

96
24



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

PROTECCION DE RESPALDO POR FALLA
DE INTERRUPTOR.

T E S I S
Que para obtener el Título de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
p r e s e n t a
SALVADOR MARTINEZ AYALA



Director de Tesis:
ING. DAVID VAZQUEZ ORTIZ

MEXICO, D. F. 1991

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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 está 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.

CONTENIDO

	<u>Página</u>
1.- INTRODUCCION A LA FILOSOFIA DE LAS PROTECCIONES.	1
1.1.- OBJETIVO DE LA PROTECCION DE UN SISTEMA DE POTENCIA.	11
1.1.1.- ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA SUSCEPTIBLES A UNA FALLA.	11
1.1.2.- NATURALEZA Y CAUSA DE LAS FALLAS.	12
1.1.3.- DEFINICIONES ARBITRARIAS DE FALLA.	12
1.1.4.- POSIBLES CAUSAS DE UNA FALLA ELECTRICA.	12
1.1.5.- IMPACTO DE UNA FALLA ELECTRICA EN LO ECONOMICO Y SOCIAL.	13
1.1.6.- FALLAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.	15
1.1.7.- SELECCION DE UN SISTEMA DE PROTECCION DE LINEAS.	19
1.1.8.- TIPOS DE FALLAS.	20
1.1.9.- REGISTRO DE FALLAS Y SU IMPORTANCIA.	21
1.1.10.- DEFINICION DE RELEVADOR DE PROTECCION DE ACUERDO A LA NORMA A.S.A.	22
1.1.11.- APLICACION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION.	22
1.1.12.- FILOSOFIA DE LAS PROTECCIONES POR RELEVADORES.	24
1.1.13.- CARACTERISTICAS FUNCIONALES DE LOS RELEVADORES.	24
1.1.14.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION EN CUANTO A SU CONSTRUCCION.	28
1.1.15.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE ACUERDO A SU DISEÑO INTEGRAL COMO ELEMENTO PROPIO.	38
1.2.- ELEMENTOS BASICOS DE UN EQUIPO DE PROTECCION.	41
1.2.1.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.	41

1.2.2.-	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	43
1.2.3.-	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.	71
1.2.4.-	RELEVADORES.	93
1.2.5.-	EQUIPOS AUXILIARES.	107
1.3.-	PROTECCIONES PRIMARIA Y DE RESPALDO.	110
1.3.1.-	PROTECCION PRIMARIA.	110
1.3.2.-	PROTECCION DE RESPALDO.	115
1.4.-	PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.	118
2.-	DESCRIPCION DE LA PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.	123
2.1.-	PROTECCIONES DE RESPALDO LOCAL, REMOTO Y POR FALLA DE INTERRUPTOR.	128
2.1.1.-	RESPALDO LOCAL.	128
2.1.2.-	RESPALDO REMOTO.	131
2.1.3.-	RESPALDO REMOTO CONTRA LOCAL.	133
2.1.4.-	VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN EL RESPALDO REMOTO.	134
2.1.5.-	VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN EL RESPALDO LOCAL.	135
2.1.6.-	FACTORES QUE DETERMINAN LA APLICACION DEL ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR.	135
2.1.7.-	PROBLEMA DE LA PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.	136
2.2.-	OPERACION Y ESQUEMA BASICO.	143
2.2.1.-	GENERALIDADES.	143
2.2.2.-	CIRCUITO BASICO.	146
2.2.3.-	RELEVADORES DETECTORES DE FALLA DE INTERRUPTOR.	151
2.2.4.-	ESQUEMA BASICO.	156
2.2.5.-	ESQUEMA CON RELEVADOR DE TIEMPO COMUN.	158

