntamente en un puente con un relevador polarizado fig. 3.15, por el cual, circula la diferencia de las corrientes de

ambos rectificadores. La dirección de la desviación del relevador depende, por lo tanto, de si la parte de la suma vectorial $e+i$ es mayor o menor que la parte de la diferencia vectorial $e-i$. La inversión del relevador concuerda con la inversión de la potencia activa.

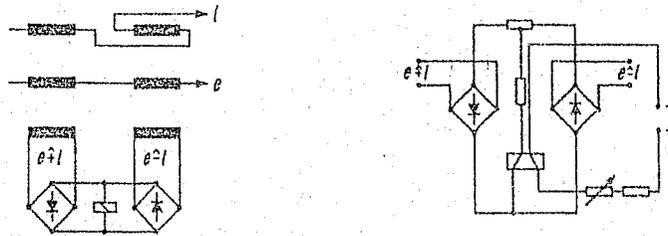


FIG. 3-15

Eligiendo apropiadamente las intensidades y los números de espiras en los transformadores intermedios, se puede emplear la conexión descrita como relevador de intensidad activa (relevador de $i \cos \varphi$), y cuando se puede considerar a la tensión como constante, se puede emplear como relevador de potencia activa.

En la fig. 3-16 se muestra la conexión interior de un relevador de variaciones bruscas de potencia.

CONEXION INTERIOR. - En los seis transformadores monofásicos $T_{r1} - T_{r6}$ se forman separadamente las sumas vectoriales y las diferencias vectoriales, éstas se rectifican en los rectificadores $G1$ y $G2$. La medida se realiza trifásicamente, no solo de la tensión sino también de la intensidad, para obtener, después de la rectificación en la conexión puente trifásica, una pequeña ondulación de corriente. Por ello, solo se necesita un condensador de aislamiento $C1$ pequeño y la constante de tiempo del relevador P se mantiene pequeña.

En el circuito de la diferencia en la parte de corriente continua, se encuentra una resistencia de carga $R1$, y a través de una toma intermedia en ésta se conecta el circuito de medida. Este se compone en una conexión serie, de una resistencia óhmica $R2$, condensadores $C3$ y bobina T del relevador polarizado P . En relación con la tensión continua de la diferencia se cargan los condensadores $C3$. En el caso de variaciones de tensión de la diferencia, a consecuencia de las variaciones de potencia, se varía el estado de carga. En el caso de descenso de potencia, los condensadores $C3$ se descargan a través de las resistencias $R2$ y $R3$ y de la bobina del relevador P , por lo cual reacciona el relevador P . Este relevador es por consiguiente propiamente el relevador de variación brusca de potencia.

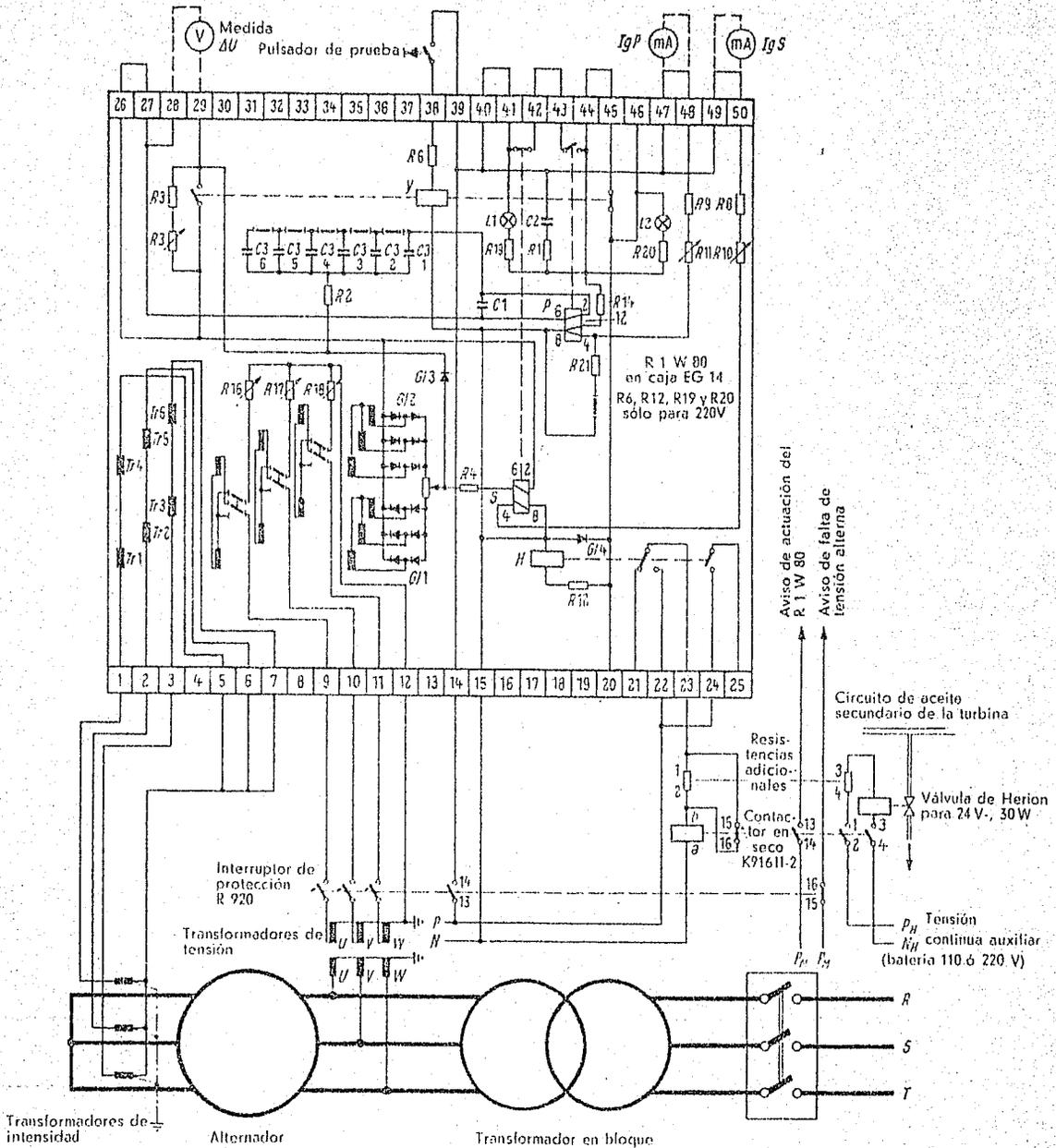


FIG. 3.16

La resistencia ajustable R_3 sirve para el ajuste de la escala de proporcionalidad entre la potencia y la tensión de la diferencia. Para que la descarga de los condensadores C_3 no se realice a través de los rectificadores de medida, se conecta, antes del circuito de medida, un rectificador de bloqueo G1 3. Otro relevador polarizado S se conecta directamente a través de una resistencia adicional R_4 , delante del rectificador de bloqueo, a la tensión diferencia. Además, la tensión diferencia (= potencia) se puede controlar en los bornes 28 - 29 con un voltímetro de valor óhmico apropiadamente elevado.

En serie con los devanados de tensión de los transformadores intermedios se encuentran las resistencias R_{16} , R_{17} y R_{18} , por medio de las cuales se limita la intensidad en el circuito de la tensión (e) a aproximadamente unos 150 a 160 mA.

En los bornes 14-15 del relevador se conecta una tensión continua auxiliar de 110 o 220 V. Los devanados de retención de los relevadores S y P se conectan cada uno a través de una resistencia adicional fija R_8 o R_9 y una resistencia de ajuste R_{10} o R_{11} .

Los contactos de S y de P se conectan en serie y se puentean por medio de un circuito de apagado de chispa $C_2 + R_7$. A través de los contactos de S y P se conecta el relevador auxiliar H con la resistencia adicional R_{12} y además a través de la resistencia adicional R_{14} , se excita un tercer devanado del relevador P en el sentido de una amplificación de la actuación. Para comprobación de la instalación sirve el relevador auxiliar, devanado para 110 V, que también se puede conectar a través de la resistencia adicional R_6 a 220V. Las lámparas L_1 y L_2 , conectadas a través de las resistencias adicionales R_{19} y R_{20} , indican si la combinación de relés se encuentra en posición de reposo o de prueba.

CONEXION EXTERIOR.- El elemento de medida se conecta a tres transformadores de intensidad y tres de tensión. En el caso de que falte la tensión de los transformadores, el relevador reaccionaría como si se hubiese producido una avería y después de corto tiempo volvería a su posición primitiva. Si con ello no va unido una puesta fuera de servicio de la máquina, entonces se deben evitar dichos golpes. La tensión continua auxiliar del relevador se desconecta, por ello, por un contacto auxiliar en el automático, cuando éste se pone fuera de servicio al producirse un cortocircuito de la línea secundaria de los transformadores. Esta desconexión se puede conseguir directamente o por medio de un relevador auxiliar con aviso simultáneo (véase fig. 3-16)

La bobina de la válvula magnética puede conectarse directamente a través del relevador auxiliar H, a la tensión de accionamiento mientras que la potencia de conexión no sobrepase unos 200 W. En los demás casos, el relevador H conecta, en primer lugar, un contactor auxiliar K 916 11-2 que transmite la orden de conexión a la válvula magnética. Con miras a un retardo en la actuación de la válvula magnética lo más corto posible, ésta se devana para una pequeña tensión de accionamiento y se conecta a través de una resisten-

cia adicional. Para la elevación de la potencia de desconexión se conecta -
bipolarmente.

La instalación de prueba del relevador se encuentra en su interior. Sólo el -
pulsador de prueba, para que actúe dicha instalación, se dispone separadamen-
te.

FUNCIONAMIENTO.- En el caso de una desconexión de potencia súbita, la
tensión continua de la diferencia disminuye correspondientemente y el conden-
sador C_3 se descarga a través de las resistencias R_2 y R_3 y de la bobina del
relevador P. Por ello, el relevador T cierra su contacto mientras que el mo-
mento de arranque a consecuencia de la intensidad de descarga, es mayor que
la excitación inversa ajustada con la resistencia R_{11} , y cae tan pronto, como
la intensidad de descarga desciende por debajo del valor de reacción. Por -
tanto, el tiempo que está cerrado el contacto depende de la constante de tiem-
po $C \cdot (R_2 + R_3)$ y de la excitación de sentido inverso, así como además del -
valor de la variación de la tensión continua de la diferencia, es decir, del -
grado de descarga.

En el caso de una descarga lenta, la intensidad de la descarga es pequeña, es
decir, el relevador sólo reacciona en el caso de descargas elevadas realiza -
das rápidamente. Con aumentos de potencia más o menos rápidos tampoco se-
produce una reacción, ya que la intensidad de carga del relevador polarizado
T circula en sentido contrario.

Por consiguiente, mientras que el relevador P reacciona en el caso de una de-
terminada descarga, el relevador S conectado al circuito de medida, mide di-
rectamente la potencia instantánea a través de la resistencia adicional R_4 . -
En tanto que la potencia medida es mayor que la excitación inversa, ajustada
con la resistencia R_{10} , mantiene su contacto abierto. Si ambos contactos de
P y de S se han cerrado, es decir, si ha tenido lugar una descarga de un de-
terminado valor y la potencia que queda ha descendido un determinado valor,
entonces reacciona el relevador H y da la orden de conexión, directamente -
o a través de un contactor intermedio, a la válvula magnética. Esta hace -
que termine de circular el aceite del circuito de aceite secundario y cierra -
la válvula de regulación por el cilindro de aceite a presión. Después de -
transcurrido el tiempo de mantenimiento, dependiente del ajuste del releva-
dor y del valor de la descarga, cae el relevador H y el contactor intermedio,
la válvula magnética se cierra y el regulador de la turbina emprende de nue-
vo la regulación de la velocidad.

III.8.- PROTECCION CONTRA POTENCIA INVERSA

La protección contra potencia inversa se utiliza para proteger los equipos de-
un sistema contra el retorno de la energía, siendo excelente para impedir da-
ños en los generadores. En esta protección se emplea un relevador de induc-

ción que en combinación con relevadores auxiliares y de tiempo reaccionan al invertirse la dirección del flujo de energía evitando que los generadores trabajen como motores. En la fig. 3-17 se muestra el esquema de conexiones para el relevador de potencia inversa con dos sistemas de medida y para instalaciones de 3 conductores.

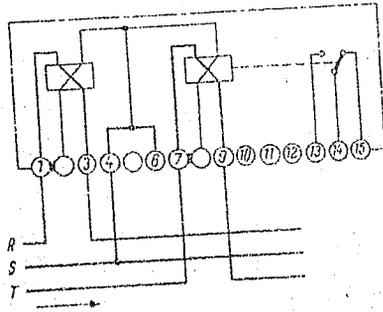


FIG. 3-17

Los sistemas de medida de estos relevadores operan según el siguiente principio de inducción. El flujo impulsor de la tensión ϕ_U debe estar 90° en atraso con respecto al flujo impulsor de la corriente ϕ_I pues el par motor de cada sistema de medida debe ser proporcional al producto de ϕ_U , ϕ_I y el seno del ángulo entre ϕ_U y ϕ_I , por lo tanto igual también a $\phi_U \times \phi_I$ y el seno del ángulo entre ϕ_U y ϕ_I , por lo tanto igual también a $\phi_U \times \phi_I \sin(90 - \varphi)$ o a $U \times I \cos \varphi$. Mientras que en los sistemas de medida que operan con principios electrodinámicos, a igualdad de fases entre la corriente y la tensión debe también existir igualdad de fases entre los flujos de la corriente y de la tensión. Los sistemas de medida de los relevadores de protección inversa, tienen una compensación de 90° esto es, están ejecutados de tal forma que el desplazamiento de 90° exigido, se forma dentro del sistema de medida siendo el par motor eléctrico proporcional a la potencia activa y opuesto al par motor de fuerzas de una muelle helicoidal de torsión cuya tensión inicial puede modificarse desde el exterior girando una escala de ajuste. Cuando el par motor de los sistemas de medida al aumentar la potencia sobrepasa el par opoente de la muelle helicoidal, es accionado el contacto. Al disminuir la potencia a una más pequeña, correspondiente a la relación de retención, se invierte la maniobra. En la fig. 3-18 se muestra el esquema de conexiones de la protección contra potencia inversa, indicándose en el mismo la conexión del relevador de potencia inversa, de los relevadores de tiempo y de los relevadores auxiliares (RH). Estos últimos no son sino contactos auxiliares operados por una bobina que al cerrarse, cierran los circuitos de desenganche del interruptor del generador, del interruptor de desexcitación del interruptor de puenteo, de la alarma, etc.

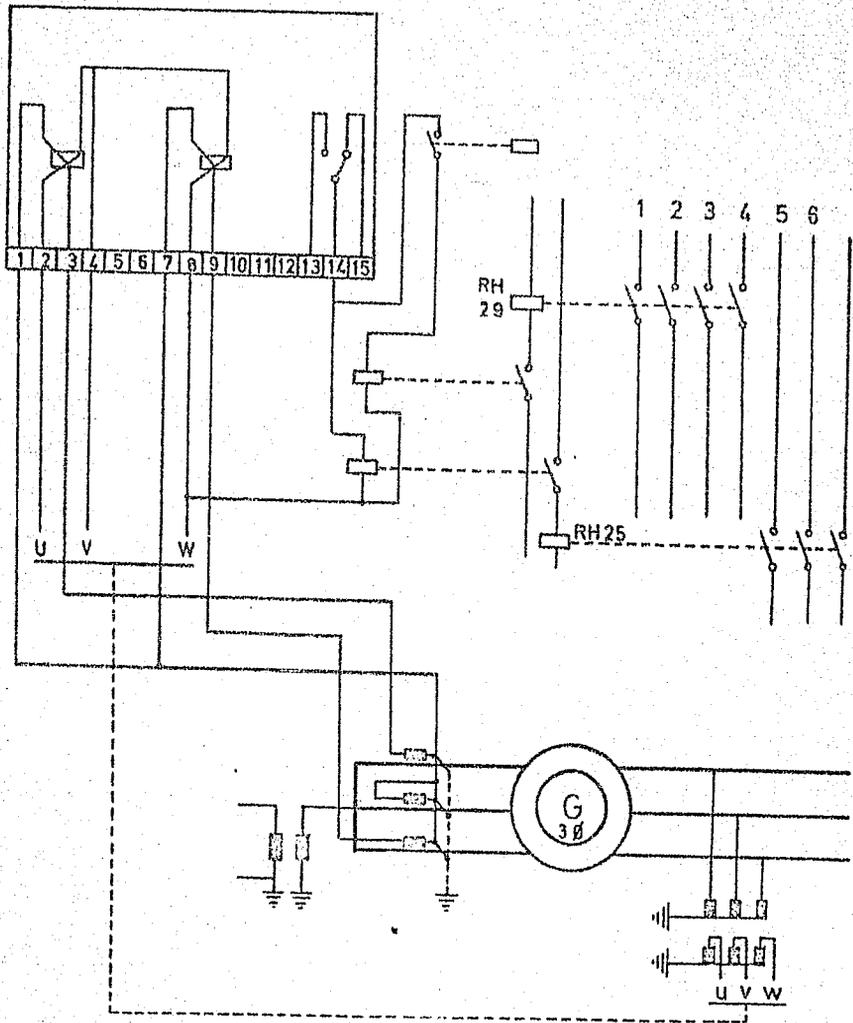


FIG. 3-18

III.9.- PROTECCION DIFERENCIAL Y DE CONTACTOS A TIERRA DE GENERADORES.

Es costumbre actual montar en una caja común los dispositivos para la protección diferencial y de contactos a tierra de generadores, ambas instalaciones de protección se destinan para captar averías internas de los mismos. En la fig. 3-19 se muestra la conexión para la protección diferencial y de contactos a tierra de generadores conectados directamente sobre barras colectoras

en la fig. 3-20 la conexión para la protección de generadores conectados en bloque a través de un transformador, mostrándose en ambas figuras con trazos de punto y raya, los dispositivos propios para dichas protecciones.

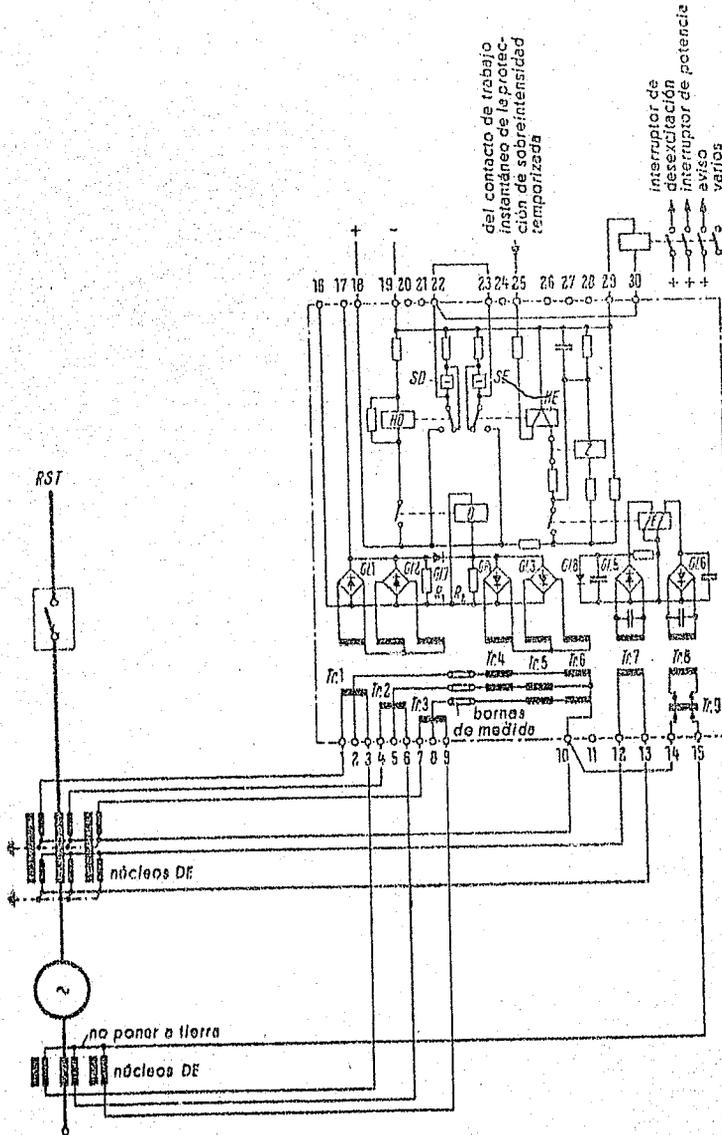


FIG. 3-19

Para la protección diferencial se emplea un relevador de bobina móvil D como relevador de intensidad, conectado a través de los transformadores intermedios

Tr1 a 6 y de los rectificadores G1 1 a 4 y 7, del relevador auxiliar HD y de las placas SD, que se reponen desde el exterior del relevador, así como algunas resistencias.

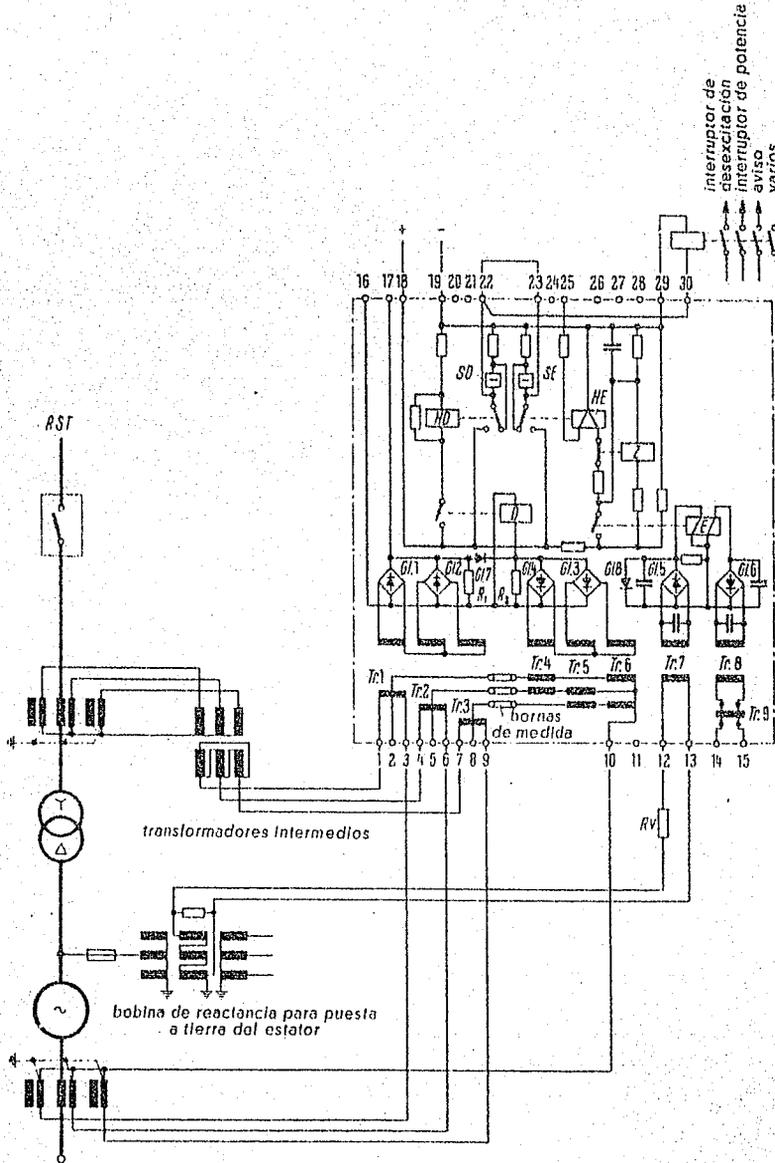


FIG. 3-20

La intensidad secundaria de los transformadores principales se lleva a los transformadores intermedios Tr1, 2 y 3 de la parte de la suma. Las intensidades secundarias de los transformadores de la parte del centro de la estrella y de los-

bornes del alternador son, en estado exento de cortocircuitos, iguales, de manera que a través de los transformadores intermedios 4, 5 y 6 de la parte de la diferencia sólo circulan insignificantes intensidades de diferencia, que son debidas a pequeñas fallas de transformación de los transformadores principales. Los transformadores intermedios 1, 2 y 3 de la parte de la suma alimentan los rectificadores 1 y 2 que se conectan paralelamente en la parte de corriente continua. En paralelo con los rectificadores 1 y 2 está la resistencia R_1 a la que se conecta, a través del rectificador 7, el relevador de bobina móvil D. Los transformadores intermedios 4, 5 y 6 de la parte de la diferencia tienen dos devanados primarios separados, conectados de tal manera que se lleva a cada transformador las intensidades diferencia de dos fases consecutivas en la secuencia cíclica. Los devanados secundarios alimentan los rectificadores 3 y 4 que en la parte de corriente continua se conectan de nuevo paralelamente entre sí y con el relevador de bobina móvil D, sin embargo con una polaridad en sentido contrario a la parte de la suma. Paralelamente al relevador D está también la resistencia R_2 . La polaridad se elige de manera que la intensidad de la parte diferencia lleve a la actuación al relevador de bobina móvil, en caso de que tenga un valor suficiente, mientras que la intensidad del lado de la suma actúe en sentido contrario y por tanto se puede designar como intensidad de bloqueo. En servicio con intensidad nominal se origina en la resistencia R_1 del lado de la suma sólo una pequeña caída de tensión que aún no sobrepasa el valor del rectificador 7. Según esto, la intensidad de bloqueo que actúa en el lado de la suma, sobre el relevador de bobina móvil es despreciable. La intensidad de corriente continua que se origina en el lado de la diferencia a consecuencia de pequeñas diferencias de relaciones de transformación de los transformadores, se encuentra muy por debajo del valor de reacción determinado por la muelle de retención del relevador diferencial, permaneciendo el relevador en posición de reposo.