2.2.6.-	ESQUEMA CON UN RELEVADOR DE TIEMPO POR CADA INTERRUPTOR.	160
2.2.7.-	ESQUEMA DE CORRIENTE DIRECTA PARA UNA TERMINAL DE DOS INTERRUPTORES.	162
2.2.8.-	ESQUEMAS ELECTROMECHANICOS CONTRA ESTATICOS.	164
2.3.-	APLICACIONES QUE REQUIEREN RESPALDO REMOTO - CON PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.	167
2.4.-	APLICACIONES DE LA PROTECCION DE RESPALDO LOCAL POR FALLA DE INTERRUPTOR.	169
2.5.-	ARREGLOS DE SUBESTACIONES CON INTERRUPTOR Y MEDIO Y EN ANILLO.	172
2.6.-	CARACTERISTICAS DE TIEMPO.	176
2.6.1.-	TIEMPO DE INTERRUPCION DE LOS INTERRUPTORES.	177
2.6.2.-	TIEMPOS DE OPERACION Y REPOSICION DE LOS RELEVADORES.	179
2.6.3.-	SOBRECARRERA DEL RELEVADOR DE TIEMPO.	179
2.6.4.-	MARGEN.	180
2.6.5.-	TIEMPOS ADICIONALES DE RETARDO.	181
2.6.6.-	TIEMPO DE REPOSICION DEL DETECTOR DE CORRIENTE (50)	182
2.6.7.-	TIEMPOS DE LIBRAMIENTO CRITICOS.	183
2.7.-	RELEVADORES TIPO SBC GENERAL ELECTRIC DE ESTADO SOLIDO.	183
2.7.1.-	INTRODUCCION.	183
2.7.2.-	SELECCION DE ESQUEMA ELECTROMECHANICO O ESTATICO.	184
2.7.3.-	REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA DE SENALES PARA EL ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR.	186
2.7.4.-	CARACTERISTICAS DEL DETECTOR DE CORRIENTE.	190
2.7.5.-	CARACTERISTICAS DE LA UNIDAD DE DISPARO.	190

2.7.6.-	CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR DE TIEMPO.	191
2.7.7.-	CARACTERISTICAS DE LA FUENTE DE ALIMENTACION.	192
2.7.8.-	SELECCION DEL ESQUEMA.	192
2.7.9.-	PRINCIPIOS DE OPERACION DEL ESQUEMA DE RESPALDO POR FALLA DE INTERRUPTOR UTILIZANDO EL RELEVADOR TIPO SBC.	195
2.8.-	APLICACIONES DEL RELEVADOR SBC EN DIFERENTES ARREGLOS DE BARRAS.	201
	BIBLIOGRAFIA	207

1.- INTRODUCCION A LA FILOSOFIA DE LAS PROTECCIONES.

INTRODUCCION.

En un sistema eléctrico de potencia es de primera - importancia que se conserven, para su operación óptima, los siguientes parámetros: voltaje, frecuencia y corriente para satisfacer adecuadamente la continuidad del servicio.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están compues-- tos de los sistemas siguientes:

Sistema de Generación

Sistema de Transformación

Sistema de Transmisión

Sistema de Distribución

La finalidad de todo este sistema, es proporcionar a los centros de consumo la energía eléctrica demandada con el mínimo de interrupciones. Para lograr lo anterior, es -- necesario involucrar una serie de equipos los cuales detec-- tan las anomalías cuando ocurren disturbios. Una de las formas de proteger al sistema eléctrico es por medio de rele vadores.

CONCEPTOS BASICOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA

Un sistema de energía eléctrica es un conjunto de -

elementos que permiten producir, transportar, distribuir y consumir la energía eléctrica, siendo sus elementos principales los mostrados en la figura 1.1.

CARACTERISITICAS DE LAS PLANTAS GENERADORAS

Sistemas de Generación.- Son las instalaciones que producen la energía eléctrica y las que permiten que esta sea entregada al sistema de transmisión (ejem: Generadores y Subestaciones Elevadoras).

Las plantas generadoras se caracterizan primeramente en función de la fuente de energía de que proceden, de la siguiente manera:

- a) Hidroeléctricas.- Aprovechamiento de caídas de agua.
- b) Termoeléctricas.- Aprovechamiento de la energía de combustibles fósiles, y pueden ser de turbo-gas y de ciclo-combinado.
- c) Núcleo-Eléctricas.- Aprovechamiento de la fisión nuclear.
- d) Maremotrices.- Aprovechamiento de las mareas.
- e) Geotérmicas.- Aprovechamiento de gases ó vapores de agua expulsados por la tierra.
- f) Aéreo-Motriz.- Aprovechamiento de la fuerza del viento.

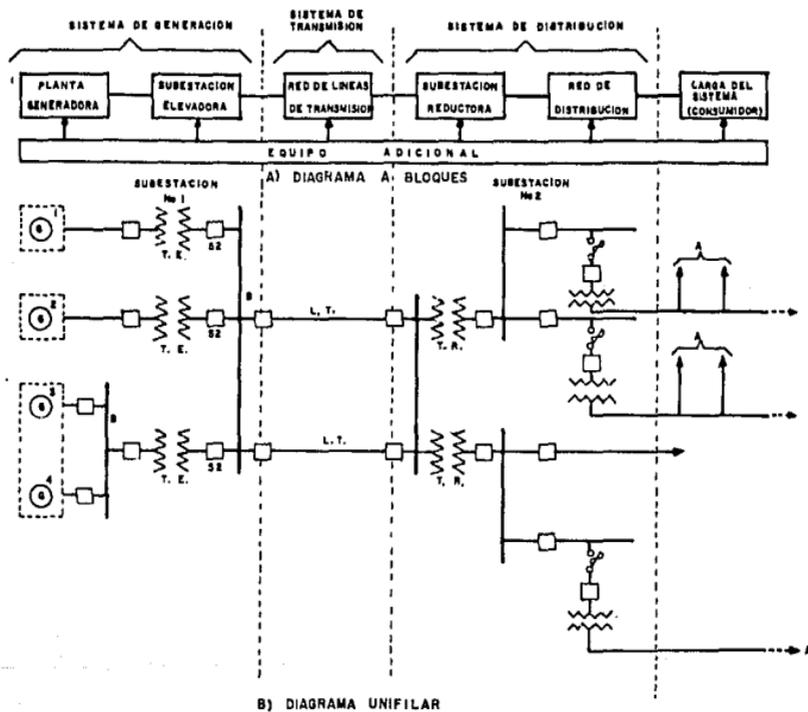


FIG. 1.1 Sistema electrico de potencia

g) Fotoceldas.- Aprovechamiento de la energía solar.

Las fuentes de energía mas usadas comercialmente - son las tres primeras anotadas anteriormente.

Existen varias formas de diferenciar las características de las plantas generadoras, a continuación se mencionan las mas importantes:

- a).- Por su capacidad de generación.- Esto es, en función - de los kilowatts que es posible obtener de ellas.
- b).- Por el uso que se le destine.- Los cuales pueden ser:
 - b.1.- De régimen continuo.- Para estar operando las 24 horas (planta base).
 - b.2.- De régimen intermitente o picos.- Para operar durante las horas de demanda máxima (planta pico). Ver figura 1.2.

CARACTERISTICAS GENERALES DE UN SISTEMA DE TRANSFORMACION

Sistemas de Transformación.- Los sistemas de transformación son básicamente las subestaciones eléctricas de potencia, estas se pueden clasificar de acuerdo a su uso:

Subestaciones elevadoras.- Son aquellas instalaciones que reciben energía eléctrica producida por las plantas generadoras que la transforman a niveles adecuados y la proporcionan con características adecuadas al sistema de trans-

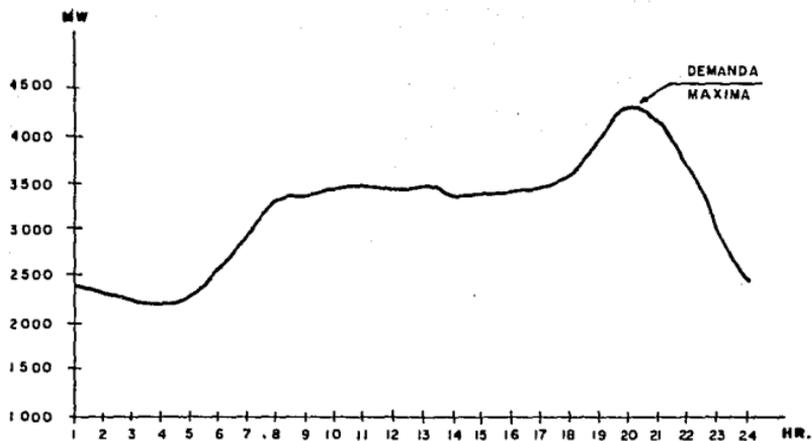


FIG. 1.2 Curva de carga diaria del sistema central
(3 de marzo de 1988) fuente C.L.Y.F.C. S.A.

misión.