Si los cortocircuitos que se producen fuera del alcance de la protección diferencial originan una intensidad de cortocircuito mayor que la intensidad nominal, entonces, como consecuencia de la mayor caída de tensión en la resistencia R_1 , se sobrepasa el valor umbral del rectificador 7. Por lo tanto, se forma una intensidad de bloqueo que aumenta fuertemente al crecer la intensidad de cortocircuito.

En cortocircuitos exteriores, dentro del margen de los transformadores de protección diferencial y con alimentación unilateral de la falla, la intensidad suma es siempre igual a la intensidad diferencia. El efecto estabilizador del lado de la suma es sólo la mitad de grande que en el caso de una falla exterior, ya que los transformadores de intensidad suma del relevador son atravesados por la intensidad de cortocircuito que sólo pasa por un juego de transformadores principales. El lado de la diferencia, por el contrario conduce una intensidad de disparo fuertemente preponderante.

Para la protección de contactos a tierra se utiliza un relevador de bobina móvil de contactos a tierra E, con devanado doble, conectado a través de los transformadores intermedios Tr7, 8 y 9 y de los rectificadores 5, 6 y 8, del relevador auxiliar HE con devanado doble, de las placas indicadoras SE que se reponen desde el exterior y de algunas resistencias y condensadores.

Si se presenta un contacto a tierra dentro del margen de protección, entonces la corriente de tierra que en general sólo asciende a pocos amperes, se forma según la relación de transformación de los transformadores de intensidad y se lleva a la parte de reacción del relevador de contactos a tierra (bornes 12-13). A través de la parte de compensación del relevador (bornes 14-15) no circula corriente a tierra. El relevador de contactos a tierra puede reaccionar cuando alcanza el valor de reacción ajustable normalmente entre 4 y 20 mA. Por este medio se cortocircuita el relevador de tiempo Z, que de lo contrario, estaría permanentemente bajo tensión continua, quedándose sin tensión de manera que cierra su contacto después del retardo de tiempo ajustado.

A través de la conexión serie de los contactos del relevador de contactos a tierra y del de tiempo, se pone bajo tensión el relevador auxiliar HE. Este levanta con un contacto conmutable, por una vez, el puente de la placa indicadora sino también en el borne de disparo 23. A éste se puede conectar un relevador auxiliar con objeto de disparo o realizarse un puente del borne 23 al 22 o al 30, de manera que la protección contra contactos a tierra del estator y la diferencial trabajen sobre el mismo relevador de disparo.

En un contacto a tierra exterior, circula en la conexión suma simple o doble de los transformadores de intensidad, solo una pequeña intensidad diferencia, pero normalmente este valor de intensidad es tan pequeño que para una reacción del relevador de contactos a tierra no puede tomarse en consideración.

Algunos procesos de conexión en la red, como por ejemplo la conexión de transformadores en vacío, traen como consecuencia una parte de corriente continua transitoria. Esta parte de corriente continua suministrada por los generadores, circula no sólo en los transformadores de intensidad sino también por los del centro de la estrella produciendo fallas de transformación, lo que origina intensidades falsas de suma que podría hacer reaccionar al relevador de contactos a tierra, sobre todo si cesa con relativa lentitud. Por consiguiente, para evitar esos falsos disparos se prevee una conexión de compensación, utilizándose la intensidad falsa de suma que se forma en la parte del centro de estrella para llevar al relevador de contactos a tierra una intensidad de bloqueo.

III.10.- DESEXCITACION DEL GENERADOR

En el montaje de la fig. (3.9) al reaccionar el relevador de disparo, se abre el interruptor principal, y por medio de otra bobina de desenganche se abre

también el contacto K de la excitatriz y se inserta resistencia en el circuito de excitación. De este modo, después de desconectar el generador, se reduce también lo más rápido posible su excitación. De esta desexcitación puede prescindirse en ciertos casos de protección contra sobrentensiones, cuando el regulador de tensión rápido rebaja la tensión demasiado elevada con suficiente rapidez. Sin embargo, la desexcitación es de gran importancia en el caso de averías en el generador. Incluso cuando éste se separa muy rápidamente de la red, ocurre que conserva la tensión a causa de la excitación subsistente, lo que puede dar origen a grandes destrucciones en el lugar de la avería. Esto aconseja aniquilar la excitación tan rápido como sea posible. A menudo el procedimiento de la fig. 3-9 no es suficientemente rápido. La desexcitación más rápida consistiría en la interrupción de la corriente excitadora; pero si ésta se operase, se provocaría en el embobinado excitador altas sobrentensiones, a no ser que contásemos con un excelente embobinado amortiguador. Con respecto a las sobrentensiones, resulta más favorable el dispositivo de la fig. 3-21a, en el cual en caso de desexcitación se conecta una resistencia en el circuito excitador del generador y también en el de la máquina de corriente continua.

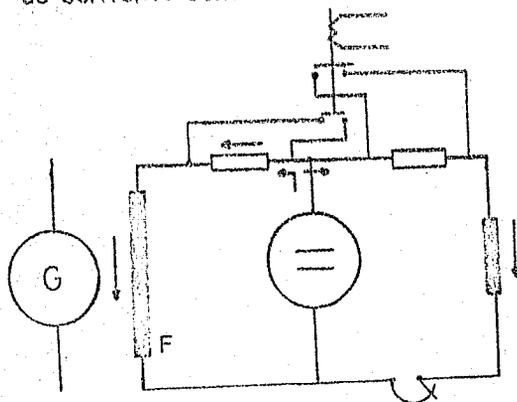


FIG. 3-21a

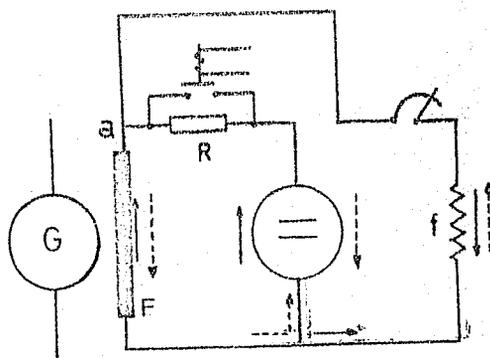


FIG. 3-21b

En este sistema, sin embargo, aumentará el tiempo necesario para eliminar la corriente excitadora en la medida en que quieran evitarse las sobrentensiones. En otra conexión montaríamos en paralelo con el campo principal una resistencia y después separaríamos dicho campo de la excitatriz. También se monta en la excitatriz una resistencia adicional, la cual normalmente está en cortocircuito. Si esta resistencia se abre para operar la desexcitación, la corriente en el arrollamiento del campo F del generador trifásico tiene la tendencia a -

seguir circulando. Como la resistencia adicional es grande, nacerá en el arrollamiento de campo una elevada f.e.m. que rebajará el potencial del punto "a" tanto que la corriente circulante por el arrollamiento del campo "f" de la excitatriz resultará frenada hasta el punto de invertirse su dirección (flecha de trazos). Con ello, se invertirá la f.e.m. de la excitatriz, lo que contribuirá a ayudar a que la corriente circulante en el arrollamiento de campo F desaparezca. Puesto que en este momento circula en el campo "f" una corriente que se cierra a través de la resistencia R y el inducido, la corriente en el campo F se convierte por fin en negativa, a consecuencia de la f.e.m. negativa del inducido. Esa corriente del campo F se anula en forma de oscilaciones, como se muestra en la fig. 3-22 con lo cual desaparece la remanencia, constituyendo ésto un factor muy favorable en contraposición con otros sistemas de excitadores.

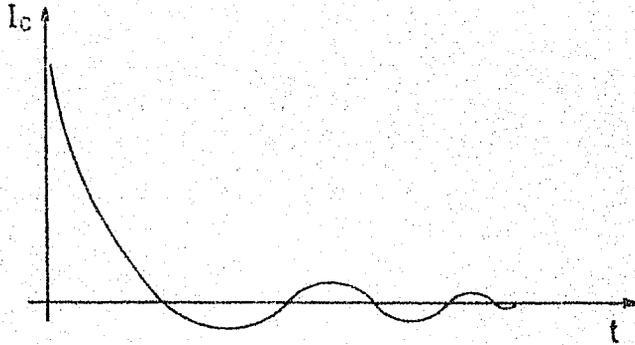


FIG. 3-22

CAPITULO IV

PROTECCION DE TRANSFORMADORES

IV.1.- GENERALIDADES

Los transformadores de Potencia son uno de los más importantes enlaces en un sistema de Potencia, su construcción relativamente sencilla los convierte en unidades altamente integrales y seguras.

Esta integridad, sin embargo, depende de un diseño adecuado, de una cuidadosa instalación, de un mantenimiento adecuado y de la provisión de cierto equipo de protección.

El diseño adecuado incluye el aislamiento de los embobinados, laminaciones, núcleos, etc., fijación de conductores contra esfuerzos de cortocircuito y buenas conexiones eléctricas.

La instalación implica un cuidado especial para evitar daños físicos, dejando dentro del tanque objetos extraños (herramientas, tuercas, etc.), tener la seguridad de que el aceite está limpio y seco, efectuar buenas conexiones, etc.

El mantenimiento incluye un chequeo del aceite y de la temperatura en los embobinados, chequeo del nivel del aislamiento del aceite y análisis de cualquier gas que se pueda acumular arriba del aceite. El equipo de protección incluye relevadores de gas y eléctricos. Los relevadores de gas son particularmente importantes puesto que dan un aviso anticipado al empezar a desarrollarse una falla, permitiendo efectuar una interrupción y reparar el daño antes de que sea de mayores consecuencias.

IV.2.- TIPOS DE FALLAS QUE AFECTAN A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los transformadores de potencia se encuentran expuestos a dos tipos de fallas: fallas internas que incluyen todas aquellas que se producen dentro del tanque y fallas externas que incluyen aquellas que se producen en los bushings. Las fallas internas son muy graves y hay siempre el riesgo de incendio, aquí las clasificaremos en 2 grupos:

- 1.- Fallas eléctricas que causan inmediatamente graves daños pero son generalmente detectables por desbalanceo de corrientes o voltajes como:
 - a.- Falla de fase a tierra o de fase a fase en los embobinados de alta y baja.
 - b.- Falla de fase a tierra o de fase a fase en las terminales externas de alta y baja.
 - c.- Cortocircuito entre espiras de los embobinados de alta y baja.
 - d.- Falla a tierra de un embobinado terciario.
- 2.- Fallas eléctricas que son en un principio insignificantes pero que causan

lentamente el desarrollo de daños considerables. Estas no son detectables en las terminales de los embobinados por desbalanceo, y en ellas se pueden incluir:

- a.- Una mala conexión eléctrica de conductores o una falla del núcleo debida a una avería en el aislamiento de la laminación causando arcos bajo el aceite.
- b.- Fallas en el enfriador producen una elevación de temperatura bajo operación de carga completa.
- c.- Relacionada con (b) es la posibilidad de bajo contenido de aceite u obstrucción en el flujo de aceite que puede originar el calentamiento local de los embobinados.
- d.- Fallas de regulación y mala distribución de carga entre transformadores en paralelo que pueden causar sobrecalentamientos debido a corrientes circulantes.

Generalmente para las fallas del grupo 1 es importante que el equipo averiado sea aislado tan rápidamente como sea posible después de ocurrir la falla, no solamente para limitar los daños sino también para disminuir el tiempo que el voltaje del sistema permanezca abatido pues ello puede ocasionar la pérdida de sincronismo entre máquinas rotativas.

Las fallas del grupo 2 aunque no graves en su estado inicial pueden transformar se en daños mayores en el curso del tiempo por lo que deben ser investigadas y localizadas en el mínimo de tiempo.

IV.3.- RELEVADOR BUCHHOLZ

En las averías de los transformadores en baño de aceite se alcanzan temperaturas alrededor de unos 350°C que causan la descomposición del aceite y de los materiales aislantes dando origen a la formación de gases, este fenómeno es aprovechado para el desenganche del dispositivo de protección que aísla al transformador averiado. El estudio e investigación de este principio fué realizado por M. Buchholz creando un relevador que lleva su nombre. Según la clase de avería, se produce gas en forma lenta, como por ejemplo, por corrientes parásitas, cortocircuitos entre espiras, conexiones defectuosas, o bien se produce gas en forma violenta, como por ejemplo por arcos voltaicos de gran energía. El relevador reaccionará al almacenarse en él, suficiente gas haciendo sonar una alarma o encendiendo una luz de aviso, o bien desconectará el transformador si a causa de una falla fluye el aceite aislante hacia el depósito de expansión con una velocidad mayor a aquella para la cual fué ajustado el elemento de desconexión. El relevador Buchholz vigila, además de lo anterior, el nivel de aceite.

IV.3.1 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES BUCHHOLZ .- Los relevadores Buchholz tienen la misión de captar desperfectos ocurridos en el interior de los transformadores que originen desprendimientos de gases.

En la fig. 4-1 se muestra la disposición de los relevadores Buchholz, como se observa, dichos relevadores se montan en la tubería que conecta la cuba del transformador con el tanque conservador del mismo, por ser ésta, la posición más adecuada para detectar los gases que se forman en el transformador. La tubería suele colocarse ligeramente inclinada para garantizar una operación segura.

En la fig. 4-2 se muestra esquemáticamente un relevador Buchholz indicándose los elementos constitutivos del mismo.

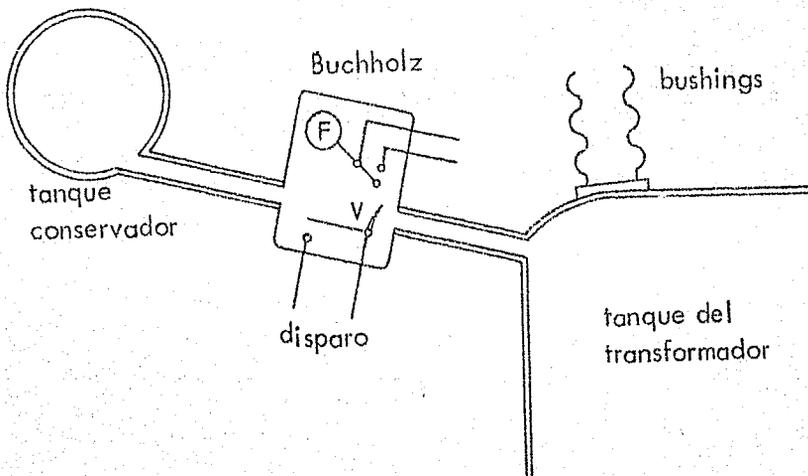
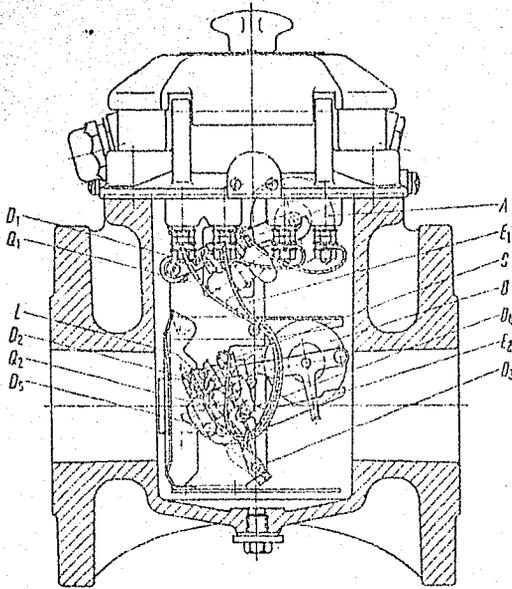


FIG. 4-1

Generalmente los relevadores están interiormente formados por dos flotadores, uno en la parte superior y otro en la parte inferior. Si a causa de una avería interna se forman burbujas gaseosas, éstas ascienden y alcanzan al relevador, en el cual desplazan poco a poco al líquido. Como consecuencia disminuye el empuje ascensional del flotador superior, el cual se mueve hacia abajo lo que hace bascular un tubo de mercurio que cierra un contacto disparándose una señal. El personal es así prevenido y puede intentar hallar la causa del disparo, y si continúa, desconectar el transformador para hacer en él un reconocimiento más profundo.



- D₁ - Punto de giro
- Q₁ - Tubo de maniobra
- L - Tornillo de sujeción
- D₂ - Punto de giro
- Q₂ - Tubo de maniobra
- D₅ - Punto basculante
- A - Flotador
- E₁ - Armazón de soporte
- C - Chapaleta de desconexión
- B - Flotador de desconexión
- D₄ - Punto de apoyo
- E₂ - Palanca de maniobra
- D₃ - Punto de giro.

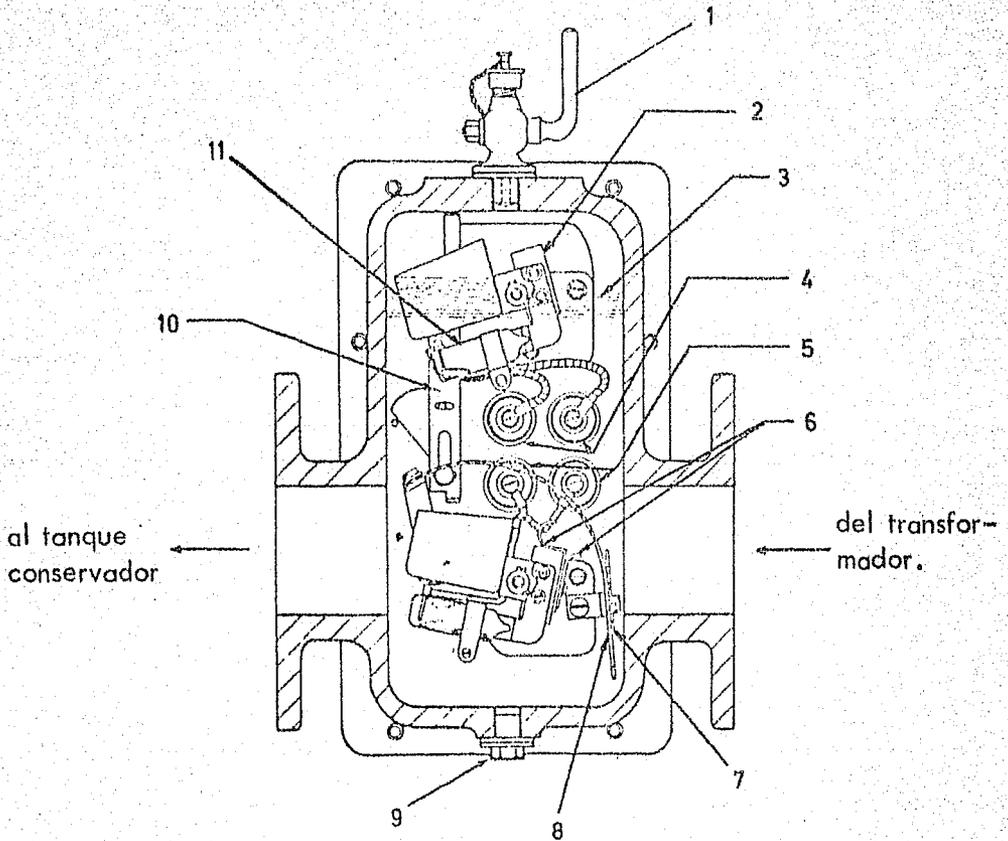
FIG. 4-2

Los cortocircuitos en el interior del transformador van unidos siempre a un fuerte desarrollo de gases, a consecuencia de ello, el aceite es impulsado hacia el tanque conservador siendo arrastrado el flotador inferior por la fuerte corriente del líquido.

En la actualidad algunos fabricantes emplean en sus relevadores en lugar de flotadores, depósitos destapados o cubetas (fig. 4-3) ya que tienen la ventaja de una acción más positiva pues eliminan el riesgo de fugas de aceite a través del pasador del flotador, lo que causaría descensos del mismo ocasionando falsas alarmas.

Cuando el nivel de aceite cae, debido a la acumulación de gases, la cubeta se llena de aceite en el lado izquierdo originándose el cierre del contacto de alarma. La fuerza obtenible para operar los contactos es más grande que en el caso de flotadores huecos.

Los relevadores son provistos de ventanas con escala marcada en las mismas para indicación de la cantidad de gases acumulada. Estos pueden ser expulsados a través de la llave que aparece en la parte superior de la fig. 4-3. Se acostumbra tomar muestra de los gases y analizarlos para tener idea del tipo de falla que se producirá si no se toman las medidas adecuadas. Los gases formados por la acción de arcos eléctricos incluyen hidrógeno, hidro-carbones y monóxido de carbón.



- | | |
|--------------------------|----------------------------------|
| 1- Escape | 6- Paletas |
| 2- Contrapeso de balance | 7- Plato de ajuste del deflector |
| 3- Nivel de aceite | 8- Plato deflector |
| 4- Circuito de alarma | 9- Tapón de drenaje |
| 5- Circuito de disparo | 10- Palanca de prueba |
| | 11- Switch de mercurio |

FIG. 4-3

Cuando un transformador es puesto por primera vez en servicio, el aire atrapado en los embobinados puede producir señales de alarma innecesarias. En transformadores de alta tensión es costumbre expulsar el aire efectuando un vacío durante el llenado de aceite del tanque del transformador.

Los relevadores Buchholz pueden ajustarse para dar la alarma cuando el gas acumulado alcanza un determinado volumen que depende del tamaño del transformador como se indica en la tabla 4-1.

Volúmen de gas para operar la alarma

Tamaño del transformador	Diámetro tubería	Rango de ajuste	Ajuste normal
hasta 1 MVA	2.5 cm	100-120 c.c.	110 c.c.
de 1 - 10 MVA	5.0 cm	185-215 c.c.	220 c.c.
arriba de 10 MVA	7.5 cm	220-280 c.c.	250 c.c.

TABLA 4-1

Cuando ocurre una falla en un embobinado dentro de aceite, el arco genera gas rápidamente (a más de $50 \text{ cm}^3/\text{KW-seg}$) lo que origina una agitación en el aceite que mueve rápidamente la paleta que causa el disparo a través de los contactos unidos a la paleta.

La paleta es ajustada para operar a velocidades del aceite que están por encima de las originadas por el arranque y paro de las bombas de aceite, como se muestra en la tabla 4-2

Velocidades del aceite para producir la operación

Tamaño del transformador	Diámetro tubería	Rango de ajuste	Ajuste normal
hasta 1 MVA	2.5 cm	75-125 cm/seg	90 cm/seg a 5°C
de 1 - 10 MVA	5.0 cm	80-135 cm/seg	100 cm/seg a 5°C
arriba de 10 MVA	7.5 cm	95-155 cm/seg	110 cm/seg a 5°C

TABLA 4-2

El ángulo de desplazamiento de el switch para hacer el contacto es alrededor de 15° más el ángulo de la tubería, que debe ser lo más pequeño posible y con un mínimo de 2° de inclinación para permitir que el gas llegue hasta el tanque conservador.

En la fig. 4-3 la paleta que mencionamos anteriormente tiene una cubeta semejante a la de la unidad detectora de gas. Esta cubeta es usada para el disparo en el caso de la pérdida completa de aceite.