Subestaciones de switcheo.- Son las instalaciones - que permiten la realización de maniobras de operación.

Subestaciones de enlace.- Se llaman así, a las instalaciones en las que se interconectan sistemas de transmisión y/o subtransmisión.

Subestaciones reductoras.- Son las instalaciones - que reciben la energía eléctrica y la transforman a los niveles adecuados de utilización.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION

Sistemas de transmisión.- Son las instalaciones que transportan toda energía eléctrica que producen los sistemas de generación hasta los centros de consumo.

La clasificación de los sistemas de transmisión es de acuerdo a su nivel de operación:

Líneas de transmisión.- Son aquellos circuitos que interconectan los sistemas de generación con las subestaciones de distribución, y de acuerdo a su nivel de tensión, pueden ser:

- Líneas de alta tensión 115 a 230 kv.
- Líneas de extra alta tensión 345 a 765 kv.
- Líneas de ultra alta tensión más de 765 kv.

Líneas de subtransmisión.- Son aquellas cuyo rango de operación oscila entre 112.8 y 138 kv.

En términos generales, las líneas de transmisión son conductores que interconectan plantas con subestaciones ó plantas entre sí.

La potencia que una línea puede conducir depende de la sección transversal (área), del conductor. El equipo que sirve de soporte a los conductores se puede dividir en tres grupos:

- a).- Estructuras, torres de transmisión y de transferencia, que son el soporte mecánico de conductores, aisladores, herrajes e hilo de guarda.
- b).- Aisladores y herrajes.- Son los elementos - a través de los cuales se sujeta el conductor a la estructura.
- c).- Hilo de guarda.- Esta constituido por un cable de acero que se instala en la parte superior de la torre, en todo el trayecto de la línea de transmisión y sirve para proteger a la misma, contra las descargas atmosféricas.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Sistemas de distribución.- Se llama así a las instalaciones que reciben la energía eléctrica del sistema de -

transmisión y la transforman a valores adecuados para su distribución.

Se conocen como líneas de distribución, a aquellos circuitos de C.A., que transmiten la potencia desde las subestaciones reductoras o de distribución hasta el final del sistema eléctrico que son en sí las tomas de corriente, que a niveles de utilización, proporcionan la energía a los consumidores. Estos circuitos normalmente operan entre 2.4 kv a 34.5 kv.

Un sistema típico de distribución consta de las partes mostradas en la figura 1.3:

Donde:

- A).- Instalaciones en las cuales se concentra la - energía transformada a niveles de distribución, localizadas en las subestaciones reductoras.
- B).- Los alimentadores primarios, son los que distribuyen la energía en sector o zona definida.
- C).- Transformadores de distribución montados sobre postes y en bóvedas que se encuentran situados cerca de los consumidores y que están transformando la energía eléctrica, de las tensiones - de distribución a las de servicio.
- D).- Circuitos secundarios, son los encargados de - repartir la energía a los consumidores através