IV.3.2.- LIMITACIONES DE LOS RELEVADORES ACTUADOS POR GAS.- Ajustes demasiado sensibles de los contactos de mercurio pueden dar lugar a falsas operaciones con choques o vibraciones causadas por condiciones de temblores de tierra, impactos mecánicos de tuberías, cambiador de toma (taps) y

fallas externas demasiado fuertes. Estas condiciones se suman a las vibraciones mecánicas normales causadas por la alternación de los flujos magnéticos. Las dificultades anteriores han sido contrarrestadas en cierta forma con el empleo de bulbos de contacto de mercurio. No se ha llegado a un acuerdo referente a las pruebas de choque para este tipo de relevadores pero los fabricantes de los relevadores Buchholz checan sus relevadores hasta comprobar que no operan con choques sísmicos hasta 0.16 g. de aceleración y 60 mm de amplitud horizontal o vibraciones verticales inferiores a los valores especificados en la tabla 4-3.

Vibraciones máximas permitidas para asegurar estabilidad

Frecuencia	Amplitud	Aceleración
25 c.p.s.	2.3 mm	3 g.
100 c.p.s.	0.6 mm	12 g.
150 c.p.s.	0.4 mm	16 g.

TABLA 4-3

El tiempo mínimo de operación de un relevador Buchholz es alrededor de 0.1 seg. y un tiempo promedio de 0.2 segundos; que es un poco lento. Relevadores que actúan con aumentos rápidos, de relación de presión son más rápidos solamente para fallas muy fuertes. Por otro lado, pueden emplearse relevadores eléctricos para fallas demasiado grandes donde una alta velocidad es necesaria, también pueden usarse para las fallas producidas por rayos que caen sobre los bushings y que están fuera del aceite y no crean una agitación en el mismo.

IV.4.- PROTECCION DIFERENCIAL APLICADA A TRANSFORMADORES.

La protección diferencial de transformadores se emplea como protección contra fallas interiores y exteriores situadas dentro del margen de protección de los transformadores de corriente.

Utilizándose además para detectar ciertas fallas, como por ejemplo, descargas eléctricas en los bornes del transformador que no son detectadas por la protección Buchholz.

En general, para decidir sobre la instalación de una protección diferencial, se debe considerar los siguientes puntos de vista: Tamaño del transformador a proteger, disponibilidad de transformadores de reserva, tiempos de cambio y reparación, conexión del transformador a la red, etc. Como criterio fundamental para el empleo de la protección diferencial se puede indicar, que pa-

ra grandes transformadores con una potencia de 8 a 12 MVA siempre se debe prever una protección diferencial. Transformadores medios desde aproximadamente 1 MVA tienen muchas veces protección diferencial por razón de los puntos de vista antes indicados.

En especial la protección diferencial se emplea cuando se conectan transformadores en paralelo para en el caso de falla se desconecte selectivamente el transformador averiado, en general para transformadores pequeños no se prevé ninguna protección diferencial.

Un relevador diferencial para transformadores compara las corrientes que entran y salen en la zona protegida por intermedio de transformadores de corriente cuyas relaciones de transformación son tales que sus corrientes secundarias son iguales en condiciones normales de operación.

La fig. 4-4 muestra el arreglo esquemático de la protección diferencial para transformadores de potencia.

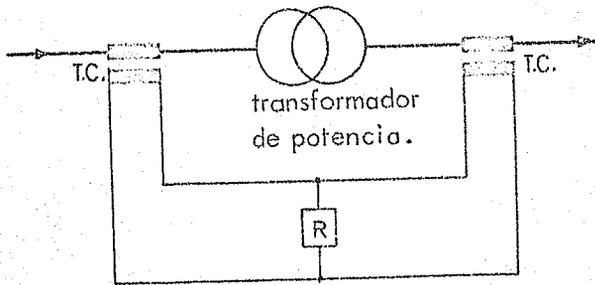


FIG. 4-4

La polaridad de los transformadores de corriente es tal, que la corriente circula normalmente sin pasar a través del relevador durante condiciones de carga normales y fallas externas.

La bobina del relevador recibe el vector suma de las corrientes secundarias de los transformadores de corriente, la cual es normalmente cero.

No obstante, el principio tan sencillo en que se basa la protección diferencial para transformadores, presenta en la práctica 3 desventajas.

La primera está relacionada con la característica de los transformadores. En virtud de que los relevadores diferenciales reciben magnitudes de los secundarios de los transformadores de corriente, es necesario, que dichos transformadores reproduzcan exactamente las intensidades primarias, incluso con las intensidades máximas que circulan en el caso de cortocircuitos externos. Esta condición es difícil de conseguir por una serie de dificultades entre las cuales podemos citar: la dificultad de encontrar dos relevadores con la misma curva de saturación, ya que ésta depende de la calidad de hierro con que se hayan construido

sus nucleos. Por lo tanto, si se tienen dos transformadores con diferentes curvas de saturación se presenta el problema de que uno de ellos alcanza la zona de saturación primero que el otro. Desde ese momento, deja de transformar la intensidad primaria permaneciendo la secundaria casi constante, mientras que el otro transformador sigue transformando correctamente. Esta intensidad circula por el relevador haciéndolo operar erróneamente.

Lo anterior hay que evitarlo y se logra en la actualidad estabilizando la protección diferencial, punto que será tratado más adelante.

Por otro lado, como los transformadores de corriente son requeridos en circuitos de diferentes voltajes (alta y baja del transformador protegido) pueden surgir diferencias apreciables en las respectivas corrientes secundarias cada vez que ocurra una falla, aunque esas corrientes tengan valores iguales con cargas normales.

La segunda desventaja está relacionada con los derivadores (taps) de los transformadores. Todos los grandes transformadores están provistos de cambiadores de relación para poder operar en vacío y tener posibilidades de cambiar la relación de transformador para operar satisfactoriamente con diferentes exigencias. Como la relación del transformador varía al cambiar los taps, la relación entre las corrientes del lado primario y secundario de los transformadores de corriente pueden estar hechas para un solo punto del rango del cambiador de taps. En otros puntos un desbalance de corrientes circulará en el relevador diferencial.

La tercer desventaja se refiere a la corriente magnetizante. La intensidad de magnetización se presenta como si fuera una avería pues al energizarse un transformador la corriente de conexión alcanza valores que son varias veces la corriente del transformador a plena carga y decae muy lentamente. Estas corrientes circulan sólo en un lado del relevador conectado diferencialmente y tenderá a hacerlo operar si no se preve una retención. La práctica antigua consistía en desensibilizar los relevadores por un corto tiempo hasta que la corriente magnetizante sobre cada fase decaía suficientemente, prácticas modernas tienden a estabilizar la protección diferencial contra todas estas dificultades.

IV.4.1.- ESTABILIZACION DE LA PROTECCION DIFERENCIAL AL CONECTAR TRANSFORMADORES.- Al conectar un transformador se presentan según el instante de conexión, elevados picos de intensidad que actúan en todo su valor como intensidades de avería para la protección diferencial. Estas intensidades de conexión contienen una elevada parte de armónicas comprendiendo a diferencia de las intensidades de cortocircuito que solo contienen armónicas impares, armónicas de orden par.

Para explicar los fenómenos de sobreintensidad que se presentan en el momento de conectar un transformador empezaremos por dibujar en la fig. 4-5(a) el curso del flujo ϕ y de la tensión U para funcionamiento normal.

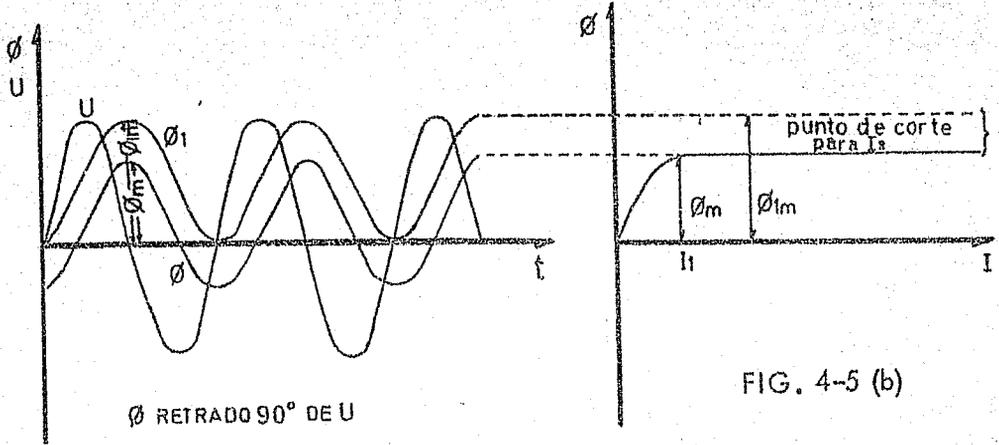


FIG. 4-5 (a)

FIG. 4-5 (b)

Si, por ejemplo, un transformador en vacío se conecta en el instante en que la tensión pasa por cero (tiempo $t=0$), el flujo tendría que asumir repentinamente su pleno valor negativo. Físicamente esto es imposible, pues en un tiempo infinitamente corto no puede formarse un flujo finito. Por ello se formará más bien, una curva de flujo ϕ_1 en que se conserva invariable la forma de la curva primitiva, pero tal que en el instante de la conexión el flujo pase por cero. Como la nueva curva de flujo posee las mismas derivadas que la primitiva, la tensión de bornes, que es proporcional a $d\phi/dt$, permanece inalterada. Se observa también que la curva ϕ_1 tiene un valor máximo del doble de grande que la del flujo ϕ (si se desprecia la resistencia del embobinado) lo que haría necesario una corriente magnetizante gigantesca.

En la fig. 4-5(b) se ha dibujado la curva de imantación del transformador. Para engendrar el máximo del flujo normal ϕ_m basta un máximo de corriente magnetizante de magnitud I_1 mientras que para engendrar el máximo de la curva de flujo realzada ϕ_{1m} precisa un máximo de la corriente de magnitud I_2 , el cual, a causa de la saturación, puede ser un múltiplo elevado de la corriente magnetizante normal y llegar a valer de 2 a 3 veces la corriente nominal del transformador. La corriente magnetizante durante el período transitorio de la conexión sigue el curso señalado en la fig. 4-6.

A consecuencia de la resistencia existente en el circuito, la corriente va disminuyendo oscilatoriamente hasta alcanzar el valor de la corriente magnetizante normal (lo cual tarda 0.5 seg.)

Como acabamos de observar, se hace necesario el empleo de medidas especiales para impedir una reacción del relevador durante el proceso de conexión, en la fig. 4-7 se muestra una disposición para estabilizar la protección contra armónicas.

Como se dijo anteriormente, la intensidad que se presenta en la conexión de un transformador tiene un gran contenido de armónicas, en especial la armó-

nica de orden 2 es de elevado valor teniendo una participación de aproximadamente un 35%. Este hecho se aprovecha para el bloqueo de la protección diferencial durante el proceso de conexión. La armónica fundamental se elimina de la intensidad diferencia, por medio de un filtro de paso alto en un circuito de corriente separado. Las armónicas que pasan a través del filtro, son rectificadas y llevadas a un devanado separado del relevador que actúa en el sentido de bloqueo.

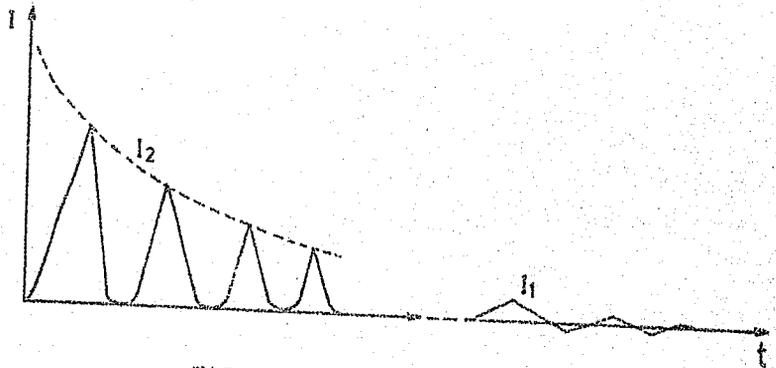


FIG. 4-6

En el caso de cortocircuito se presenta, por saturación de los transformadores, por arcos de pequeña intensidad etc. un armónico de orden 3 relativamente elevado que atraviesa el filtro de paso alto produciendo un efecto indeseado para la estabilización el cual elevaría el valor de reacción del relevador. Por medio de un circuito de oscilación en serie se absorbe esta armónica de orden 3, de tal manera que queda anulado su efecto para la estabilización en la conexión. Con ello, también en el caso de separarse la frecuencia de la red de la frecuencia teórica, el efecto de bloqueo se limita a las armónicas 2, 4 y otras de orden superior, dimensionando la cadena de filtros para el correspondiente ancho de banda, se eliminan las armónicas fundamental y de orden 3.

En la fig. 4-7 se muestra el esquema de conexión de la cadena de filtros con limitación de intensidad. El transformador intermedio (Tr_7) tiene dos devanados primarios, por los cuales lleva la intensidad diferencia de dos fases. En la cadena de filtros realizada con condensadores y reactancias, se elimina la armónica fundamental y la de 3er orden. Las restantes armónicas se rectifican en un rectificador en conexión Graetz (8) y se llevan al relevador. Para la limitación de la intensidad se dispone de una resistencia dependiente de la tensión (rectificador) en paralelo con la resistencia de contraste (10) la cual está en serie con el devanado del relevador (5). La caída de tensión alcanza en esta conexión serie el valor umbral del rectificador, de manera que impide un nuevo aumento de la tensión en el relevador la que la resistencia del recti-

ficador disminuye. Dimensionando adecuadamente el circuito, se garantiza que en cualquier caso se alcance un efecto de bloqueo seguro.

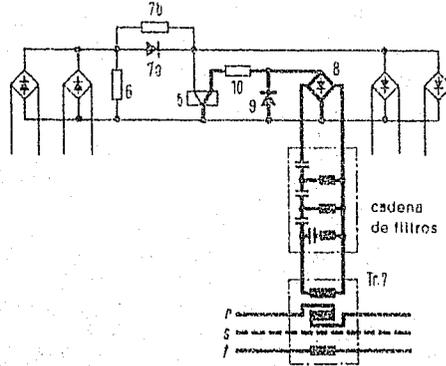


FIG. 4-7

La intensidad en vacío de un transformador se comporta, en relación con la protección diferencial, como una intensidad de avería. Sin embargo, en general, es relativamente pequeña (hasta un 5% de la intensidad nominal) y solo en casos especiales alcanza valores elevados. El margen de ajuste de la protección diferencial del transformador se dimensiona de manera que normalmente no se considera la intensidad de vacío.

IV.4.2.- ESTABILIZACION DE LA PROTECCION DIFERENCIAL EN TRANSFORMADORES REGULADOS.- Como quedó asentado anteriormente, en los transformadores regulados mediante tomas (taps) la protección diferencial normal presenta dificultades pues la relación de transformación varía, dentro de ciertos límites, según el grado de regulación. Como en una protección diferencial normal el relevador responde (véase recta "a" de la fig. 4-8) para una corriente de avería determinada I_a .

En un transformador sin regulación, se elige la de tal modo que se mantenga con bastante seguridad por encima de la corriente de falla I_m determinada por la corriente magnetizante del transformador y por los errores en los transformadores de intensidad en caso de corrientes elevadas. Si el arrollamiento está regulado, variará la relación de transformación y, puesto que los transformadores diferenciales mantienen, en cambio, invariable su relación de transformación resultará ahora una corriente de falla o de error que circulará por el relevador diferencial. Esta corriente de falla adicional I_a' (recta b) crecerá proporcionalmente a la corriente suministrada (mientras se utilice una misma toma), y para una corriente de carga que sea mayor que I_c , el relevador diferencial responderá aunque no exista ninguna avería.

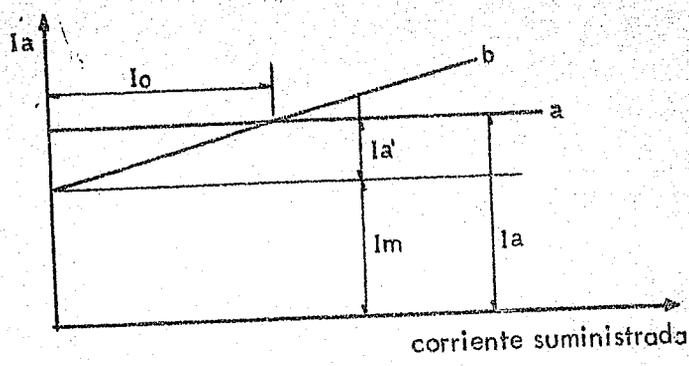


FIG. 4-8

Más favorable sería una característica del relevador diferencial como el de la fig. 4-9 (recta "a") en la cual la corriente de desenganche aumenta al crecer la corriente suministrada.

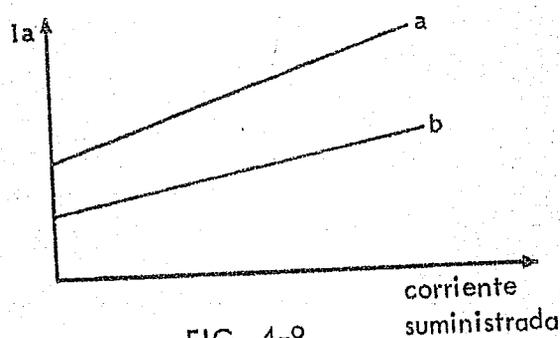


FIG. 4-9

Si se dibuja en esta figura la corriente de error (recta b) condicionada por la corriente magnetizante y por la relación de transformación variable, se reconoce que entre ambas rectas a y b no existe ningún punto de corte. El relevador diferencial no responderá, por consiguiente, en tanto no aparezca una gran corriente provocada por una avería en el transformador. La característica "a" creciente aunque no siempre rectilínea, se obtiene uniendo a la armadura del relevador diferencial R la armadura de un segundo relevador Z recorrido por una corriente que corresponde a la corriente de la línea, fig. 4.10. Las fuerzas R y Z están dirigidas entre sí en sentido contrario. Si crece la corriente de la línea, aumenta la fuerza de la bobina Z que trata de mantener la armadura en la posición de reposo. Se necesita ahora una gran corriente de avería, la cual tiene que circular por el relevador diferencial "R" para provocar una respuesta. Por lo tanto mediante un relevador diferencial estabilizado de esta clase, con bobina de retención adicional, se tiene la ventaja de poder proteger también

los transformadores regulados. Ni que decir, que un relevador diferencial con bobina de retención es también utilizable para poder evitar la compensación exacta de los transformadores de intensidad pues las corrientes de error, provocadas por las inexactitudes de los mismos no pueden ahora provocar ningún falso desenganche.

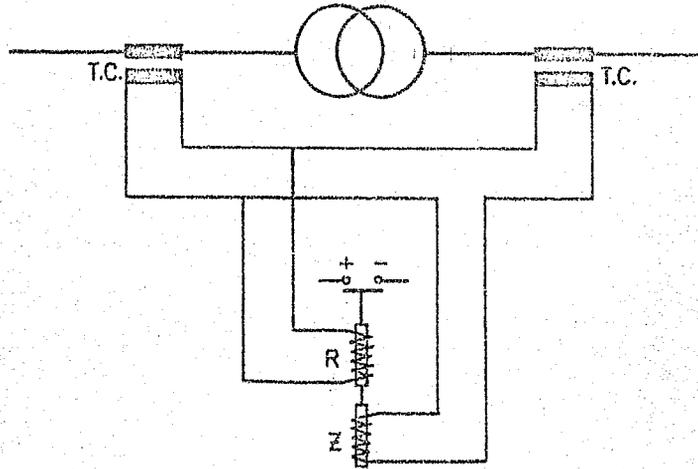


FIG. 4-10

IV.4.3.- AJUSTE DE LA PROTECCION DIFERENCIAL A LA CONEXION DEL TRANSFORMADOR.- Una particularidad de la protección diferencial para transformadores consiste en que normalmente las intensidades en los lados de tensión superior e inferior tienen valores diferentes, pudiendo también existir adicionalmente una diferencia en la fase de las intensidades primarias, al estar conectado el transformador en estrella-triángulo. Para lograr un ajuste de las intensidades secundarias, en magnitud y fase, se intercala un grupo de transformadores intermedios como se indica en la fig. 4.11

Los transformadores de ajuste se conectan de manera que se obtienen en el relevador intensidades de la misma fase. Para ello, se necesita considerar el grupo de conexión de los transformadores. Hay varios procedimientos que permiten hallar fácilmente la conexión correcta.

Aquí se indicará a continuación uno de ellos, para lo cual se harán las siguientes consideraciones:

A las conexiones estrella, triángulo RST y triángulo RTS se destinan respectivamente los números característicos: 0, 1 y -1. Con estos números se designan los grupos de embobinados de los transformadores, la parte secundaria de los transformadores principales y de ajuste. El número característico de cada lado del transformador se suma separadamente con el del transformador de in-

tensidad correspondiente y el de la parte del transformador de ajuste situado en el lado opuesto. Si la conexión es la correcta se obtiene la misma suma.

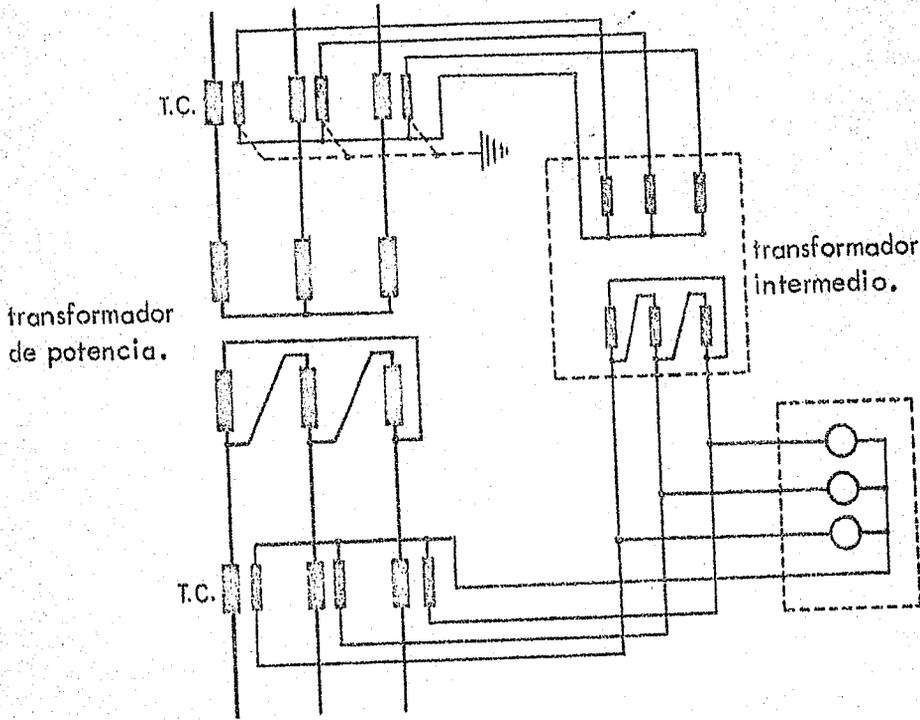


FIG. 4.11.

En la fig. 4-12 se indica un ejemplo. Un giro de la fase de 180° entre la parte de alta y baja tensión del transformador se considera correspondientemente en la conexión de los transformadores de ajuste. También puede emplearse este procedimiento para transformadores de varios devanados. La conexión de los transformadores de ajuste es de especial importancia para el comportamiento de la protección en el caso de fallas monofásicas para ello es esencial la clase de conexión a tierra del transformador, es decir si está conectado rígidamente a tierra o está aislado. En un transformador con el centro de la estrella puesto a tierra rígidamente o a través de resistencias y en el caso de una falla a tierra monofásica en el lado de la puesta a tierra del transformador, el circuito de corriente se cierra a través de la puesta a tierra del transformador, por lo que por el otro lado no puede circular ninguna intensidad a tierra. La intensidad del cortocircuito monofásico (intensidad a tierra) se presentaría según esto, en los circuitos de corriente secundarios, como intensidad diferencia y dispararía el relevador diferencial. Por ello, la conexión de la protección con los transformadores de ajuste debe -

realizarse de manera tal que el circuito esté cerrado por la intensidad de tierra, quedando sin embargo la parte de la diferencia de la protección sin esa corriente.

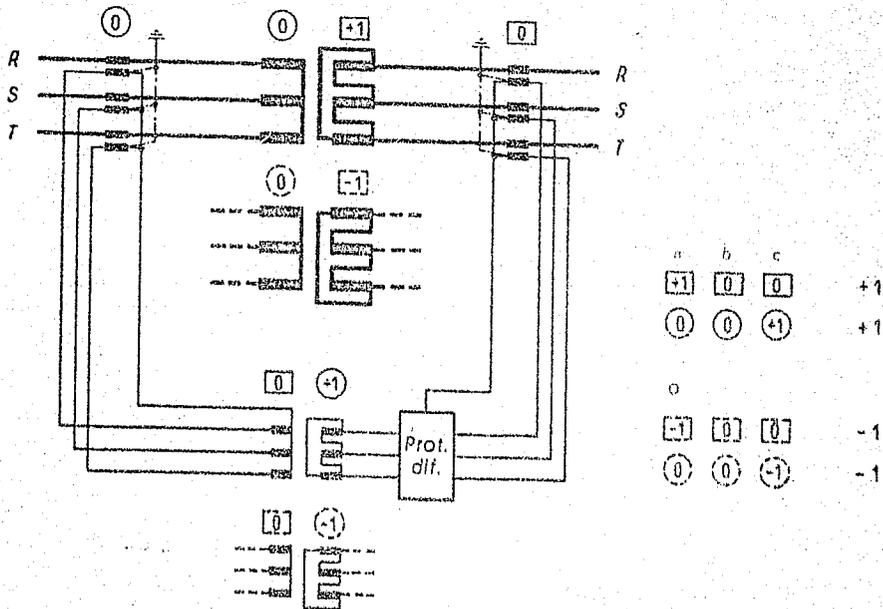


FIG. 4-12

- a: devanado del transformador
- b: transformador de intensidad correspondiente
- c: parte contraria del transformador de ajuste

En un devanado triángulo la intensidad de tierra queda bloqueada en él. En el aparato de protección dicho bloqueo se puede realizar conectando un grupo de devanados de los transformadores de ajuste en triángulo. Entre el juego de transformadores principales, para un grupo de devanados del transformador principal puesto a tierra, y el aparato de protección diferencial, siempre se debe disponer un juego de transformadores de ajuste en el que un grupo de devanados se conecta en triángulo no debiendo existir ninguna línea de unión de él con el centro de estrella del aparato de protección. En el caso de transformadores con 2 centros de estrella puestos a tierra, se precisan 2 juegos de transformadores de ajuste.

Cuando no se realiza una puesta a tierra del centro de la estrella en ninguno de ambos lados del transformador protegido, no se puede presentar dificultades con respecto a la derivación de la intensidad a tierra.

En el caso de un transformador en conexión estrella - estrella con los centros de ambas aislados, los transformadores de ajuste podrían suprimirse si las intensidades de los transformadores principales estuvieran ya ajustadas por las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y de los transformadores principales. En el caso de esta simplificada conexión se debe tener en cuenta que en general los centros de estrella de los transformadores principales se ponen a tierra por motivos de seguridad y por ello, los centros de las estrellas estarían cortocircuitados a través de tierra.

De las consideraciones precedentes se deduce que a los transformadores de ajuste se les debe exigir numerosas posibilidades de conexión y muchos valores de transformación, generalmente cuentan con un número grande de devanados separados con los que se puede realizar numerosas conexiones, los números de espiras se determinan en una sucesión con la que se puede realizar todas las relaciones de transformación que se necesitan en la práctica.

CAPITULO V

V.1.- PROTECCION DE LINEAS

Los cortocircuitos en líneas constituyen una de las perturbaciones más desagradables. Se originan comunmente por descargas atmosféricas o perforaciones eléctricas entre distintas fases, bien debido a un aislamiento defectuoso, bien a la aparición de sobretensiones. A causa de sus efectos nocivos sobre las máquinas, aparatos e instalaciones eléctricas, todo cortocircuito debe remediar-se lo más rápidamente posible. Si, por ejemplo, un cortocircuito tripolar subsiste largo rato, todos los motores trifásicos en el sitio de la avería o próximos a ella, se paran. Si es bipolar, cabe la posibilidad de que los motores, siempre estén débilmente cargados, continúen girando como motores alimentados, por dos fases. Si están muy cargados, se pararán también en este caso. Pero si el cortocircuito producido en una rama de la línea se desconecta rápidamente, entonces las repercusiones sobre el equipo y aparatos de consumo conectados a la misma pueden ser insignificantes.

En caso de cortocircuito, pueden producirse corrientes muy intensas, que calientan los hilos y los cables tanto más, cuanto más tiempo transcurra sin remediarse la avería. Es una nueva razón que aconseja una solución rápida, sobre todo en cortocircuitos en líneas aéreas, donde se presenta la posibilidad de que los arcos eléctricos originados por el cortocircuito fundan sus conductores y éstos caigan de sus soportes. Además a consecuencia de grandes corrientes de cortocircuito aparecen elevadas fuerzas mecánicas en las máquinas, transformadores, lo cual exige dimensionar esas máquinas y aparatos con vistas al caso de cortocircuito. Si se produce un cortocircuito, la corriente adquiere en el primer momento su máximo valor (el impacto de corriente de cortocircuito en un generador puede alcanzar, un valor 15 veces mayor que el máximo de la corriente nominal), pero después de un cierto tiempo unos 5 segundos se reduce a un valor más pequeño que corresponde a la corriente permanente de cortocircuito. La corriente permanente de cortocircuito, cuando esto ocurre en la inmediatez de un turbogenerador, puede alcanzar una magnitud de 5 veces la corriente nominal, si se trata de un cortocircuito unipolar; de tres veces, si se trata de uno tripolar. Si se considera que las fuerzas electrodinámicas crecen con el cuadrado de la corriente, comprenderemos que, en caso de cortocircuito, se manifiestan fuerzas de esta clase que pueden llegar a valer $15^2 = 225$ veces la máxima fuerza con corriente nominal. Se comprende que estas fuerzas sean capaces de originar graves daños en las máquinas, en los transformadores, en los convertidores de corriente, etc.

V.2.- PROTECCION ESCALONADA DE LINEAS POR MEDIO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y TIEMPO.-

Las líneas de alta tensión se protegen por medio de interruptores de potencia, los cuales prescindiendo de los aparatos de disparo o desenganche primarios - son accionados por medio de relevadores. Estos llevan un dispositivo de excitación y un dispositivo de tiempo. En caso de cortocircuito, suele, las más - de las veces, crecer la intensidad, mientras que siempre desciende la tensión de manera que la impedancia de la red $Z = U/I$ disminuye. Se hace de manera que el dispositivo de excitación reaccione a la corriente de cortocircuito, o en redes donde ésta es posiblemente inferior a la corriente nominal se diseña para que reaccione a la subimpedancia de la red, ya que un relevador de sobreintensidad reacciona al impulso o golpe de corriente de cortocircuito; - pero en el caso de un tiempo de desconexión prolongado y de una corriente - nominal de la línea, podría volver a caer o retroceder sin haber desconectado el cortocircuito.

El dispositivo de excitación (bobina) desengancha el de tiempo, el cual transcurrido un pequeño intervalo, transmite a su vez la orden de desenganche al interruptor de potencia. Al producirse un cortocircuito, reaccionan todos los relevadores afectados por el mismo, pero sólo el interruptor de potencia más - próximo al sitio de la avería debe desengancharse. Los restantes interruptores no responden, porque los relevadores vuelven a su posición de partida una vez desconectado el cortocircuito.

Las líneas de una red de alta tensión pueden tenderse en diferentes formas como se muestra en la fig. 5-1.

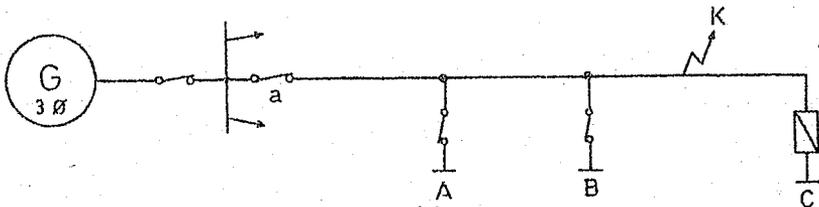


FIG. 5-1(a)

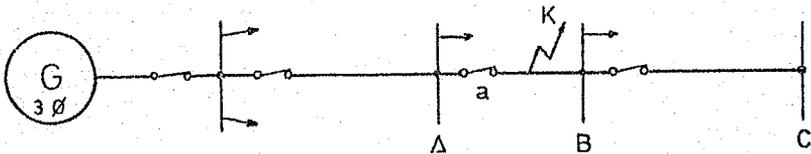


FIG. 5-1(b)

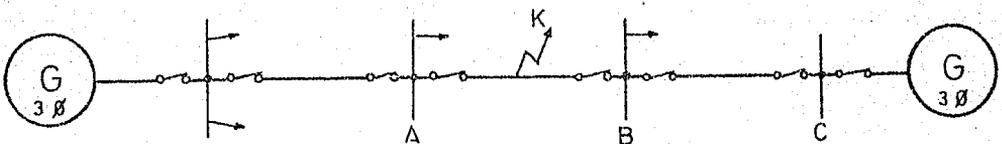


FIG. 5-1(c)

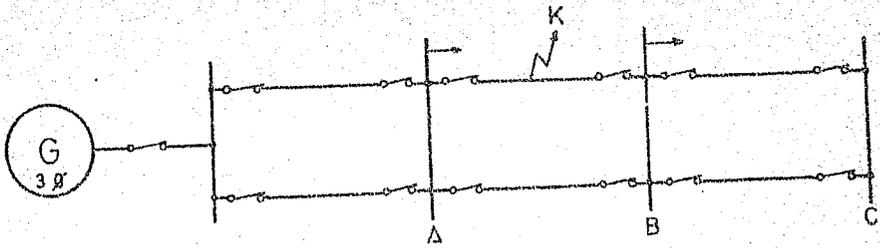


FIG. 5-1(d)

La fig. 5-1a nos muestra una línea alimentada por un solo costado con consumidores conectados en paralelo, éstos pueden conectarse a través de interruptores de potencia, o en caso de que se trate de pequeñas estaciones de transformación, a través de este sistema de tendido, con los consumidores de corriente conectados en paralelo, se emplea únicamente en líneas poco importantes, ya que, en caso de un cortocircuito, queda toda la línea desconectada por el interruptor "a", con lo cual todos los consumidores quedan sin tensión. Es preferible la disposición de la fig. 5-1(b) en donde los consumidores están conectados a las barras colectoras A, B, y C, a través de interruptores. En este caso, cada tramo de la línea necesita un interruptor de potencia. Al producirse un cortocircuito en K el interruptor "a" se desengancha; los tramos anteriores siguen bajo tensión. Pero esta solución tampoco es satisfactoria porque las barras colectoras sanas B y C, situadas detrás del cortocircuito, quedan sin tensión. El remedio sería un arreglo como el de la fig. 5-1(c) donde se representa una línea con doble alimentación, o lo que es igual, una línea anular con alimentación en un solo punto, en la cual cada lugar de distribución recibiría energía eléctrica por los dos costados, debe prevversele dos interruptores, a fin de que cuando se produzca un cortocircuito en K, quede únicamente desconectada la parte averiada. De este modo las barras A y B siguen bajo tensión, y el suministro de corriente a los abonados no se interrumpe. En caso de línea doble fig. 5-1 (d) cada tramo debe contar con dos interruptores, independientemente de que la alimentación sea por uno o por los dos costados.

En la fig. 5-2 están representados por un circulito cada uno de los relevadores correspondientes a cada uno de los interruptores de potencia.

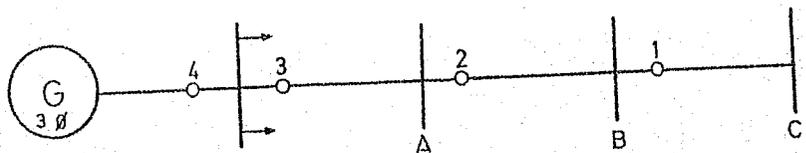


FIG. 5-2

Cuando en el extremo de la línea surge un cortocircuito, si los interruptores únicamente reaccionan a la sobreintensidad, queda al azar cual de los interruptores es el que se desengancha. En este caso es posible, sin embargo, lograr selectividad si la sobreintensidad en principio, sólo excita a la totalidad de los relevadores adscritos a los interruptores y después de determinados períodos de tiempo regulables, cada relevador desengancha a su correspondiente interruptor. Escalonando en tiempo los relevadores de tal modo que el de cada uno vaya aumentando desde el final de la línea hacia el lugar de alimentación, entonces, de producirse un cortocircuito K en el final, quedaría desconectado solamente el segmento averiado, ya que su relevador es el que posee el tiempo de funcionamiento más corto. Si el interruptor o relevador de este segmento fallara, entraría en juego el anterior segmento, si bien al cabo de cierto tiempo un poco más largo, lo cual constituye una especie de reserva. Los relevadores con que se opera el citado escalonamiento son relevadores de tiempo y sobreintensidad. El dispositivo de tiempo puede consistir de un pequeño motor síncrono con arranque asíncrono embutido en el relevador y excitado por el flujo magnético del mismo. Con tales relevadores se puede ajustar a voluntad el tiempo de disparo, así como la magnitud de la corriente a la que han de reaccionar. La fig. 5-3(a) muestra las características de dos relevadores que, reaccionando a la misma intensidad de corriente, están ajustados sin embargo, para tiempos distintos.

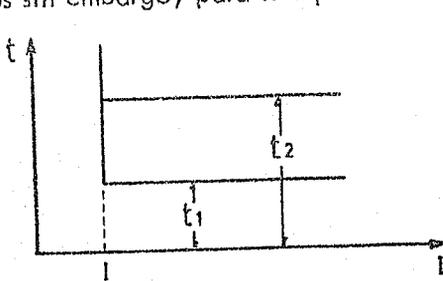


FIG. 5-3(a)

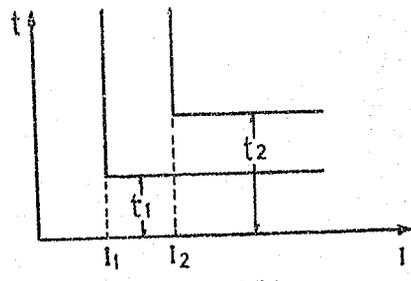


FIG. 5-3(b)

La fig. 5-3(b) muestra la característica de dos relevadores que ajustados a distintos tiempos, reaccionan asimismo con distintas intensidades. En la fig. 5-4 se indica la característica de los relevadores de sobrecorriente y tiempo, pudiéndose observar que el disparo es muy rápido para grandes corrientes y diferido para las pequeñas. En los relevadores mencionados, está prevista siempre su excitación por sobreintensidad. Pero hay circunstancias en que esto no basta. Las líneas durante la noche funcionan prácticamente en vacío, se mantienen en servicio en esas horas sólo unos pocos generadores, casi débilmente excitados. Tomando en cuenta que la corriente de cortocircuito susceptible a formarse depende del número y del estado de excitación de los generadores se concluye que durante el día, las corrientes de cortocircuito son considerables, mientras que las que

aparecen de noche pueden ser inferiores a la corriente nominal de línea. En tales casos los relevadores de sobreintensidad no son adecuados, utilizándose en su lugar relevadores cuyos dispositivos de excitación son capaces de reaccionar a la impedancia de la línea. Las ventajas de proteger las líneas con relevadores de impedancia se observan claramente en la fig. 5-5(a)

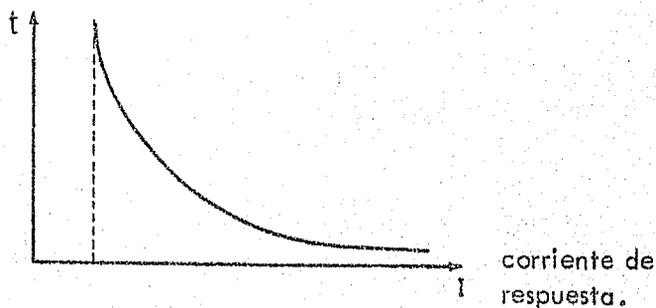


FIG. 5-4

Normalmente, la corriente que circula en la red viene dada por $I = U/Z$, siendo $Z = U/I$ la impedancia total. Z se compone de la impedancia de la línea, que es constante y de las impedancias de consumo, que son variables. Si consideramos la tensión U como sensiblemente constante, tendremos que la impedancia Z , es función de la corriente de servicio como se muestra en la hipérbola de la fig. 5-5(b)

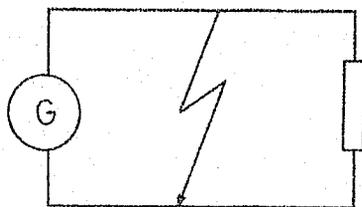


FIG. 5-5(a)

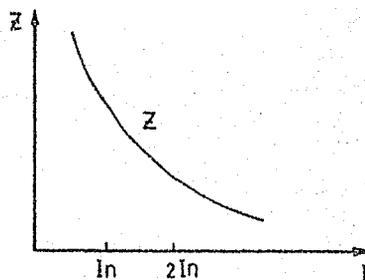


FIG. 5-5(b)

Si aparece un cortocircuito, la impedancia de consumo queda cortocircuitada y la impedancia total del circuito disminuye bruscamente, y eso cualquiera que sea el estado de carga de la red. Este fenómeno puede aprovecharse como ya se ha dicho para la excitación de los relevadores.

La fig. 5-6 representa esquemáticamente un relevador tipo balanza que reacciona con la impedancia. En servicio normal, la fuerza de atracción de la bobina de tensión predomina, y el brazo derecho de la balanza se levanta hasta chocar con el tope, con lo cual el contacto de desenganche K permanece abierto. Si surge un cortocircuito, desciende la impedancia de la línea,

es decir la relación U/I , entonces predomina la fuerza de la bobina de intensidad, con lo cual un relevador de tiempo independiente, o uno de distancia queda libre, bien directamente, bien a través del contacto K. Desde luego la excitación del relevador por medio de la impedancia es más complicada que la excitación normal por sobreintensidad, puesto que el relevador debe estar bajo tensión, lo cual tratándose de líneas de alta tensión exige el aditamento de un transformador.

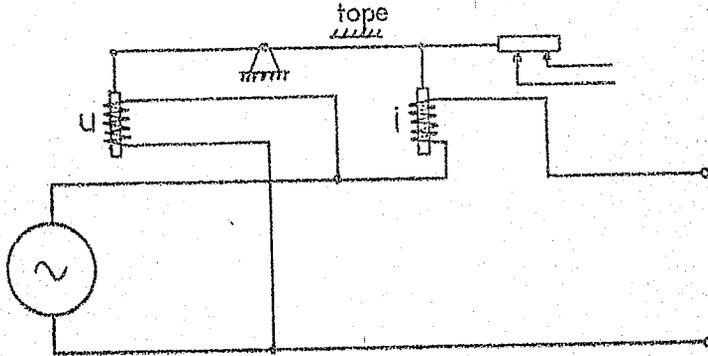


FIG. 5-6

Para la protección de líneas con doble alimentación o redes anulares fig. 5-7(a) se precisa utilizar además de los relevadores de sobreintensidad y tiempo un dispositivo de dirección. En la figura anterior los círculos pequeños representan los relevadores existentes y las flechas interiores indican que poseen dispositivo direccional tal, que solamente operan el desenganche cuando la sobreintensidad tiene la dirección que señala la flecha. En este tipo de líneas se consigue una protección selectiva mediante dos sistemas de tiempos escalonados en sentido contrario. fig. 5-7(b)

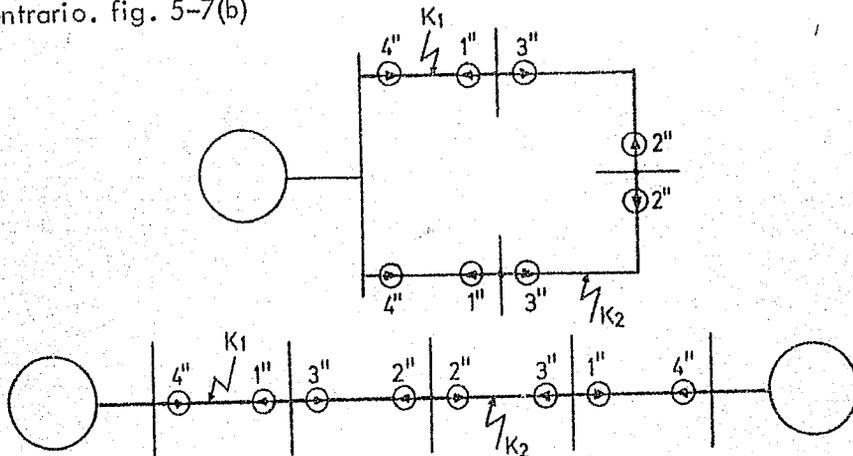


FIG. 5-7(b)

V.3.- PROTECCION DE LINEAS POR MEDIO DE RELEVADORES DE DISTANCIA.

La protección con escalonamiento rígido en sentidos opuestos no es posible tratándose de líneas de forma anular que se alimentan por varios puntos. Tal sistema de protección falla también en las redes de mallas. En esos casos hay que recurrir a un dispositivo en que los tiempos de desenganche no estén ajustados rígidamente, sino que se adapten a la posición del lugar de la avería. Para dilucidar el principio de protección de lo antes mencionado, consideraremos en primer término el caso sencillo de un tramo alimentado unilateralmente fig. 5-8(a) y que sólo en el extremo tiene una carga.

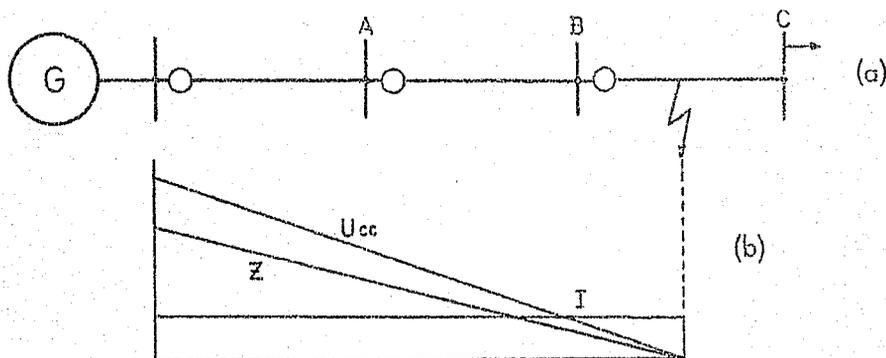


FIG. 5-8

Si se produce en la línea un cortocircuito, la corriente de este a lo largo de aquella adquiere un valor constante (suponiendo que en A y B no se tome corriente alguna), mientras que la tensión irá creciendo, en cambio, desde el lugar del cortocircuito hasta la central fig. 5-8 (b). La impedancia $Z=U/I$, que se puede medir en los distintos puntos de la línea, es nula en el lugar del cortocircuito (supuesto un cortocircuito franco) y se va haciendo mayor en dirección de la central. Si se instalan relevadores cuyos tiempos de desenganche sean proporcionales a las impedancias, determinadas por un artificio de medida y por consiguiente, también a las distancias hasta el lugar del cortocircuito, entonces aquel que se encuentre próximo al lugar de la avería será el que responda más rápidamente, porque es el que mide la menor impedancia y por lo tanto, el que tiene que denotar un tiempo de funcionamiento mínimo. La excitación de un relevador de esta clase puede hacerse por medio de otro de sobreintensidad o bien por medio de un relevador que responda cuando la impedancia descienda por debajo de un valor dado. Si tenemos una línea alimentada por dos costados, tal como se indica en la fig. 5-9 entonces en el caso de una avería por cortocircuito en K_1 , los relevadores R_1 y R_2 medirán-

iguales impedancias sin embargo, solamente el relevador R_1 debe responder; - por consiguiente, para evitar falsos desenganches, ambos relevadores deben - recibir dispositivos direccionales que permitan ese desenganche sólo cuando - el flujo de corriente venga de la barra colectora.

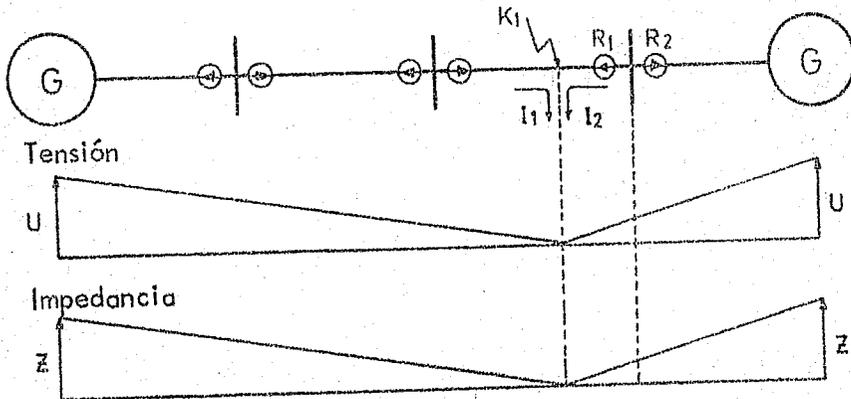


FIG. 5-9

No es absolutamente necesario partir de las impedancias de la línea para fijar los tiempos de desenganche de los relevadores, se obtiene igual resultado empleando las reactancias, con la ventaja, de que en estas últimas los arcos de cortocircuito que en las redes de elevada tensión alcanzan en corto tiempo relativamente grandes longitudes y apreciables resistencias óhmicas, no influyen en ellos, en contraposición a los relevadores de impedancia, los cuales, por causa del arco miden una distancia demasiado grande al punto del cortocircuito y como consecuencia, se disparan después de un tiempo demasiado largo. El relevador de reactancia tiene, sin embargo, la desventaja de que en caso de oscilaciones en la red, tiene más propensión a ocasionar desenganches falsos que uno de impedancia, por lo que, comunmente los relevadores de distancia rápidos actuales no emplean la medida de reactancia pura. La influencia de la resistencia del arco eléctrico se compensa en su mayor parte por medio de conexiones especiales. Además, los actuales relevadores de distancia rápidos trabajan muy de prisa, de tal modo que disminuyen la posibilidad de que se formen largos arcos eléctricos, con lo cual se falsea menos la medición.