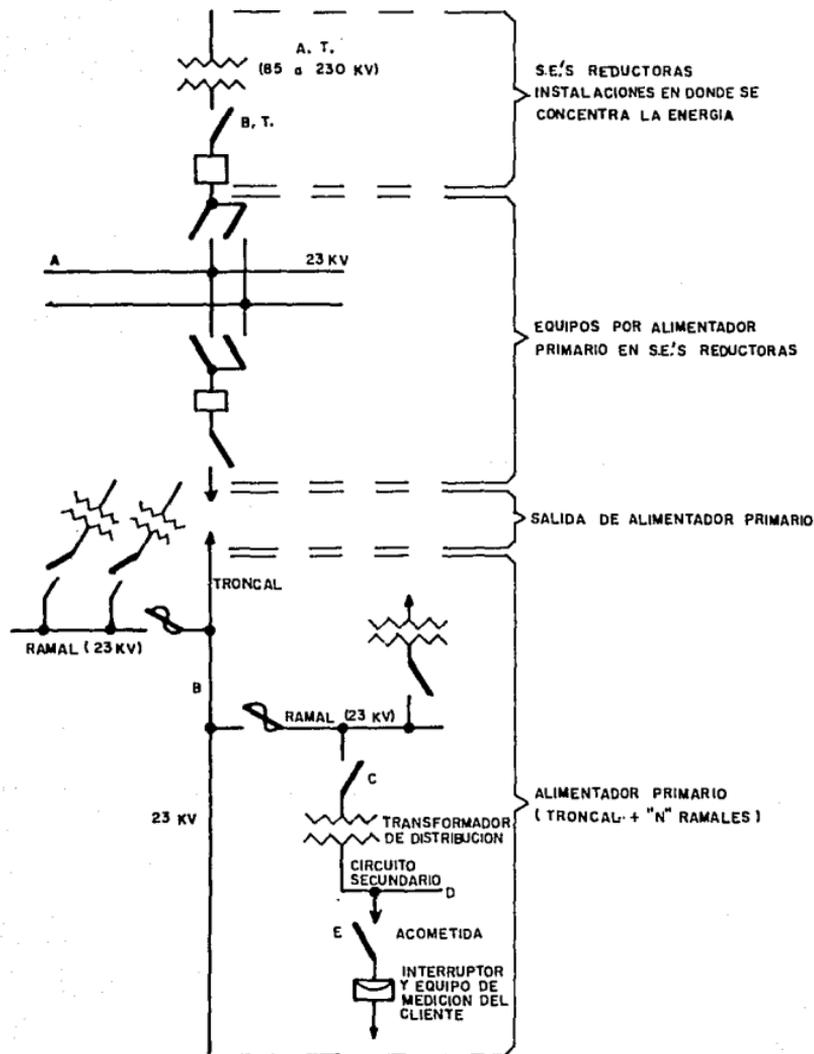


FIG. 1.3 Sistema de distribución típico

de las acometidas.

- E).- Acometidas para los consumidores desde los postes o desde pozos de empalme localizados en las aceras de las calles hasta los interruptores y equipos de medición instalados en la entrada de las instalaciones de los consumidores.

CARACTERISTICAS GENERALES DE LA CARGA DEL SISTEMA

El consumo o carga de un sistema, está constituido por un gran número de cargas individuales de diferentes clases, que pueden ser: Industrial, Comercial y Residencial.

La energía eléctrica consumida por esta carga total, más las pérdidas que evidentemente existen, son equivalentes a la energía eléctrica suministrada por las plantas generadoras, lo que permite mantener un equilibrio entre:

$$\text{Generación} = \text{Consumo} + \text{Pérdidas}$$

Aunque existe una determinada cantidad de conexiones y desconexiones, podemos graficar la potencia total o carga total consumida, siguiendo una curva que inclusive puede determinarse con bastante aproximación y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región cubierta por el sistema.

En la figura 1.2, se muestra una curva clásica que

representa la variación de la carga consumida durante un periodo de 24 horas, en un sistema típico de potencia.

1.1.- OBJETIVO DE LA PROTECCION DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

1.1.1.- ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA SUSCEPTIBLES A UNA FALLA.

En forma general un sistema de potencia esta formado por los elementos mostrados en la figura 1.1 en la cual:

Gen	Generador
52	Interruptor de potencia
T.E.	Transformador elevador
B	Bus o barras
L.T.	Línea de transmisión
T.R.	Transformador reductor
A.	Alimentadores

Estos elementos pueden en un momento dado estar sometidos a una falla eléctrica o a condiciones anormales de funcionamiento, las cuales pueden tener efectos destructivos o nocivos sobre los mismos.