Los relevadores de distancia pueden tener distintas curvas o líneas características, antes se empleaban casi siempre características continuas, en que el tiempo de funcionamiento del relevador era directamente proporcional a la distancia. Sea un tramo alimentado por un solo costado, provisto de los relevadores de distancia señalados en la fig. 5-10.

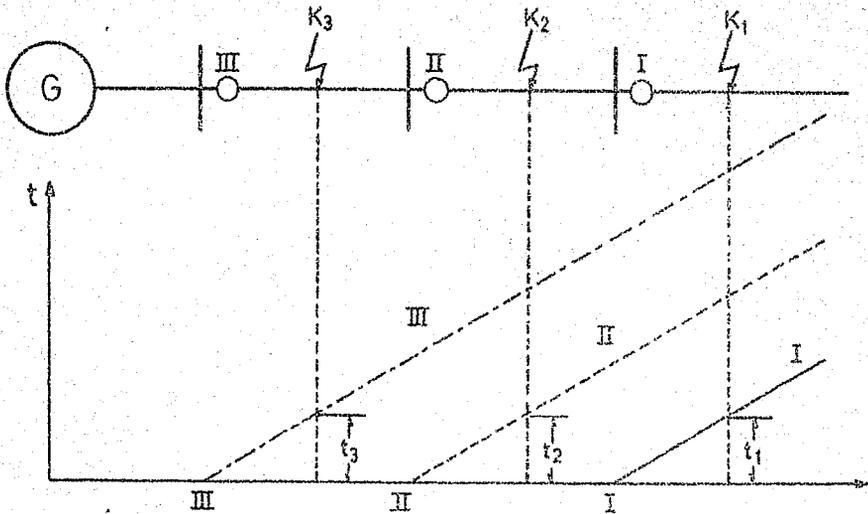


FIG. 5-10

El tiempo de desenganche del relevador I será nulo para un cortocircuito que se produzca en el origen del tramo y aumentará proporcionalmente con la distancia a ese origen. Por consiguiente, la línea inclinada nos dará la medida del tiempo de desenganche t_1 para el cortocircuito en cualquier punto del tramo, lo mismo sucede para los relevadores II y III cuyos tiempos de desenganche están dados por las líneas inclinadas II-II y III-III respectivamente. En el primer caso responde el relevador I, en el segundo el relevador II y en el tercero el relevador III. Si al producirse un cortocircuito en K_1 , fallase el relevador I, entonces después de un tiempo algo más largo el relevador II se hará cargo de la desconexión. La protección de impedancia ofrece, por tanto, al igual que la protección escalonada normal, una especie de reserva para el caso en que falle un relevador.

En un tramo alimentado por los dos costados fig. 5-11 las curvas graduales se desarrollan semejantemente.

En la figura, las líneas graduales para los relevadores que responden en caso de flujo de corriente hacia la derecha, se han llevado por encima del eje de las abscisas, y las líneas para los relevadores que responden con corrientes hacia la izquierda, se han llevado por debajo. Se ha supuesto que los relevadores necesitan también en caso de impedancia nula, un pequeño tiempo para responder. Además, se ha previsto que cada relevador tiene un tiempo de marcha máximo, que no se puede rebasar, por grande que sea la impedancia. Una protección de distancia no trabaja satisfactoriamente en el caso de que las longitudes de los tramos sean muy diferentes, ya que, en los tramos cortos los tiempos de desconexión son muy pequeños, mientras que en los tramos de

mayor longitud se hacen relativamente grandes cuando el cortocircuito se origina en el extremo del tramo.

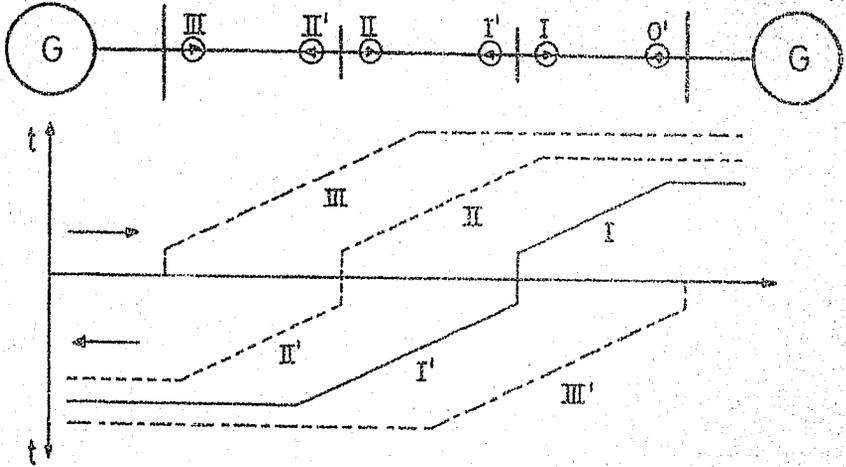


FIG. 5-11

Para ver claramente el modo de funcionar del relevador de impedancia rápido, consideraremos la protección de una línea alimentada por un solo extremo. A los distintos relevadores de impedancia se les da una característica tal, que al 80% de cada tramo de la línea corresponda el tiempo acortado t_0 . Fig. 5-12.

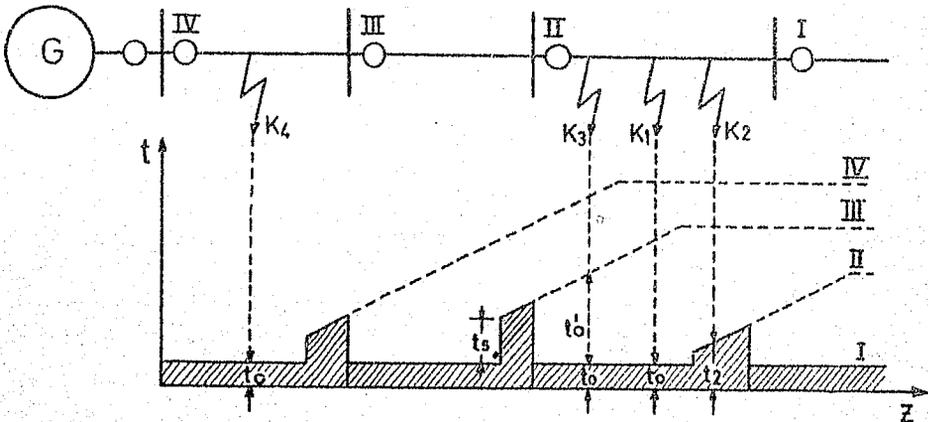


FIG. 5-12

Como se observa, solamente después de este tiempo t_0 , comienza con un pe -

queño salto la característica ascendente del relevador. Si aparece por ejemplo un cortocircuito en el punto K_1 , entonces el desenganche se efectúa con el tiempo base t_0 . Si el cortocircuito se produce bastante cerca del extremo del tramo en K_2 , tendremos el desenganche después de un tiempo mayor t_2 . Si el cortocircuito es en K_3 , o sea muy al principio del tramo el tiempo de desenganche coincide igualmente con el tiempo acortado t_0 . El relevador III conectado delante no desengancha porque su tiempo es superior en t_0 al tiempo del relevador II. Para evitar en todo caso el desenganche del relevador III, es preciso que t_0 tenga una magnitud determinada, la cual puede variar por medio de una elección adecuada del salto de tiempo t_5 (desplazamiento paralelo de la característica de desenganche) en el relevador III. Si, en el caso de cualquiera de los cortocircuitos supuestos, fallase el relevador II o el interruptor, entonces responderá en todo caso, con un tiempo mayor el relevador III adscrito al tramo anterior y si éste también fallase entraría en juego el relevador IV con un tiempo algo mayor. Así pues, en la protección por impedancia se tiene una reserva, ya que siempre cada relevador es protegido por el que está conectado delante de él. Al adoptar las características de los distintos relevadores montados en serie hay que tener cuidado, para evitar falsos desenganches, que no se crucen sus características y que los relevadores vecinos presenten entre sí suficiente distancia de tiempo.

En la protección de distancia hay que considerar que los relevadores no miden la impedancia o reactancia efectivas de la línea, sino un valor que viene dado por los transformadores de corriente y de tensión. Si por ejemplo la impedancia de la línea es $Z = U/I$ y a través de los transformadores de medida se aplica al relevador una tensión $U' = \frac{U}{r_{tU}}$ y una corriente $I' = \frac{I}{r_{tI}}$

(r_t = relación de transformación), entonces la impedancia medida por el relevador resulta ser $Z' = \frac{U'}{I'} = \frac{U}{I} \cdot \frac{r_{tI}}{r_{tU}}$, existiendo por lo tanto entre

la impedancia medida y la efectiva la siguiente relación $Z' = Z \cdot \frac{r_{tI}}{r_{tU}}$

V.4.- APLICACION DE LA PROTECCION DIFERENCIAL A LAS LINEAS.

La protección diferencial o comparativa de corrientes para líneas parte de la base de que un segmento de una línea de conducción solamente estará sano cuando la corriente que entre en él sea igual a la que sale. Por el contrario si un tramo o segmento está averiado, las corrientes en su principio y en su final difieren entre sí, por consiguiente comparando las corrientes en el principio y final de la línea se puede determinar el tramo defectuoso.

Se emplea cuando se trata de desconectar rápidamente un tramo de línea averiado o cuando la protección de distancia no es adecuada por la escasa longitud y excesiva sección de la línea, puede emplearse la protección diferencial

o de comparación. También en el caso de que las impedancias medidas en los relevadores de distancia mediante la intercalación de transformadores de corriente y tensión sean demasiado pequeñas. La fig. 5-13 representa la conexión de la protección diferencial de una línea unipolar.

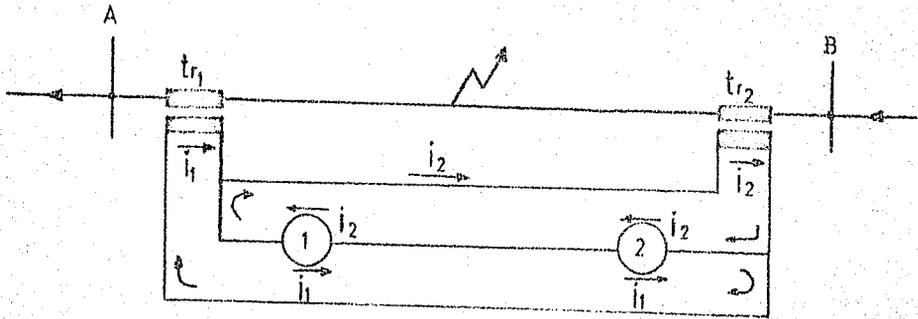


FIG. 5-13

En una línea sana, la corriente que entra tiene que ser igual a la que sale. En estado normal, los relevadores 1 y 2 deben, por consiguiente, permanecer sin corriente. Pero si en la línea se produce un cortocircuito, entran corrientes por ambos extremos (flechas de trazos) ambos relevadores diferenciales serán recorridos por ella y darán origen al desenganche de los interruptores. Esta protección puede emplearse en redes conectadas de un modo cualquiera, y los tiempos de desenganche a que da origen pueden mantenerse muy pequeños. Tiene el inconveniente de las líneas auxiliares que requiere, las cuales particularmente en grandes distancias encarecen la protección, tanto que, en caso de que no haya ninguna razón que obligue, no se empleará este tipo de protección. En las líneas de cables, donde las longitudes, la mayoría de las veces son pequeñas y en las cuales es frecuente no poder utilizar la protección de distancia, se emplea con ventaja la protección diferencial. Hay que tener en cuenta que en caso de que circulen por un tramo sano grandes corrientes de cortocircuito, las corrientes secundarias de los transformadores de intensidad pueden ser algo diferentes, de tal modo que los relevadores pueden desengancharse por error. Por medio de una estabilización como se trató en los transformadores y generadores pueden evitarse falsos desenganches. Si hay que proteger una línea doble, ello puede conseguirse con medios sencillos recurriendo a la llamada "protección en ocho" que asimismo es una protección de comparación. Si ambas líneas fig. 5-14 están recorridas por corrientes de una manera uniforme, entonces las corrientes en los transformadores de intensidad siguen el curso señalado en la figura por las flechas de trazo lleno, mientras que los relevadores 1 y 2 permanecen sin corriente.

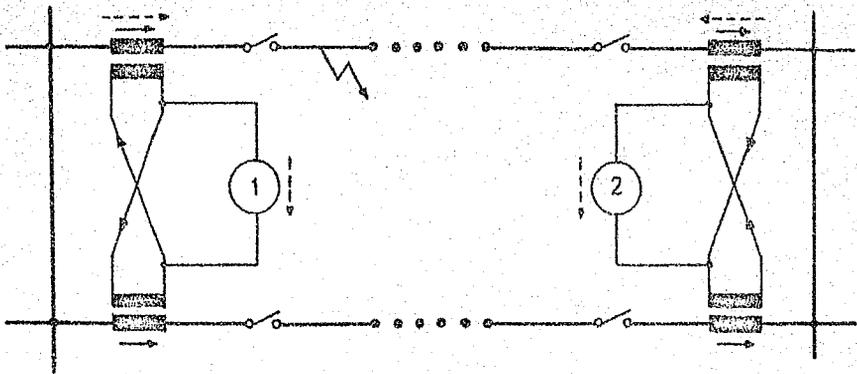


FIG. 5-14

Al producirse una avería (las corrientes de avería se han dibujado con trazos) en el caso de que esté localizada en la línea superior, los relevadores serán recorridos por una corriente dirigida de arriba hacia abajo, sin embargo, solo la línea superior debe ser desconectada y por consiguiente el relevador tiene que tener, además de una excitación por sobreintensidad, un órgano de dirección que reaccione cuando la corriente en el relevador circule de arriba hacia abajo operando el desenganche del interruptor de la línea superior. Después de desconectar la línea averiada, la que ha permanecido sana tiene que hacerse cargo de la corriente de aquella. Por tanto, ahora el relevador de protección en ocho, que en caso de funcionamiento con una sola línea está siempre recorrido por corriente, no deberá responder. Esto puede conseguirse por ejemplo, mediante una conmutación en el relevador o interruptor de potencia cuando éste se desenganche.

Una protección diferencial o por comparación tiene la desventaja de que cuando falla un relevador o interruptor, los relevadores restantes no proporcionan una reserva. Sin embargo, ésta puede lograrse si se combina con una protección de tiempo.

Como se dijo anteriormente, la protección diferencial de líneas requiere de líneas auxiliares dispuestas especialmente a lo largo de la línea principal y recorridas por corrientes alternas engendradas por los transformadores de intensidad cuyas líneas tienen que dimensionarse en correspondencia con la magnitud de las corrientes de medida. Se puede, no obstante, organizar una protección por comparación, en la cual no se comparen entre sí las magnitudes de las corrientes en los extremos de un segmento, sino las direcciones de esas corrientes.

En la fig. 5-15 se representa con flechas la dirección de las corrientes tanto en los tramos sanos como en los tramos con cortocircuito.

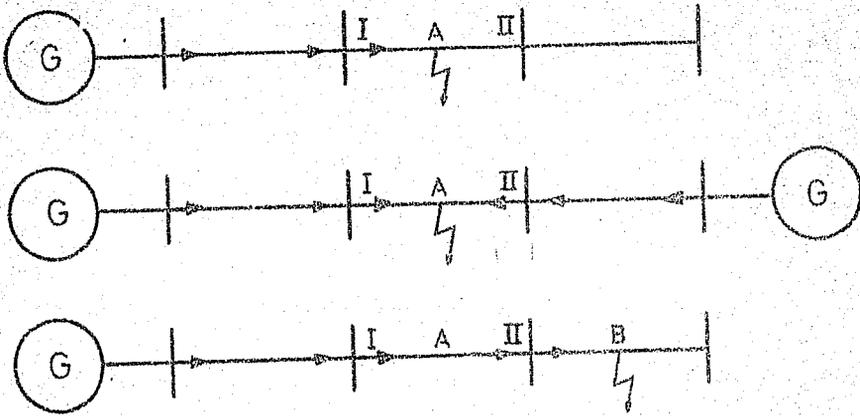


FIG. 5-15

Si al existir un cortocircuito en una línea, un segmento de la misma se mantiene sano, la dirección de la corriente de cortocircuito en el origen y en el final del segmento será la misma, siendo las direcciones opuestas en el segmento del cortocircuito. Aprovechando este fenómeno se puede realizar la protección con líneas auxiliares de menor sección.

Para la protección por comparación de dirección se puede utilizar una comunicación por alta frecuencia que exista de antemano, en la fig. 5-16 se muestra el esquema de un arreglo para ese objeto.

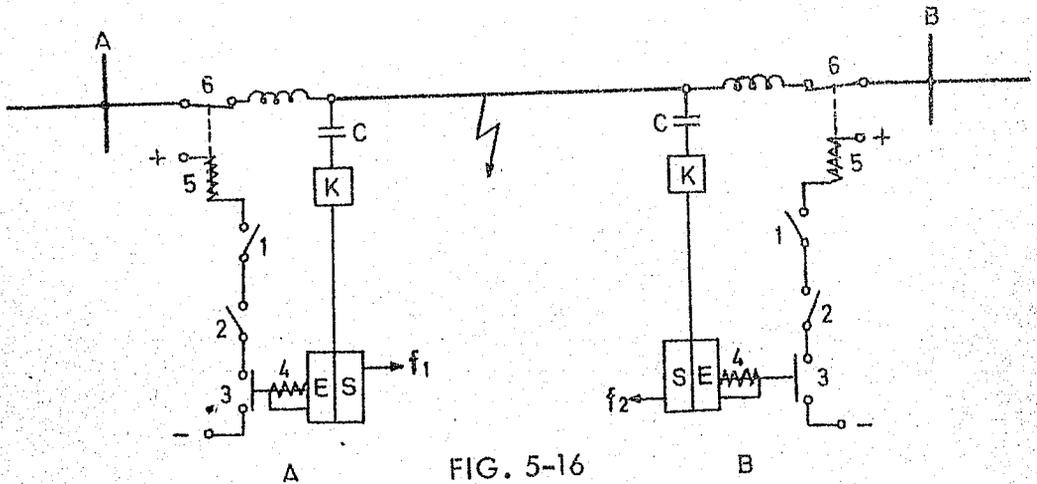


FIG. 5-16

En cada una de las estaciones A y B existe un emisor de alta frecuencia S y un receptor T. Si se habla desde A hacia B, la alta frecuencia alcanza a través del filtro de acoplamiento K y del condensador de acoplamiento C, la línea

nea de corriente fuerte, y en el otro extremo, a través del condensador C y del filtro de acoplamiento K, el receptor G. Cuando se habla en el emisor la frecuencia base f_1 se modula y en el receptor E se desmodula, convirtiéndose de nuevo en corrientes de lenguaje. Para hacer posible una conversación en sentido contrario, el emisor S de la estación B tiene casi siempre una frecuencia base f_2 distinta. Se pueden disponer las cosas de tal modo que las dos frecuencias f_1 y f_2 , aunque no se hablen sean aplicadas a la línea, en donde únicamente no serán moduladas. La protección por comparación de dirección utiliza como sigue estos dos canales de alta frecuencia existentes. Si suponemos que existe un cortocircuito en K, el relevador de sobreintensidad cierra el contacto 1 y el relevador de dirección, el contacto 2, en caso de que la corriente de cortocircuito abandone la barra colectora (los relevadores no se han dibujado). Ambos relevadores interrumpen, además en el caso de que salten de la manera descrita, la alta frecuencia f_1 , enviada a la estación B, de tal modo que allí el receptor E queda sin corriente y el relevador 4 deja caer su armadura y en consecuencia cierra el contacto 3. En la estación B han saltado igualmente el relevador de sobreintensidad y el de dirección, y cerraron sus respectivos contactos 1 y 2, interrumpiendo así la alta frecuencia f_2 , que era enviada en la estación A. En la estación A cae el relevador 4 y cierra su contacto 3. Tanto en A como en B puede ahora la corriente circular del polo positivo al negativo, a través de la bobina de desenganche 5 del interruptor 6 y a través de los contactos 1, 2 y 3 de tal modo que los dos interruptores de potencia 6 quedan desconectados. Si se produjese un cortocircuito a la derecha de B, el relevador de dirección correspondiente no cerraría su contacto 2 y tampoco interrumpiría la alta frecuencia f_2 , enviada a la estación A, de tal modo que en esta permanecería el relevador 4, atraído y por consiguiente el contacto 3 abierto. Ni en la estación A ni en la estación B puede ahora circular corriente a través de la bobina de desenganche. La protección por comparación puede trabajar también en el caso de que se hable a través de la línea con alta frecuencia. Entonces la unión de alta frecuencia resulta interrumpida durante breve tiempo, después de haber caído los interruptores vuelve a quedar insertada. Una desventaja de la protección por comparación de corriente es que no incluye la protección de barras colectoras, por lo que es necesario disponer de otra protección para las mismas.

V.5.- CONTACTO O DESCARGA A TIERRA EN LAS LINEAS.

Si una línea aérea está alimentada por el arrollamiento secundario montado en estrella de un transformador o por un generador, el potencial con relación a tierra del centro de la estrella será nulo, con montaje en triángulo, el punto neutro imaginario del sistema tiene un potencial nulo. Las 3 fases de la línea presentan con respecto a tierra la tensión de fase fig. 5-17 en donde el cen-

tro de la estrella M tiene un potencial cero,

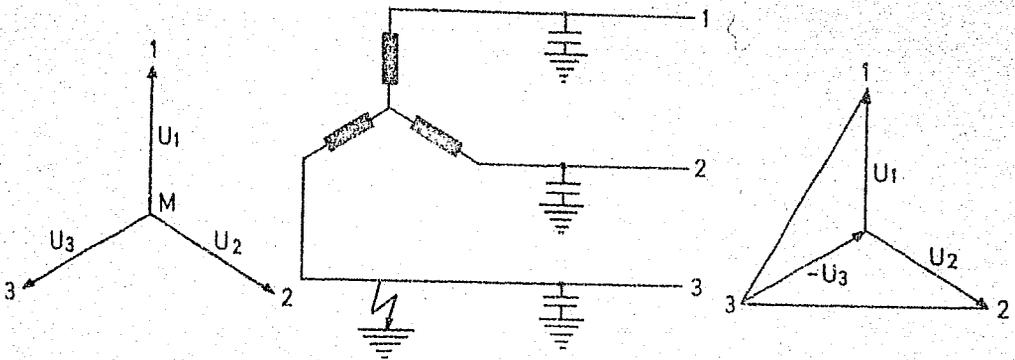


FIG. 5-18

Si en la fase 3 se produce una descarga a tierra fig. 5-18 o bien el conductor 3 establece contacto con tierra, la fase 3 adquirirá el potencial cero, y como las tensiones compuestas entre las distintas fases permanecen invariables entonces la estrella de las tensiones corresponde a la indicada en la fig.5-19. El centro de la estrella tiene ahora con respecto a tierra una tensión de fase $-U_3$ mientras que los conductores 1 y 2 toman con respecto a tierra la tensión compuesta. Si la comunicación con tierra se produce por una descarga, entonces se formará un arco a tierra, que se apagará y encenderá periódicamente, de donde tendremos en la línea una serie de sobretensiones en forma de impulsos. Por estas sobretensiones, y puesto que las potenciales de los conductores 1 y 2 se han elevado con respecto a tierra al valor de la tensión compuesta, fácilmente es posible que también aparezcan descargas en las otras fases.

Si la primera descarga se origina en I fig. 5-20 y aparece otra en II, entonces las fases 1 y 3 quedan cerradas en cortocircuito a través de tierra. Una doble descarga a tierra de esta clase es sinónimo de un cortocircuito bifásico y tiene sus mismas consecuencias. Existe además el peligro de que con una descarga a tierra normal el arco eléctrico que la forma debido a las apreciables longitudes que alcanza pueda llegar a tocar las fases vecinas provocando así un cortocircuito.

Puesto que las perturbaciones ennumeradas son provocadas por los contactos o descargas a tierra, vamos a investigar, en lo que sigue, si no hay medios para apagar los contactos de esta clase, de tal manera que se eviten sus nocivas consecuencias.

Empezaremos por estudiar la corriente en el lugar de la descarga a tierra, partiendo para ello de la fig. 5- 21 y suponiendo que esa descarga se encuentra en la fase 3. Puesto que en la descarga a tierra las corrientes de carga norma

les y también las corrientes que fluyen a través de las capacidades entre los conductores de la línea son invariables, la corriente será una corriente que se superpondrá a las de la carga normal existente.

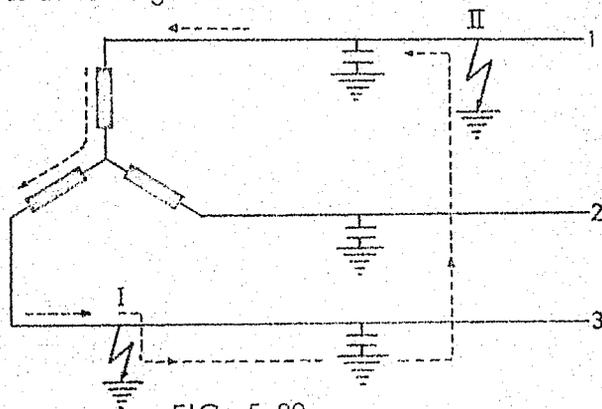


FIG. 5-20

A continuación imaginemos añadidos a la fase 3 dos generadores I y II, cada uno de los cuales tenga la tensión de fase U_3 pero dirigida en ambos generadores en dirección opuesta de tal manera que neutralicen, como se observa, esta adición no cambiará en nada las condiciones originales.

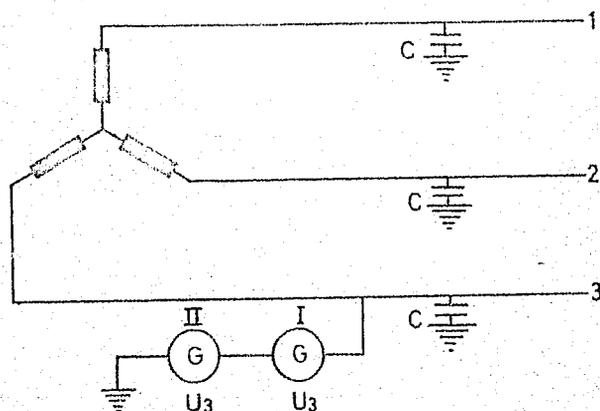


FIG. 5-21

Si imaginamos ahora que la f.e.m. del generador II es nula, entonces por el generador I no circulará corriente alguna, puesto que ese generador tiene exactamente la tensión U_3 de la fase 3. En estas condiciones el sistema corresponde al estado normal, o sea cuando no existe ningún contacto a tierra. Obtendremos, por lo tanto, la corriente de contacto si suponemos que el generador II tiene la f.e.m. U_3 (introducida en sentido contrario). Como en las líneas son válidas las leyes de superposición, no se modificará nada en la corriente adicional engendrada por el generador II, si todas las demás f.e.m.

existentes en el sistema las hacemos igual a cero. Tenemos entonces el esquema sustitutivo de la fig. 5-22.

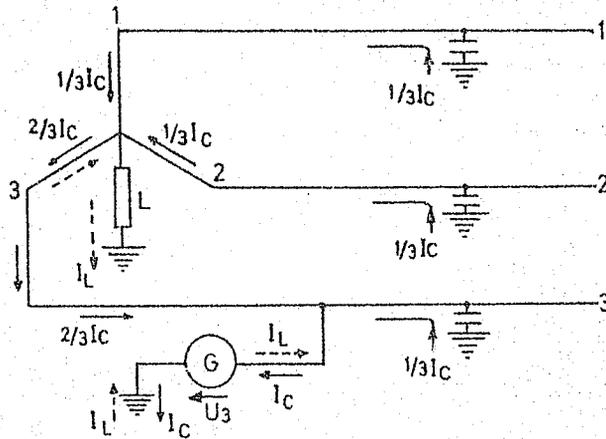


FIG. 5-22

En dicha figura supondremos primero que no existe la inductancia L , dibujada en el centro de la estrella. En el esquema sustitutivo, el generador II trabaja con la f.e.m. U_3 en la dirección dibujada, sobre las 3 capacidades con respecto a tierra C , conectadas todas en paralelo a través del arrollamiento del transformador supuesto sin resistencia. El generador II engendrará una corriente I_c , que se distribuye con arreglo a las flechas de trazo lleno de la corriente que circula por el punto de contacto a tierra, esto se logra mediante una inductancia fijada en el centro de la estrella del transformador. De aquí, el generador imaginario suministrará una corriente de magnitud $I_L = \frac{U}{\omega L}$ y re-

trada 90° con respecto a la tensión. Si I_c es igual a I_L y por lo tanto

$$3\omega C = \frac{1}{\omega L} \quad \text{ó} \quad \omega^2 3CL = 1$$

entonces, por el generador II (es decir en realidad, por el contacto a tierra) no fluirá corriente alguna y el arco eléctrico tiene que apagarse.

En realidad, por el generador II circula siempre una pequeña corriente ya que la inductancia posee resistencia y además, en la red hay resistencias derivadas de modo que las corrientes I_c y I_L no son corrientes reactivas puras y no están defasadas exactamente 90° , esto, da origen a una pequeña corriente residual cuyo orden de magnitud viene a ser prácticamente de un 10% de la corriente no compensada de contacto a tierra. Esta pequeña corriente aunque exista no impedirá el rápido apagado del arco eléctrico inherente al contacto a tierra, ya que, dado el carácter óhmico de la corriente residual y de la tensión, ambas pasarán por cero al mismo tiempo. En caso de contacto directo a tierra, debido a la pequeñez de la corriente residual, no habrá que lamen-

tar una quemazón o destrucción local inadmisibles.

No obstante lo expuesto anteriormente, pueden producirse eventualmente modificaciones en las conexiones de las redes, entonces para tener una buena compensación del contacto a tierra las formas de la bobina que realizan esta función deben poderse variar. En la actualidad el control de la bobina de contacto a tierra se puede realizar con un entrehierro regulable, esa regulación vigilada por relevadores puede llevarse a cabo automáticamente.

V.5.1.- SEÑALIZACION DE CONTACTOS A TIERRA.- Cuando en una línea se produce un contacto a tierra, es deseable que éste, sea señalado al personal de servicio. En caso de ser accesible un centro de estrella, por ejemplo en un transformador, se conecta entre el centro de la estrella y tierra un transformador de tensión que alimenta a un relevador, éste normalmente no tendrá tensión alguna, pero si se produce un contacto a tierra, entonces el potencial del centro de la estrella se eleva hasta la tensión de fase. El relevador responde entonces y puede accionar una bocina o cualquier otro dispositivo de aviso. Si ningún centro de estrella es accesible, puede emplearse un transformador de tensión puesto a tierra en la parte de alta tensión (transformador de 5 nucleos), cuyo embobinado secundario conectado en triángulo mide la tensión del contacto a tierra y puede activar el relevador.

V.6.- PROTECCION PILOTO DE LINEAS.

La protección piloto de líneas se basa en el método de comparación de magnitudes medidas al igual que la protección diferencial, no obstante, por tratarse de una protección que ha tenido un desarrollo notable en los últimos tiempos, se tratará con un poco más de detalle en esta sección.

La protección piloto se emplea generalmente para proteger líneas de transmisión que abarcan grandes distancias. Al presentarse un disturbio en una de estas líneas, es necesario intercambiar información respecto a las condiciones de falla entre los extremos de la misma, o sea donde se suponen instalados los equipos de medición (subestaciones), pudiéndose utilizar para la transmisión de dichos valores: hilos piloto, canales de microondas o sistemas carrier. La disponibilidad de cualquiera de estos medios de transmisión de valores puede decidir la forma de comparación, escogiéndose básicamente entre 2 métodos: comparación del valor medido o comparación de señal. En la comparación del valor medido, las corrientes por ejemplo son alimentadas, como valores medidos, directamente a los sistemas de protección y son comparados en magnitud y fase como por ejemplo en la protección diferencial de transformadores, generadores, barras y líneas que ya fueron tratados en capítulos anteriores.

En la comparación de señal no se transmiten los valores medidos sobre los canales directamente, sino que se convierten localmente en impulsos de corrientes

te continúa o alterna mediante emisores de valores de medición que envían, de acuerdo a las cantidades medidas, más o menos pulsos sobre las líneas de transmisión por medio de canales de audiodiferencia o altafrecuencia en el caso de sistema carrier o por medio de antenas en el caso de microondas, dichas señales, al llegar al extremo receptor son nuevamente transformadas en magnitudes de medición.

V.6.1.- PROTECCION POR HILOS PILOTO.- La protección por hilos piloto es una adaptación de la protección diferencial para ser aplicada a la protección de líneas de transmisión. La protección diferencial tratada en la sección V.4) de éste capítulo no se utiliza en líneas de transmisión largas, debido a que las terminales de la línea se encuentran separadas por distancias demasiado grandes para interconectar los transformadores de corriente en la forma descrita.

Debido que los relevadores diferenciales aplicados para la protección diferencial son muy selectivos, podría pensarse porqué no son usados también para proteger líneas de transmisión, las razones principales son: a) para una línea trifásica se requerirían 6 conductores, uno para cada fase de los transformadores de corriente, uno para la conexión neutral y 2 para el circuito de disparo, lo cual, para líneas largas se vuelve incosteable. b) la probabilidad de operaciones falsas debidas a las inexactitudes de los transformadores de corriente bajo cargas fuertes que serían implicadas. c) las grandes caídas de voltaje en los hilos piloto requiriendo mejores aislamientos. d) el peligro de que se originen errores causados por la inducción de corrientes, en especial con fallas a tierra, ya que las corrientes de falla inducen un voltaje longitudinal en el tendido de los hilos piloto en paralelo a las líneas de alto voltaje que pueden introducir errores en las mediciones. e) los problemas que trae consigo el arrendamiento de los hilos piloto a compañías telefónicas ya que las corrientes y voltajes resultarían excesivos para los hilos telefónicos y habría la probabilidad de interferencias.

En la fig. 5.23 se muestra una sección de una línea de transmisión conectando las subestaciones A y B y además un tramo de la línea adjunta a la subestación B.

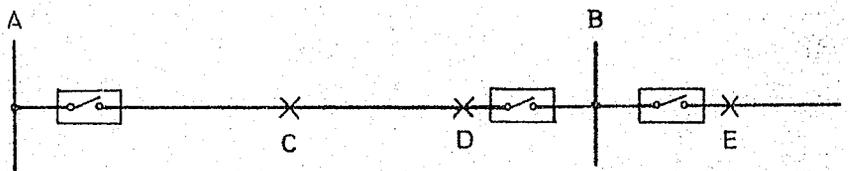


FIG. 5.23

Suponiendo que en la subestación A se dispusiera de instrumentos muy precisos para leer voltajes, corrientes y ángulos de fase en el tramo de la línea AB, suponiendo que se conociese también la impedancia característica por unidad de longitud de la línea y la distancia entre A y B. Entonces se podría, con un relevador de distancia, determinar la diferencia entre un cortocircuito en C a la mitad de la línea y un cortocircuito en D en la terminal lejana de la línea. Pero no se podría, posiblemente, distinguir entre una falla en D y una falla en el punto E (más allá del interruptor de la sección de la línea adyacente), porque la impedancia entre D y E sería tan pequeña para producir una diferencia apreciable en las cantidades medidas que aún, cuando se pudiese detectar una pequeña diferencia, ésta, podría deberse a inexactitudes de los transformadores de corriente y voltaje que alimentan directamente a los relevadores. Bajo tales circunstancias, difícilmente se puede aceptar la responsabilidad de disparar los interruptores para la falla en D y no para la falla en E.

Por otra parte, si suponemos estar en la subestación B, a pesar de los errores en los instrumentos o fuentes de alimentación se podría determinar positivamente donde fué la falla, en D o en E, ya que prácticamente se efectuaría una inversión completa en las corrientes, o en otras palabras, una diferencia de ángulo de fase de aproximadamente 180° . Es necesario, por lo tanto en la subestación A, una manera de indicar, cuando el ángulo de fase de la corriente en la subestación B (con respecto a la corriente en A) es diferente aproximadamente 180° de su valor para fallas en la sección de la línea AB. La misma necesidad existe en la subestación B para fallas en cualquier lado de la estación A. Para resolver tal dificultad se emplea una comparación direccional piloto que compara la dirección del flujo de la corriente o potencia por medio de la posición relativa de los contactos de relevadores direccionales en los extremos de la sección protegida. Este método se basa en el hecho que durante una falla externa, la corriente debe circular hacia dentro de la sección protegida en un extremo, y hacia fuera de la sección en el otro y durante una falla interna la corriente debe fluir hacia dentro en ambos extremos.

Relevadores direccionales en cada extremo son conectados de tal manera que bloquean el disparo cuando la corriente de falla circula de la línea protegida a la barra bus fig. 5.24.

Por interconexión adecuada, éstos relevadores direccionales a través de un contactor piloto pueden comparar la posición de los contactos y así determinar la localización de la falla. Una falla externa fig. 5.24 (b) causará en el relevador direccional más cercano al extremo de la falla un bloqueo de disparo en ambos extremos de la sección protegida. Por otro lado, el disparo no será bloqueado en una falla interna fig. 5.24 (c) porque el flujo de corriente será de la barra colectora (bus) hacia la línea en ambos extremos, o en un extremo si hay un extremo alimentador simple. Corrientes de carga normales fig. 5.24 (a) tendrán el mismo efecto como una falla externa.

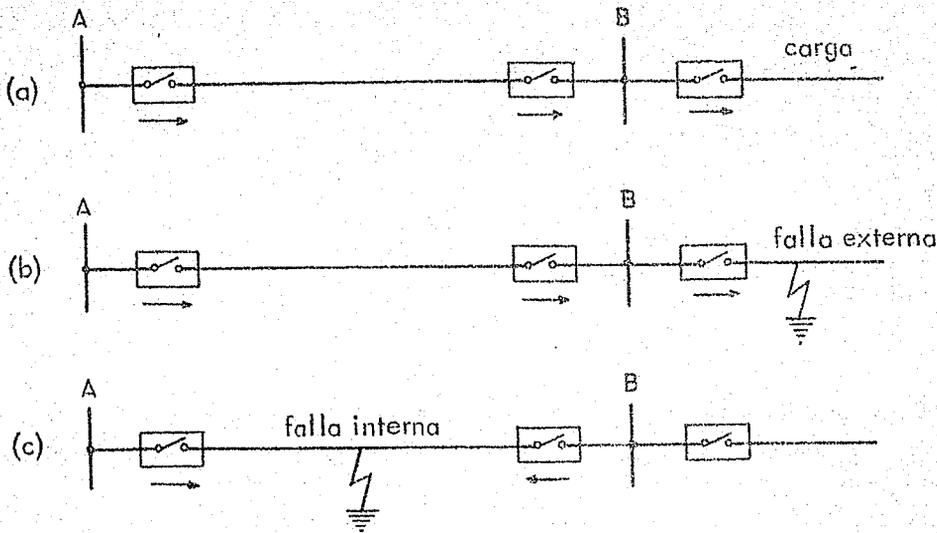


FIG. 5.24

V.6.2.- PROTECCION PILOTO POR CARRIER.- Instalar un sistema carrier para ser empleado únicamente para fines de protección es injustificable, debido al alto costo que representan los canales portadores de ondas de alta frecuencia y los equipos auxiliares que se requieren, de aquí, que sólo se justifique emplear este método de protección cuando los canales portadores se utilizan también para otros propósitos como la telemedición y las comunicaciones.

Donde el costo de los canales portadores de alta frecuencia no se justifica y los hilos piloto disponibles no son adecuados para comparar corrientes, entonces se puede utilizar una frecuencia audio para transmitir entre líneas terminales y se emplea casi exactamente de la misma manera que las altas frecuencias portadas en líneas de potencia. Como conclusión podemos decir, que debido al alto costo del tendido de cables de baja frecuencia propios, y también de las rentas relativamente altas que se pagan por el arrendamiento a compañías de comunicaciones, la mayoría de los sistemas de potencia prefieren transmitir los impulsos de valores medidos con alta frecuencia a través de sus líneas de alta tensión, ya que con ello se obtiene la ventaja de independizar la transmisión de dichos valores de la influencia de factores ajenos al sistema.

En los sistemas carrier la señal es introducida al circuito de la línea de potencia a través de un dispositivo de acoplamiento que consiste de un grupo de capacitores conectados en serie y de un filtro de acoplamiento que tienen por objeto dividir la tensión capacitiva de la línea y adaptar la impedancia característica del equipo carrier a la de la línea de alta tensión para permitir el acoplamiento el cual puede efectuarse entre una fase de la línea de transmisión y tierra como en la fig. 5-25 (a) o entre dos fases como se muestra en la fig. 5-25 (b).

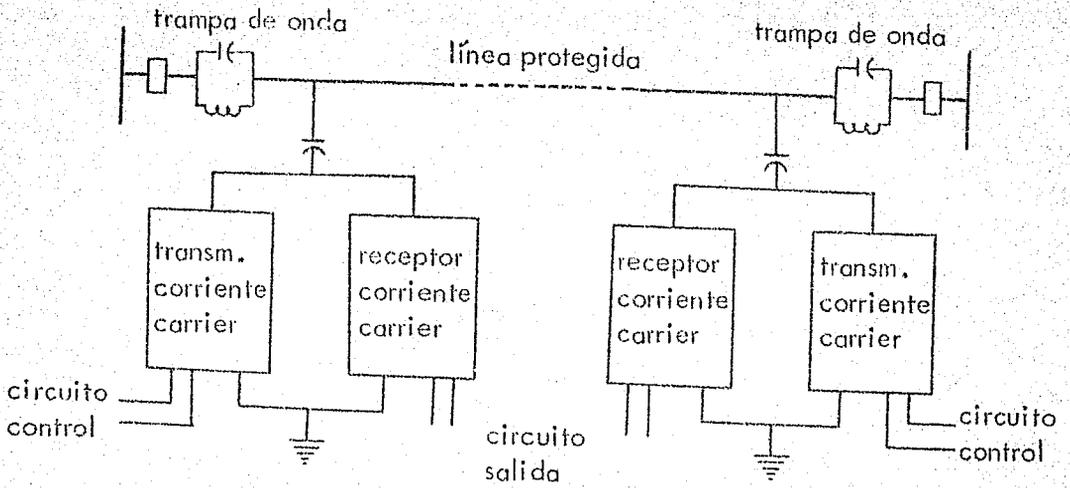


FIG. 5-25 (a)

El acoplamiento de la fig. 5-25 (b) es técnicamente mejor pero mucho más caro — ya que requiere 2 dispositivos de acoplamiento y 2 trampas de onda. Las trampas de onda son circuitos paralelos en resonancia sintonizados en la frecuencia carrier y se utilizan para evitar que la señal salga de la sección protegida. Se caracterizan por tener impedancia despreciable a corrientes de frecuencias de potencia y alta impedancia a las corrientes de frecuencia carrier, limitando ésta dentro del canal deseado evitando con ello pérdidas de la señal en circuitos de potencia adyacentes y corte de la misma por una falla exterior.

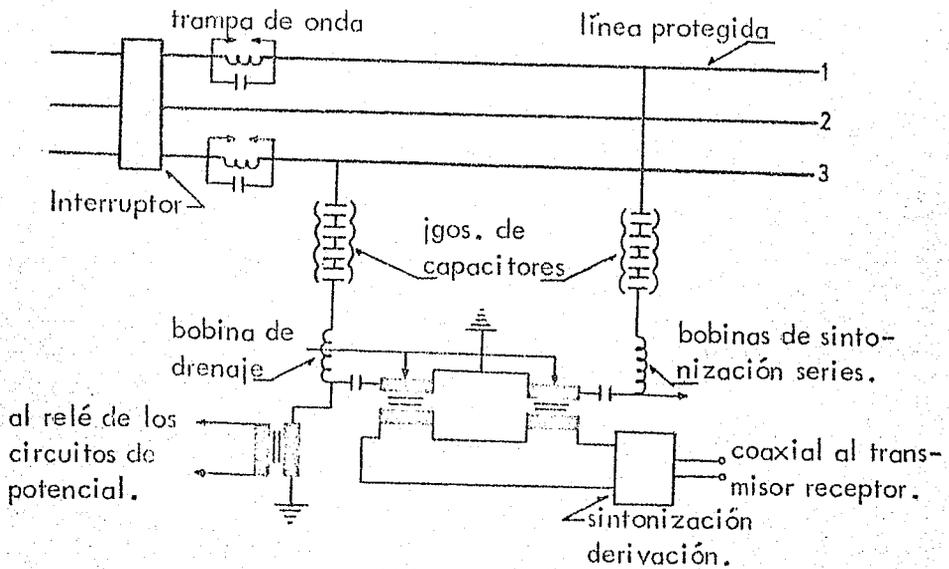


FIG. 5-25 (b)

Cuando un voltaje de polaridad positiva se aplica en un círculo de control de un transmisor constituido por un oscilador electrónico y un amplificador se genera un voltaje de salida de alta frecuencia, el rango de frecuencias utilizado para este propósito es de 50-500 Kc. dependiendo de los reglamentos de comunicaciones de cada país. Abajo de 50 Kc el costo de las componentes de acoplamiento sería alto y arriba de 500 Kc las pérdidas de la línea y de aquí la atenuación de la señal sería también considerable. Una salida de 15 Watts se ha encontrado suficiente para abarcar las pérdidas de línea con longitudes hasta de 160 Km con una pérdida máxima de 30 db (decibels)

PRINCIPIO DE OPERACION.- En cada terminal una señal de alta frecuencia carrier es introducida a la línea de alta tensión y es modulada en cada extremo por una onda cuadrada de corriente local, de manera que los bloques de frecuencia carrier son transmitidos correspondiendo a mitades de onda de la frecuencia del sistema en una dirección. En la fig. 5-26 aparecen alternadamente medios ciclos de señal carrier y medios ciclos sin señal.

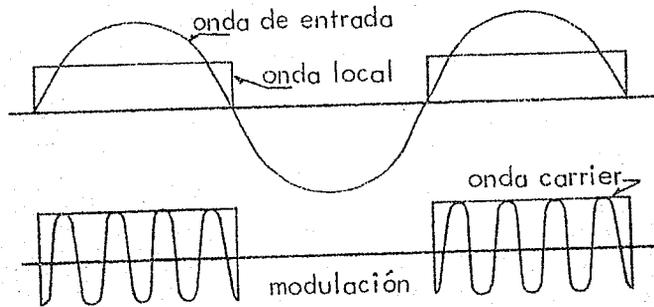


FIG. 5-26

Durante una falla externa las medias ondas de corriente de las terminales son iguales en magnitud, pero 180° fuera de fase con relación a la corriente carrier, con ello, se bloquea el disparo en cada medio ciclo fig. 5.27 (a). Durante una falla interna fig. 5.27 (b), las corrientes en las dos terminales están en fase de tal forma que ambas terminales producen un bloqueo similar de señales en el mismo tiempo para un medio ciclo sin ningún bloqueo durante el siguiente medio ciclo, lo que permite el disparo.

En la fig. 5-28 se muestra un esquema con el equipo que comprende la protección piloto por carrier (ondas portadoras)

- a) Detectores de falla.- Estos aseguran que la transmisión carrier solo actúe cuando aparece alguna falla, ya que una transmisión continua resulta antieconómica y podría causar interferencias de radio.
- b) Oscilador.- El circuito oscilador produce la señal carrier, es usualmente arreglado para operar continuamente.

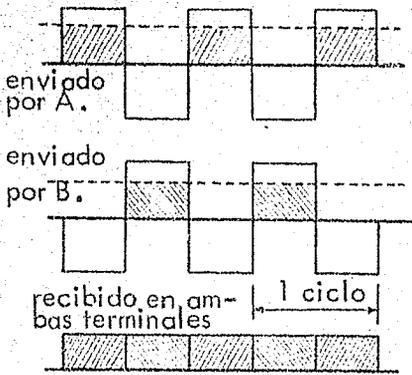


FIG. 5-27 (a)

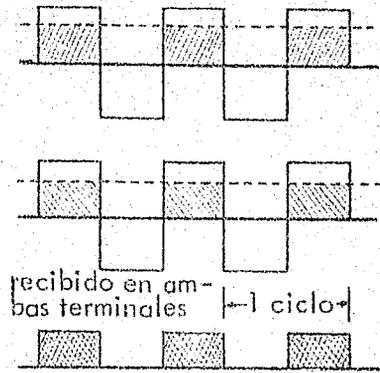


FIG. 5-27 (b)

c) Modulador.- Una señal carrier continúa de alta frecuencia es alimentada al modulador junto con la corriente local en la frecuencia del sistema. La frecuencia de señal del sistema de onda cuadrada actúa como una reja cíclica y la señal de alta frecuencia se pasa a través de un modulador en períodos de medio ciclo, - la relación de unidad de espacio marcado en la señal modulada se asegura por el diseño del circuito de la onda cuadrada.

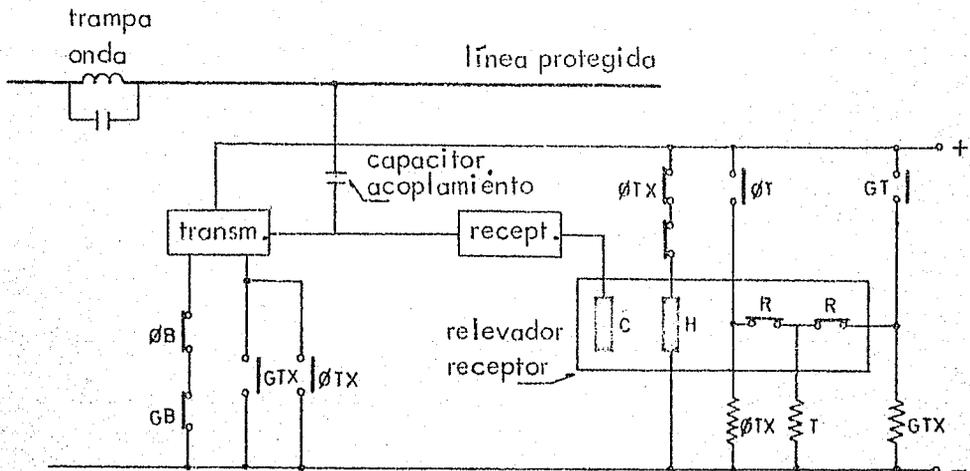


FIG. 5-28

d) Transmisor-Amplificador.- La señal del modulador es aumentada a por lo menos 10 watts por un amplificador de potencia que es adecuado para el rango de frecuen

cia sobre la cual el oscilador puede ser ajustado. La salida del amplificador es alimentada a la línea de potencia a través de un dispositivo de capacitancia.

e) Receptor carrier. Es el dispositivo que tiene como misión recibir la frecuencia carrier escogida por el canal y rechazar todas las demás que puedan usarse en los conductores de la misma línea para otros propósitos de telemetría, comunicaciones, etc.

f) Comparador de fase. - El comparador de fase produce una señal de disparo cuando el intervalo entre los bloques carrier exceden alrededor de 30° y evita los disparos cuando el intervalo es menor que éste. Teóricamente, el intervalo entre los bloques carrier es de 180° en una falla interna y 0° en una falla externa, pero en la práctica el intervalo de 180° puede reducirse debido a desplazamientos de fase entre las e.m.f. generadas en las terminales del sistema.

V.6.3.- PROTECCION PILOTO POR MICROONDAS. - Las microondas piloto son ondas de ultra alta frecuencia de sistema radio operando en bandas distribuidas arriba de 900 megaciclos, y sólo se justifica su aplicación cuando se utiliza para otros propósitos aparte del de protección. En este tipo de protección la señal no es transmitida a través de las líneas de potencia del sistema como en la protección carrier, sino que se utilizan antenas parabólicas para la transmisión de los valores medidos.

En general una protección por microondas es utilizada donde la atenuación resulta alta para el sistema carrier y para su aplicación se requiere que exista una línea de visual entre una antena y otra sin obstáculos en medio, preferentemente arriba de unos 15 m. lo que limita la distancia entre las antenas a unos 30 - 80 - Km. dependiendo de la topografía del terreno, si los canales de microondas son muy largos es necesario instalar estaciones repetidoras.

Como se puede observar el sistema de microondas tiene ciertas ventajas sobre el sistema carrier principalmente para disparos remotos, ya que es independiente de las líneas de potencia además, para la transmisión de microondas no es necesario equipo de acoplamiento ni trampas de onda lo que representa un ahorro en la inversión.

En la protección de líneas por este método la práctica consiste en modular la frecuencia de microonda directamente por cualquiera de los métodos usuales, los transmisores son controlados en la misma forma que los transmisores de corriente carrier y los receptores convierten las señales recibidas en voltajes de corriente directa como lo hacen los receptores de corriente carrier.

En resumen podemos decir que el equipo de relevadores empleados en la protección piloto por carrier así como sus principios de operación, pueden de la misma forma, aplicarse utilizando microondas piloto.

V.7.- PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS.

La protección de barras colectoras comprende la protección de las propias barras

así como la de todos los aparatos que se encuentran dentro de la zona de las barras y están conectados a ellas. Una protección de este tipo debe ser rápida para limitar los daños y estable para evitar tendencias a operar por fallas exteriores a la zona de las barras ya que habría el peligro de interrupción innecesaria de todos los circuitos conectados a las mismas. Seguridad de operación es igualmente necesaria porque de una falla de operación en el momento de aclarar fallas de barras colectoras pueden resultar grandes daños para el equipo y peligro para el personal así como la interrupción del servicio. Como las fallas de barras colectoras son extremadamente raras (alrededor de una en 15 años por instalación) pruebas periódicas, ya sea manual o automáticas deben realizarse para checar la reacción de los relevadores en fallas internas.

Estadísticas efectuadas para determinar las causas de fallas en barras colectoras indican que más de la mitad de ellas se deben a fallas de aislamiento y a arcos producidos por descargas atmosféricas, alrededor de un tercio ocurren por errores humanos y el 10% restante por causas diversas, tales como caída de objetos y fallas de interruptores. El hecho que el aislamiento de la barra colectoras cause la interrupción de todos los circuitos conectados a ella significa que la protección debe ser cuidadosamente diseñada para prevenir operaciones inadvertidas de los relevadores que la protegen. Lo anterior conduce a varios criterios por relación a la forma de proteger las barras colectoras. Tomando en cuenta lo raro para que se presente una falla de este tipo, se elimina la protección local de barra y las fallas deberán ser despejadas por relevadores de respaldo de las estaciones vecinas. En otros casos donde el riesgo de disparos inadvertidos se presenta frecuentemente cuando se proveen circuitos de protección independientes, ambos de los cuales deben satisfacerse antes de que el disparo pueda ocurrir.

Todos los relevadores empleados para detectar las fallas de barras colectoras hacen uso de la ley de Kirchhoff; todas las corrientes de entrada y de salida del circuito eléctrico protegido (zona de la barra colectoras) deben sumar vectorialmente cero a menos que haya ahí una falla. La fig. 5.29 muestra el arreglo esquemático de la protección de barras colectoras. Se podrá observar que la suma de las corrientes no será cero si hay una falla en la barra colectoras y el relevador será energizado.

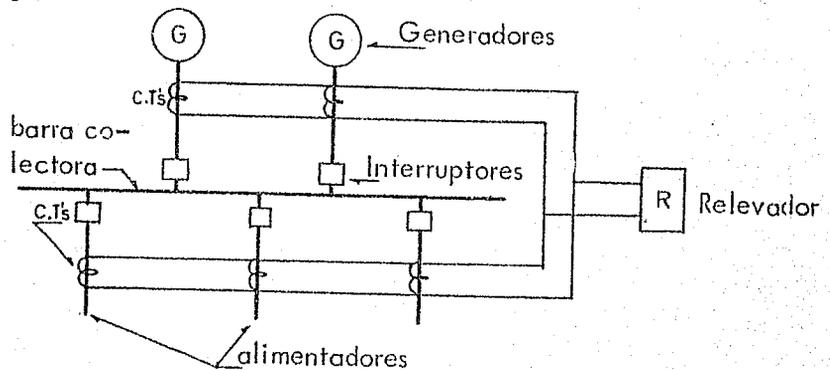


FIG. 5-29

V.7.1.- PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS COLECTORAS.- Cuando las barras colectoras de grandes instalaciones se encuentran protegidas solamente por los relevadores de sobreintensidad de las protecciones de los transformadores de potencia o de las máquinas que las alimentan, entonces se obtienen, en el caso de averías en las barras colectoras, tiempos muy largos de reacción. Estos oscilan la mayoría de las veces entre 4 y 6 seg. por lo tanto, en el caso de potencias de alimentación elevadas los desperfectos son considerables. Tratándose de tiempos de disparo de 1 seg. aproximadamente, la avería frecuentemente se puede subsanar con gran rapidez, ya que con una ejecución apropiada de la instalación de maniobra, la mayoría de las veces, aún no existe el peligro de que pase el arco a otra celda e incluso de un corrimiento del arco sobre las barras colectoras.

Por este motivo, hoy en día es normal recurrir a medidas especiales para la protección de grandes instalaciones de barras colectoras, ya que precisamente averías importantes en las instalaciones de barras colectoras llevan a una puesta fuera de servicio de larga duración, generalmente una desconexión de pequeña duración da por resultado una avería de la instalación del mismo orden.

La protección diferencial de barras colectoras puede realizarse de dos formas diferentes: muy frecuentemente se emplea un procedimiento por el cual todas las alimentaciones se equipan con un relevador de impedancia o conductancia cuya dirección de disparo se ajusta en las barras colectoras. En las máquinas o transformadores que las alimentan se puede eliminar en caso de esta protección, los elementos de dirección, pero no así, en las líneas que son alimentadas por las barras.

La protección de las barras colectoras, en forma de una protección diferencial, representa para la protección de dichas barras en subestaciones de alta tensión y elevada potencia la forma de ejecución de trabajo más rápida, permaneciendo también los daños pequeños, como consecuencia de la velocidad de maniobra lograda de 0.1 seg.

Las barras colectoras se tratan con este procedimiento de manera análoga o como por ejemplo, se protege un transformador de varios devanados, es decir, se realiza la suma de las intensidades que entran y salen en todo el sistema. Para no depender de las propiedades de los transformadores se debe emplear un estabilizador.

La decisión de si se emplea para proteger las barras colectoras, la protección diferencial o la de impedancia, depende de las exigencias en los tiempos de disparo. En instalaciones de muy alta tensión y muy importantes, en el caso de tensiones medias y con espacios de maniobra grandes se suele emplear la protección de impedancia o conductancia.

El principio de medida empleado en la protección diferencial de las barras colectoras ya fué descrito en el capítulo II sección II.3.3)

Como en las grandes subestaciones casi siempre existen varios sistemas de ba-

rras colectoras y estos también pueden funcionar separadamente, la protección debe construirse de manera que no impida la continuación de servicio.

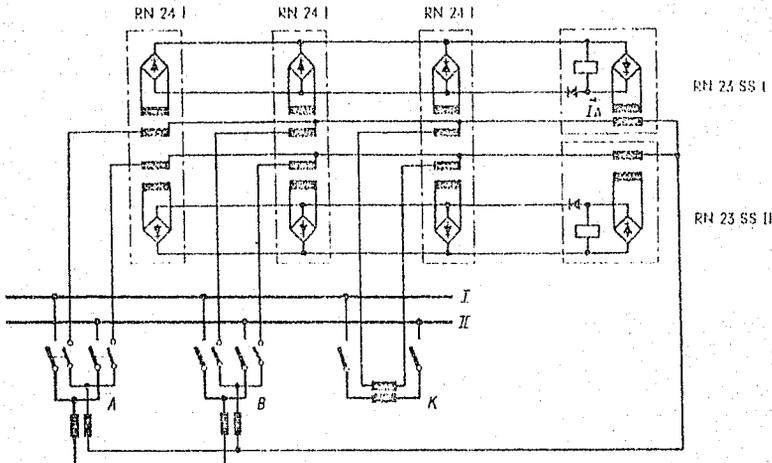


FIG. 5-30

La fig. 5-30 muestra la disposición de principio para 2 sistemas de barras colectoras, para cada uno de ellos se prevé su relevador diferencial representados por RN23I para la barra I y RN23II para la barra II.

Las líneas o diferentes alimentaciones se designan con las letras A y B pudiendo ser su número tan elevado como se quiera. Las líneas de los transformadores de intensidad se llevan respectivamente a transformadores intermedios (de conversión) de 3 devanados que convierten la corriente trifásica en corriente monofásica. Estas intensidades circulan a través del aparato de estabilización, cuyo número debe ser igual al número de líneas. Los transformadores de conversión y aparatos de estabilización se montan en una caja representada por (RN24)

Para que el relevador diferencial de barras colectoras no actúe indeseablemente en el caso de averías exteriores, por las intensidades de compensación e inexactitud de los transformadores de intensidad, se prevé un estabilizador de forma análoga a como se hizo en la protección diferencial de los transformadores de potencia capítulo IV sección IV.4.1). Este estabilizador es un pequeño transformador intermedio con rectificador que proporciona al relevador diferencial una intensidad continua de estabilización proporcional a la intensidad de paso. De esta manera se logra que la protección sea completamente insensible a averías exteriores.

La intensidad secundaria del transformador intermedio, después de la rectificación en una conexión puente, circula en la dirección de disparo por el relevador de bobina móvil, en cambio la intensidad secundaria de la parte de estabilización se rectifica en el aparato de estabilización y se lleva en la dirección de

bloqueo al relevador de bobina móvil. La reacción se efectúa por la intensidad diferencia entre la intensidad de disparo y la intensidad de bloqueo (> 0)
En la fig. 5-31 se presenta un esquema mostrando la conexión completa de la — protección diferencial de barras colectoras.

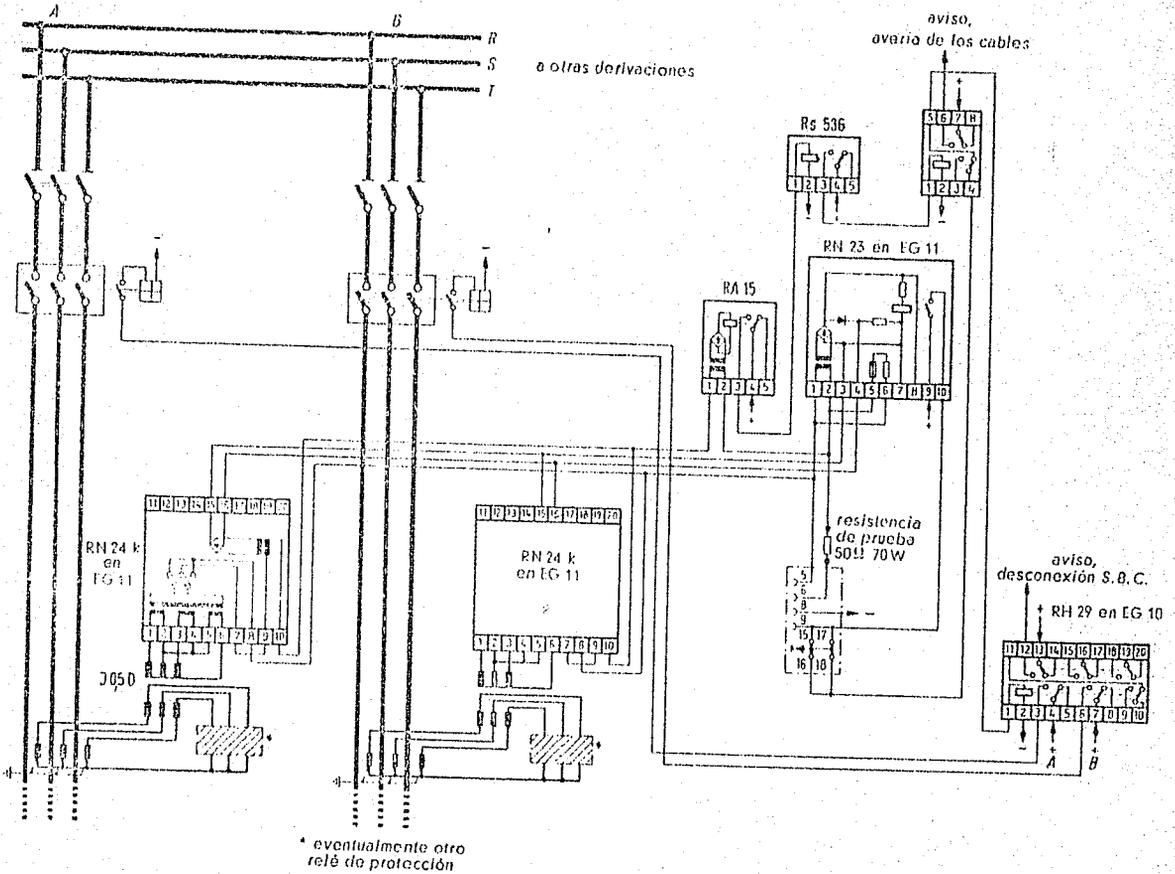


FIG. 5-31

Cuando en la instalación de maniobra las diferentes líneas se conectan a uno de los sistemas de barras colectoras, entonces las intensidades de los transformadores de conversión se conectan respectivamente al correspondiente circuito del relevador diferencial, por medio de los contactos de los relevadores auxiliares designados por RH29. Si por ejemplo, todas las derivaciones están conectadas a un solo sistema de barras colectoras, entonces las intensidades de los transformadores de conversión circulan a través del borne 8 por el contacto del relevador auxiliar, mandado por el seccionador, al borne 9 del aparato de estabilización y por él, al borne 10. Los bornes número 10 de todos los aparatos de estabilización se conectan al circuito diferencial del sistema de barras de que se —

trate, en el borne 2 del relevador diferencial y a través del borne 1 de este relevador se cierra el circuito en el conductor de retorno, en donde se registra la suma de las intensidades de todas las líneas de entrada o salida. Si las barras colectoras no tienen ninguna avería esta suma debe ser nula. Sin embargo, si se presenta una avería, entonces circula una intensidad de falla por la línea diferencial del relevador entre los bornes 2 y 1, y excita a través del transformador auxiliar y de la conexión de rectificación, al relevador de disparo que da la orden de desconexión en los bornes 9-10 del relevador diferencial. De estos bornes sale la orden de disparo a través del relevador auxiliar y de los contactos mandados por los seccionadores a los correspondientes interruptores de potencia, es decir, a los diferentes interruptores de las derivaciones.

Para evitar el peligro que representan las averías en los conductores de los transformadores de intensidad del sistema de barras colectoras se recomienda otra medida de seguridad. La protección de barras colectoras se realiza de tal manera que sólo reacciona en el caso de verdaderos cortocircuitos, para ello, en las líneas del relevador diferencial se conecta un relevador muy sensible fig. 5-31 que reacciona con una pequeña fracción de la intensidad nominal. Si por un descuido o algo similar se interrumpe una conexión de las líneas de los transformadores de intensidad, reacciona, después de algunos segundos este relevador de aviso y da la correspondiente alarma, pudiendo por tanto ponerse automáticamente fuera de servicio la protección diferencial.

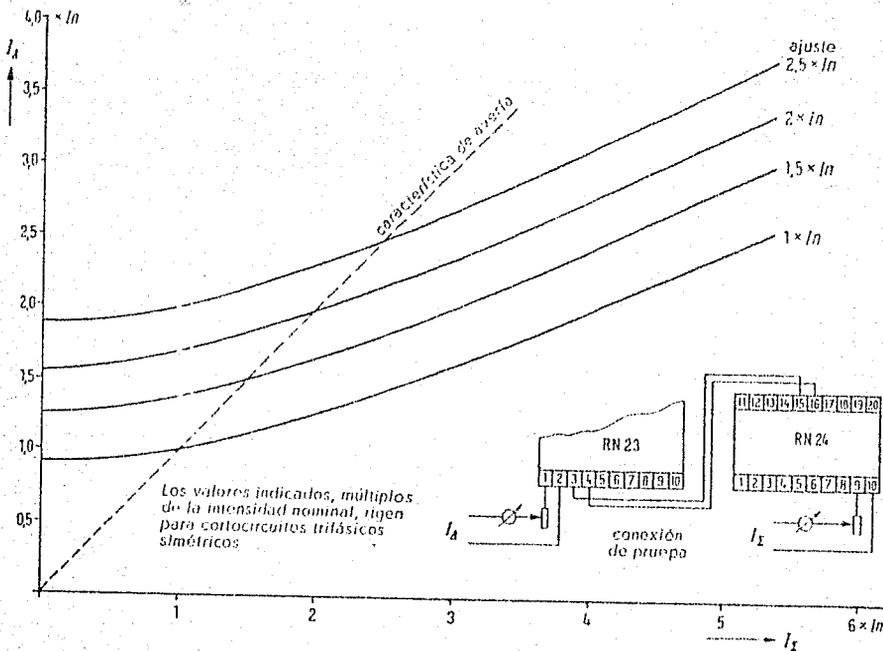


FIG. 5-32

Con la conexión indicada en la fig 5-31 el transformador suma produce, en el caso de un sistema trifásico simétrico una intensidad nominal primaria en la parte de corriente alterna de 373 mA. El valor de reacción del relevador ajustable de forma continua entre 1 y $2.5 I_n$ se refiere a la intensidad de cortocircuito trifásico, a él corresponde una intensidad secundaria en los transformadores de conversión, es decir, una intensidad de reacción primaria para el relevador diferencial en los bornes 1 y 2 de 373 - 933 mA

La fig. 5-32 muestra las características de reacción en el caso de cortocircuito trifásico (R-S-T). Estos valores característicos se calculan dependiendo de la clase de cortocircuito. El tiempo de mando (tiempo propio de la protección) depende en gran parte, en el caso de pequeñas intensidades, del valor de la intensidad de cortocircuito. En el caso de que la intensidad de reacción sea igual al valor de ajuste, asciende a más de 300 mseg. y si la intensidad de la avería es del doble, queda reducida a unos 50 - 60 mseg. El tiempo de disparo se eleva a unos 30 mseg. a consecuencia del relevador auxiliar RH29.

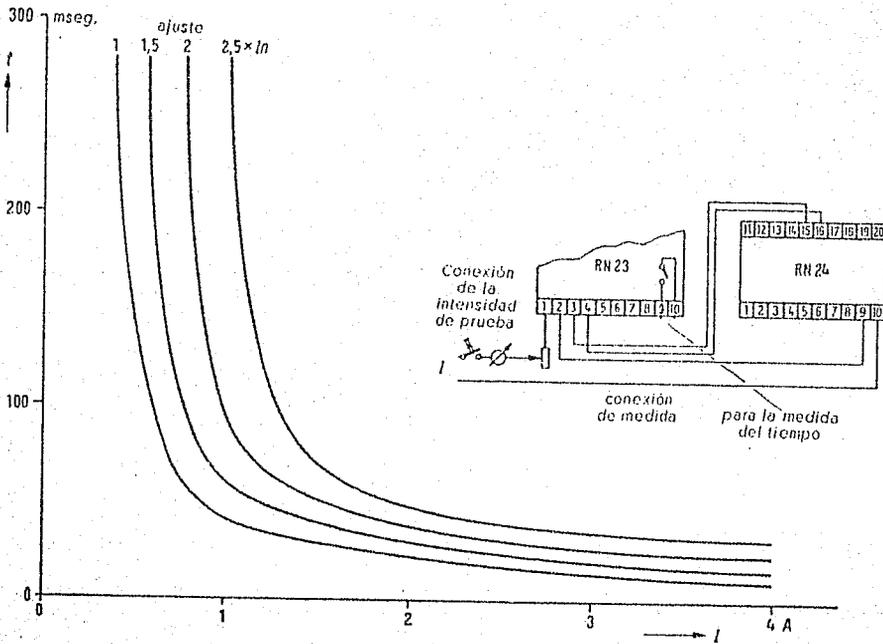


FIG. 5-33

En la fig. 5-33 se representan las curvas correspondientes al tiempo de reacción de la protección diferencial descrita en relación con los valores de la intensidad de cortocircuito.

A P E N D I C E

A.- PROTECCION DE RESPALDO.-

La función de los relevadores de protección es operar, en respuesta a fallas de cortocircuito solamente, aquellos interruptores que aislen el circuito de falla de la fuente de potencia para lograr que los daños al equipo y las interrupciones de servicio se reduzcan al mínimo.

Al presentarse una situación anormal, los relevadores primarios de una protección deberían, siempre, operar invariablemente y por ninguna razón se les puede permitir prescindir de dicha acción ya que los problemas que trae consigo la salida de servicio del circuito protegido y la sincronización y puesta en paralelo una vez reparado: los daños son de suma consideración, aparte de los problemas económicos inherentes. Si lo anterior se pudiera lograr en la práctica, no sería necesaria una protección de respaldo, no obstante, la justificación de ésta radica en el hecho de que los relevadores primarios pueden fallar a la hora de operar por deficiencias en alguno de los siguientes puntos: a) alimentación de corriente o voltaje a los relevadores, b) alimentación de voltaje de disparo, c) relevadores de protección, d) circuito de disparo o mecanismo de disparo, e) interruptores. Por ello para cubrir esa posibilidad de falla de los relevadores primarios se prevé una protección de respaldo cuyos relevadores se arreglan de tal manera que no puedan ser afectados por las mismas causas que pudieran producir fallas de operación en los relevadores primarios. Para considerar una protección de respaldo pueden seguirse 2 criterios: es necesario o proveer dos tipos de relevadores con características tales que los relevadores en un lugar respalden aquellos en otro lugar que fallen a la hora de disparar, o duplicar algunos o todos los equipos de protección de la localidad. La primer solución (protección de respaldo remota) a sido usada por muchos años, en sistemas de potencia modernos puede algunas veces ser inefectivo debido al efecto de avance entre el relevador de respaldo y la falla que puede reducir la corriente y aumentar el voltaje en el relevador de tal forma que evitan su operación. La segunda solución (duplicación de relevadores, transformadores de corriente, etc.) implica gastos y complicaciones extras.

La mejor solución consiste en tomar primero aquellas precauciones que reduzcan los riesgos de falla a un riesgo calculado muy pequeño y entonces emplear una protección de respaldo local o remota aplicada a una extensión justificada por la importancia del circuito.

A.1.- PROTECCION DE RESPALDO REMOTA.- Esta es la forma más barata y simple de respaldo ya que es enteramente independiente del abastecimiento local de energía y es esencial donde no hay protección de barras colectoras. Para esta forma de protección se utilizan relevadores de sobrecorriente o de distancia como se muestra en la fig. A-1.

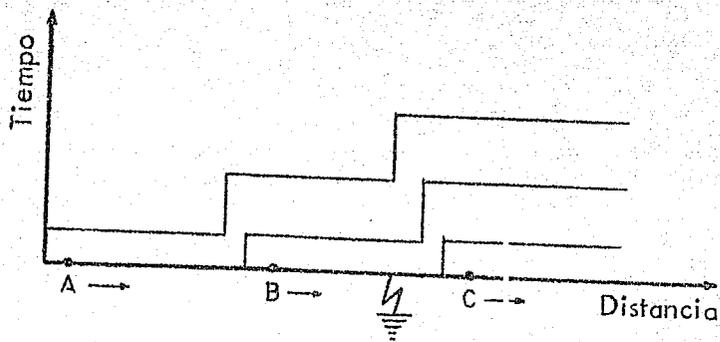


FIG. A-1

Donde el alcance de respaldo de los relevadores de distancia se encuentra limitado por la longitud de la línea, un mejoramiento puede obtenerse por la localización de la unidad de la zona 3 en el otro extremo de la sección de la línea e invirtiendo su dirección. Refiriéndonos a la fig. A-2(a) el tercer escalón del relevador de distancia en A normalmente prevé respaldo remoto para fallas en la sección BC si el interruptor en B falla al disparar. Este respaldo puede igualmente ser previsto invirtiendo la unidad de la tercer zona en B de tal manera que cubra la sección BC.

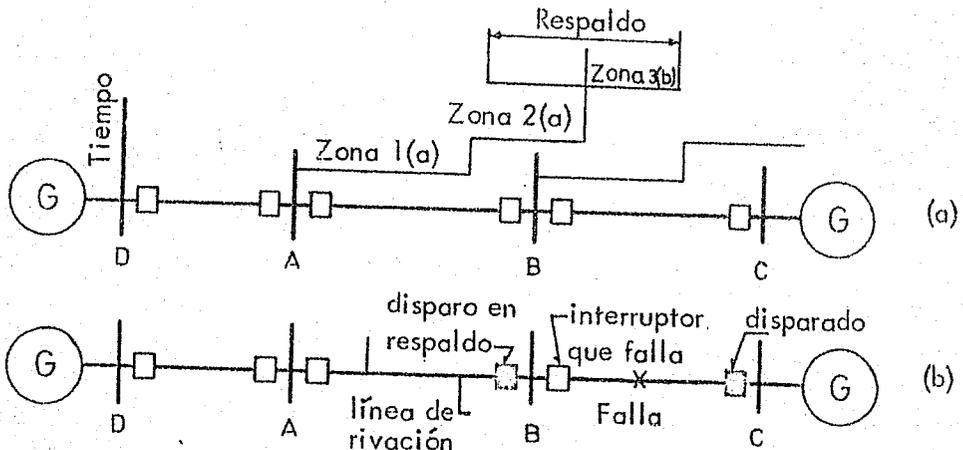


FIG. A-2

Donde la limitación de respaldo se alcanza, se debe al avance normal de la potencia en el bus afectado, la excesivamente alta impedancia del relevador de respaldo puede provocar disparos indeseables en sobrecargas. Para evitar lo anterior debe procurarse:

- a) Proveer la zona de respaldo del relevador de distancia A con una característica de impedancia no lineal.
- b) Proveerla con característica elíptica la cual la habilitará para tener un alcance más corto de impedancia a lo largo del eje R que a lo largo del eje X.

c) Donde las barras colectoras están divididas, un relevador detector de falla - puede conectarse para dividir las barras durante una falla y reducir el aumento local de la falla.

Donde no se puede usar protección de respaldo remota en forma efectiva, el relevador de circuito y el interruptor de circuito deben tener respaldo local.

A.2.- PROTECCION DE RESPALDO LOCAL.- Esta solución implica gastos y complicaciones extras y el valor de duplicar cada componente depende de su responsabilidad fig. A.3.-

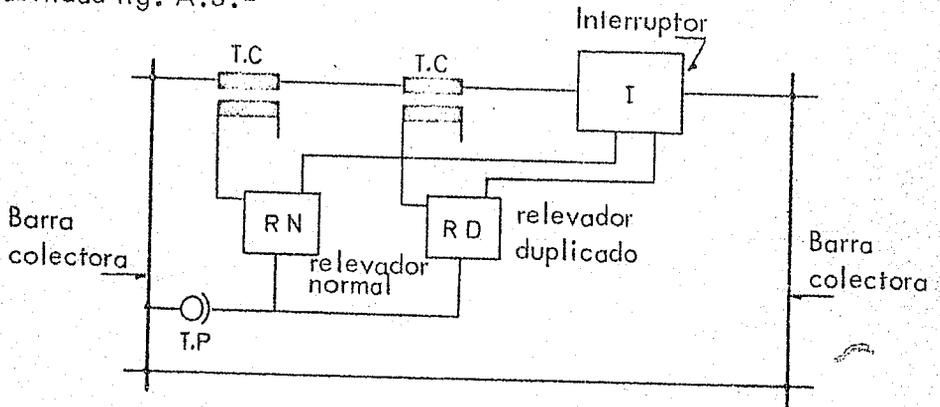


FIG. A-3

Un análisis de las respuestas al siguiente cuestionario indica que el orden en que los diferentes equipos puede fallar es como sigue:

- a) Relevadores 43%
- b) Interruptores 13.5%
- c) Alambrado de c.a. 12%
- d) Mecanismos de disparo 7%
- e) Transformadores de corriente 7%
- f) Alambrado de c.d. (incluyendo circuitos de disparo) 5%
- g) Transformadores de potencial 3%
- h) Interruptores (switches) auxiliares 3%
- i) Bobinas de disparo 2.5%
- j) Abastecimiento de c.d. 1%

Eléctricamente el equipo puede ser agrupado en 3 zonas requiriendo supervisión o respaldo.

- a) El circuito de corriente comprendiendo los transformadores de corriente, las bobinas de corriente del relevador y los alambres de conexión.
- b) El circuito de potencia comprendiendo los transformadores de potencial, las bobinas de los relevadores de potencial y los alambres de conexión.

c) El circuito de corriente directa comprendiendo las bobinas de disparo, los interruptores auxiliares, las bobinas de los relevadores de c.d. y el alambrado de conexión entre ellos.

Los menores problemas son experimentados con el inciso (a), circuitos de c.a., de tal manera que alguna forma de relevadores de sobrecorriente es la mejor base para la protección de respaldo. Los incisos (b) y (c) sugieren que el respaldo local debe estar dividido en 2 secciones relevadores de respaldo e interruptores de respaldo porque fallas de la unidad o sus auxiliares pueden obstaculizar el disparo.

A.2.1.- RELEVADORES DE RESPALDO.- Duplicación de los relevadores normales proporcionarían protección de respaldo sin retardo de tiempo porque trabajarían en paralelo, pero ello implicaría considerables costos y complejidad, de aquí que sólo se justifique en interconexiones muy importantes.

El mejor arreglo para los relevadores de respaldo consiste en usar un principio de operación diferente del de los relevadores principales y ser alimentados de transformadores de corriente separados. Por ejemplo en líneas de transmisión relevadores de distancia se usan para protección piloto de respaldo (hilos o carrier) y viceversa. Similarmente protección diferencial longitudinal y transversal pueden proporcionar respaldo mutuo en generadores o líneas. Relevadores Buchholz y electromagnéticos son usados juntos en protección de transformadores.

Una solución para líneas aéreas es proveer relevadores de un paso (impedancia o mho escalonado) que estén retrasados 0.5 seg. y que sobrealcanzan ambos extremos del circuito protegido Fig. A-4

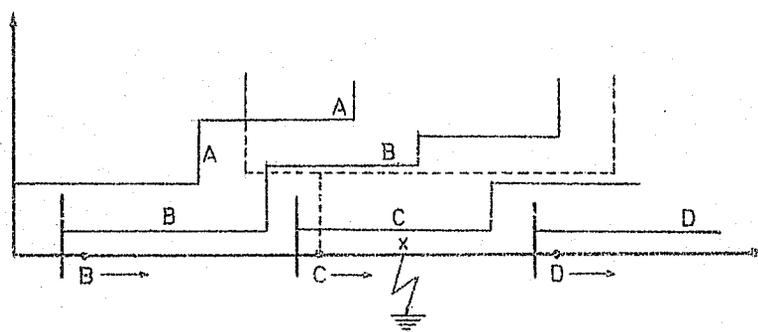


FIG. A-4

La forma de protección de la figura anterior da un alto grado de protección de respaldo sin gastos ni tiempos de retraso excesivos. En sistemas conectados sólidamente a tierra en cada estación es más simple usar un relevador de distancia de un paso para fallas de fase únicamente y un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso con una unidad instantánea en paralelo, para fallas a tierra. Esto es, no únicamente simple sino que a menudo más rápido y más confiable porque la mayoría de las corrientes de secuencia cero vienen del transformador local a tierra.

La protección de respaldo más económica se logra con relevadores de característica corriente-tiempo definida no direccional como se muestra en la fig. A-5

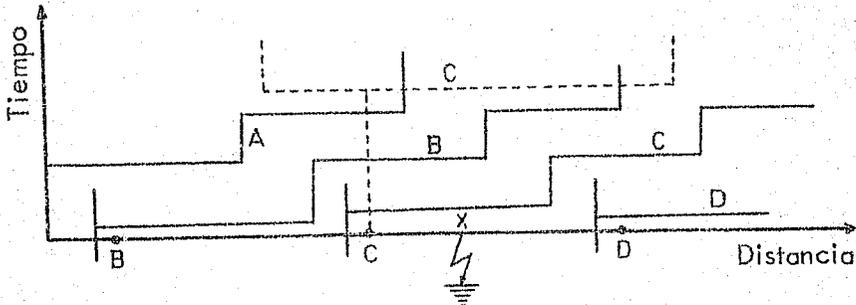


FIG. A-5

Debido a que el alcance del relevador de sobrecorriente varía con las condiciones de generación y puede cubrir más de una sección de línea, debe fijarse un tiempo de cuando menos 1 seg. por ejemplo correspondiendo al tiempo de la tercer zona de un relevador de distancia. Tiempos más rápidos de respaldo pueden alcanzarse con un relevador no direccional de tiempo-sobrecorriente inverso con una unidad instantánea Fig. A-6 alimentada por transformadores de corriente separados si están disponibles.

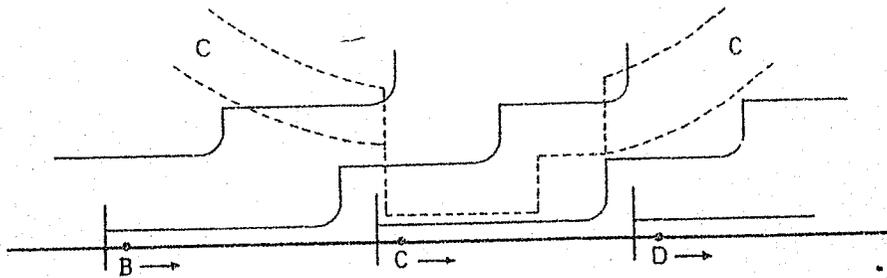


FIG. A-6

El método de sobrecorriente es barato y seguro, opera únicamente sobre transformadores de corriente.

Refiriéndonos a la fig. A-5 una falla en X es normalmente despejada por un relevador de distancia en B si el relevador en C falla al operar. Si el relevador de respaldo en B no puede operar, lo hará el relevador de sobrecorriente-tiempo en C. El hecho de que el relevador en B operará antes del relevador de sobrecorriente en C para una falla cercana a la barra colectora en C, causando el aislamiento de la estación en C, no es diferente de la operación normal sin el relevador de sobrecorriente-tiempo. En casos donde esto es inaceptable existe la alternativa de dupli-

car los relevadores normales.

Una operación más sensitiva y a menudo disparos más rápidos pueden ser provistos por un relevador de corriente de secuencia negativa debiendo tener un retardo de tiempo fijo si está respaldando relevadores de distancia o piloto y una característica de tiempo inverso si respalda relevadores de tiempo inverso. Para respaldo de fallas a tierra solamente, un relevador de secuencia cero muy sensitivo puede ser usado en la misma forma.

A.2.2.- RESPALDO DE INTERRUPTORES.- Cuando un relevador opera debido a una falla pero el interruptor no abre, la falla puede ser considerada como una falla de las barras colectoras y es necesario abrir todos los interruptores conectados a dichas barras.

Interruptores de respaldo pueden fácilmente ser obtenidos al poner en paralelo todos los contactos de disparo de los relevadores asociados con los circuitos conectados a las barras colectoras como se muestra en la fig. A-7 y conectándolos para operar en una unidad común de tiempo cuando se presenta una falla en cualquiera de los circuitos. Si los interruptores apropiados no aíslan la falla cuando sus relevadores operan entonces la falla debería ser considerada como una falla de barra colectora y la unidad de tiempo después de un retardo adecuado deberá abrir todos los interruptores aislando la barra colectora.

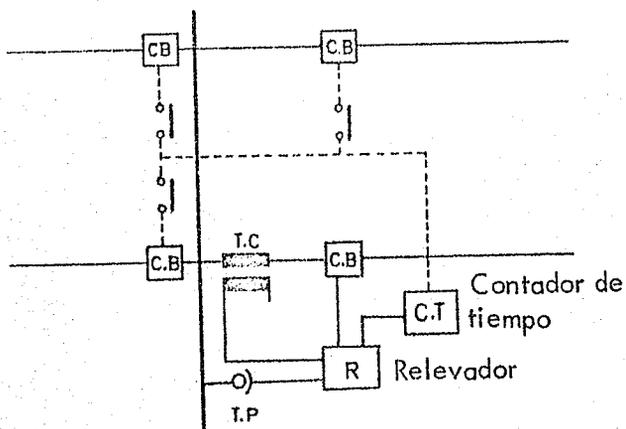


FIG. A-7

Puesto que los relevadores de tiempo pueden aislar las barras colectoras, una operación inadvertida de los mismos deberá evitarse. Por ello es necesario incluir un relevador de supervisión de sobrecorriente instantáneo entre los contactos de la unidad de tiempo y cada una de las bobinas de disparo de los interruptores. Fig. A-8 tal que no se puedan disparar a menos que ambos el relevador de tiempo y el de sobrecorriente cierren sus contactos.

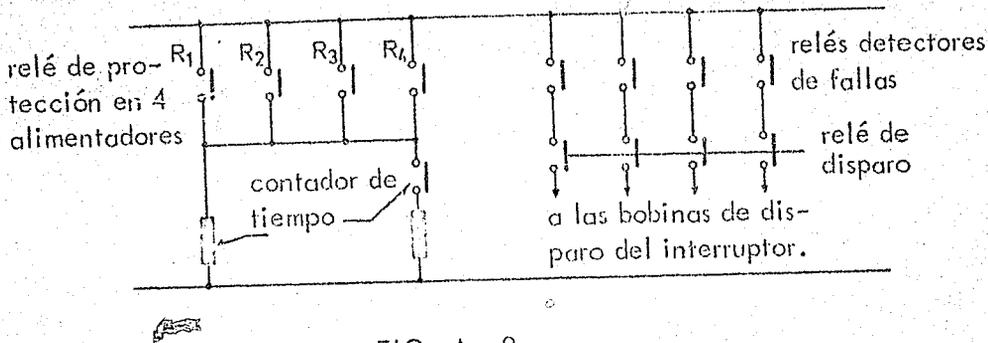


FIG. A.-8

En lugares donde algunos de los circuitos que no hayan fallado puedan alimentar en menos que la carga completa, los relevadores de supervisión de sobrecorriente no pueden ser usados pero los contactos en paralelo de los relevadores detectores de falla pueden ser conectados en serie con los contactos del relevador de disparo, de tal forma que aún si el relevador de tiempo o el relevador de disparo es operado manualmente, el disparo no puede ocurrir a menos que uno de los detectores de falla sea operado en el mismo tiempo.

B.- EQUIPO DE PRUEBA PARA COMPROBAR LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Dado que los relevadores de protección pocas veces funcionan durante el servicio, siendo sin embargo sumamente importante, tanto para la red como para las máquinas de una central que estén siempre en condiciones de funcionar, se prevé la posibilidad de probar los relevadores en intervalos de tiempo regulares. Con el fin de poder hacer la prueba en todo momento, se han diseñado en la actualidad aparatos que no sólo permiten la prueba con la máquina desconectada, sino también durante su funcionamiento. Para la prueba se interrumpen en primer lugar los circuitos de disparo del relevador y después se hace funcionar con una corriente de prueba auxiliar. Existen dos tipos de equipos para este objeto, los portátiles y los estacionarios.

El equipo de prueba portátil se emplea en general cuando la unidad a proteger está equipada con una cantidad de relevadores pequeña y cuando este equipo se repite varias veces con la misma o análoga amplitud por ejemplo protección de impedancia y sobreintensidad en una derivación de línea. En este caso se agrega al relevador a probar un enchufe o regleta de bornes a la que puede conectarse el equipo de prueba. A través de este se conecta la corriente de prueba y simultáneamente se interrumpe el circuito de disparo. Estos equipos de prueba portátil se contruyen monofásicos con el fin de obtener la movilidad necesaria y las fuen-

tes de tensión disponibles.

Cuando se trata de instalaciones de protección de grandes máquinas donde existe un gran número de relevadores resulta, ventajoso montar en el panel de protección un equipo de prueba especial. Este utiliza tensión trifásica de las máquinas para generar las corrientes de prueba, de forma que en las pruebas que se hacen durante el servicio queda asegurado que las corrientes de prueba y la de servicio estén en fase. El proceso de prueba en sí se hace en forma análoga a la prueba con el equipo de prueba portátil.

Si el relevador de protección debe estar, a ser posible ininterrumpidamente en condiciones de funcionar, incluso al hacer la prueba durante el servicio, entonces la duración de la prueba sólo puede ser ligeramente superior al tiempo propio de la protección a probar. El tiempo de prueba es el intervalo de tiempo en que la unión de contacto del relevador - interruptor de potencia, está interrumpido o conmutado para la prueba.

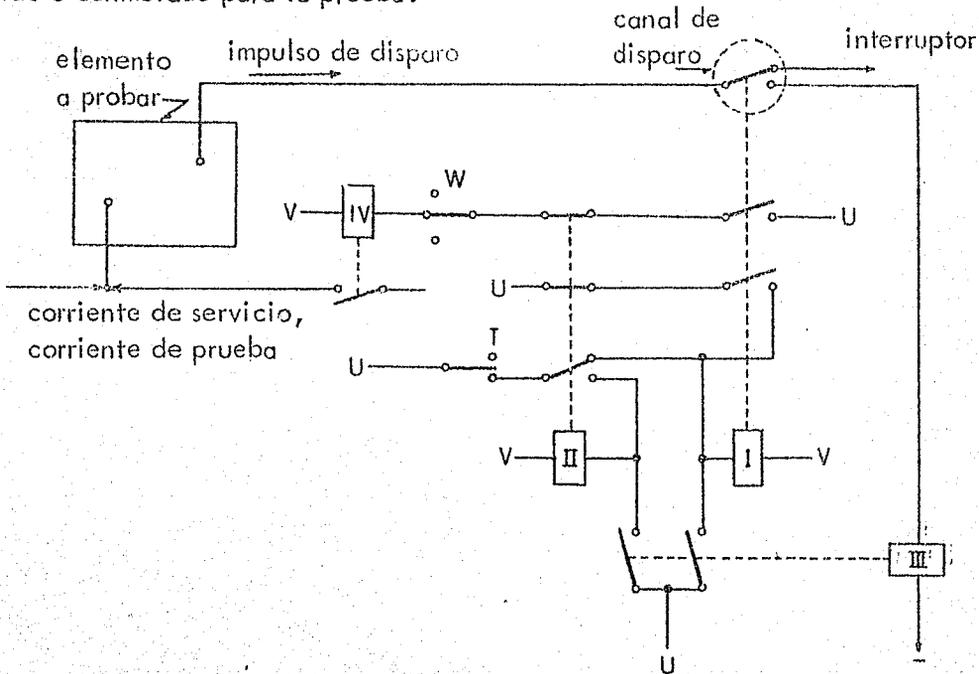


FIG. B-1

Pueden presentarse dos posibilidades fundamentales de avería en los relevadores de protección:

- a).- El relevador no actúa a pesar de aplicarle una corriente de prueba suficiente.
- b).- El relevador actúa, pero no vuelve a desengancharse al quitar la corriente de prueba.

El equipo de prueba debe reaccionar correctamente en ambos casos: en el primero debe avisar la avería dejándose reponer después a mano, en el segundo caso por el contrario debe, prescindiendo de la indicación de la avería, evitar la reposición a mano, dado que el impulso de desconexión existente en el relevador de protección no desconectado tendría por efecto un disparo en falso.

La Fig. B-1 muestra el esquema fundamental del equipo de prueba. A cada protección a probar se le asigna un relevador IV conectado por un selector W. El proceso de prueba es iniciado por el pulsador del relevador "I" retenido a través de un contacto de reposo del relevador II al mismo tiempo que el relevador I conmuta el canal de disparo a la posición de prueba. Con ello se elimina la posibilidad de hacer una prueba sin interrumpir antes el canal de disparo. A través de otro contacto de reposo del relevador II, el relevador I aplica la tensión al relevador IV. Este pone en tensión el elemento a probar que reacciona. El impulso de desconexión del elemento a probar acciona el relevador III que excita el II y se encarga de la retención del relevador I. El relevador II desconecta el relevador IV con lo que el elemento a probar vuelve a su posición de partida.

La prueba, como acaba de describirse, requiere, cuando el elemento a probar funciona correctamente, menos de 0.1 seg. prescindiendo de los tiempos de atracción, funcionamiento y desenganche del elemento a probar.

La prueba de una protección sin defectos se hace como sigue: Con el conmutador selector se elige la protección deseada, poniendo después el pulsador en la posición "prueba". Con ello funciona el elemento a probar cuyos impulsos de desconexión reponen el equipo de prueba a su posición de partida.

BIBLIOGRAFIA

APPLIED PROTECTIVE RELAYING
Westinghouse

CENTRALES Y REDES ELECTRICAS
T.H. Buchhold - H Happoldt
Editorial Labor, S.A.

PROTECTIVE RELAYS (Their theory and practice)
A.R. van C. Warrington
London: Chapman & Hall

BASIC PRINCIPLES AND APPLICATIONS OF RELAYS
Harvey Pollack
Rider Publication

INDUSTRIAL POWER SYSTEM HANDBOOK
Beeman
Mc Graw Hill

THE ART AND SCIENCE OF PROTECTIVE RELAYING
C. Russell Mason

PLANTAS ELECTRICAS (Teoría y proyecto)
C. Luca

FOLLETOS TECNICOS SIEMENS
Siemens A.G.

APUNTES DE CLASE.