La ocurrencia de una falla eléctrica puede llegar a destruir algún o algunos elementos debido al aumento extraordinario en la intensidad de corriente, lo cual provoca entre otras cosas, un calentamiento excesivo que puede llegar a -

fundir los conductores ó perforar los aislamientos de los devanados de generadores y transformadores.

1.1.2.- NATURALEZA DE LAS FALLAS.

La naturaleza de una falla se define simplemente como una condición anormal, la cual causa una reducción considerable en el aislamiento básico de los conductores de fase y tierra. En la práctica una reducción no se observa como una falla hasta que se detecta el resultado, como lo es una corriente excesiva o una reducción de la impedancia entre conductores y tierra.

1.1.3.- DEFINICIONES ARBITRARIAS DE FALLA.

- a).- Cualquier evento anormal en la operación automática de un interruptor.
- b).- Cualquier error de operación de un interruptor o aislador.
- c).- Cualquier evento que cause una interrupción espontánea de abastecimiento.
- d).- Conexión directa entre uno o más conductores de distintas fases o la conexión de uno o más conductores con tierra.

1.1.4.- POSIBLES CAUSAS DE UNA FALLA ELECTRICA.

Existen diversas causas que pueden provocar una fa-

lla eléctrica o condiciones anormales de funcionamiento, algunas de ellas son:

- a).- Perforaciones en los aislamientos de máquinas y cables, producidas por envejecimiento, corrosión, calentamiento o sobretensiones.
- b).- Descargas atmosféricas.
- c).- Exceso de carga conectada a la línea, con la cual generadores y transformadores trabajan -- arriba de sus valores nominales.
- d).- Influencia de animales como son: roedores que corroen aislamientos de cables o gatos que provocan corto circuito entre barras.
- e).- Destrucciones mecánicas por trabamiento o embalamiento de máquinas, por caídas de árboles sobre líneas aéreas o por vientos fuertes.
- f).- Factores humanos, como apertura de seccionadores bajo carga, falsas maniobras, etc.

1.1.5.- IMPACTO DE UNA FALLA ELECTRICA EN LO ECONOMICO Y SOCIAL.

Una falla eléctrica puede destruir o producir daños en los elementos del sistema de potencia como generadores, transformadores, barras, líneas de transmisión, etc., cuyo costo es muy elevado y la reparación o reemplazo de los mismos, además de los problemas de costo y tiempo, representan

un alto grado de dificultad técnica.

Un ejemplo que da una idea de la repercusión en lo económico que puede tener una falla eléctrica, se tiene, según datos del mes de octubre de 1988, que el costo de un transformador de potencia trifásico de 60 MVA, con tensiones de 230/23kv es de aproximadamente trescientos millones de pesos.

Una falla eléctrica en un sistema de potencia, en lo que se refiere al aspecto social, puede tener repercusiones en el comportamiento humano, dando origen a actos de vandalismo y saqueo como es el caso del apagón en la Ciudad de New York en el año de 1971.

El impacto de una falla eléctrica sobre el sistema industrial de un país implica pérdidas cuantiosas tanto en dinero como en tiempo debido a horas-máquina y horas-hombre muertas, además de la pérdida de materias primas entre otras cosas.

Dado que uno de los fines de un sistema de potencia, es el mantener la continuidad en el servicio con el menor número posible de interrupciones y debido al impacto que dichas interrupciones tienen en lo económico y social, se tiene la necesidad de proteger a los elementos de un sistema de potencia mediante un sistema de protecciones eléctricas. Un siste

ma de protección en forma muy general lo constituyen los relevadores, equipos auxiliares y los interruptores, siendo su objetivo el aislamiento rápido de cualquier elemento, cuando este sufre un corto circuito o cuando empieza a funcionar en forma anormal, e impedir que la falla se propague a otros -- elementos del sistema.

En conclusión, la función de un sistema de protección en un sistema de potencia, es la de vigilar que el sistema funcione de manera normal, prevenir una falla eléctrica y reducir los efectos de la misma si es que se presenta.

1.1.6.- FALLAS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.

Las condiciones de fallas en un sistema eléctrico de potencia se indican a continuación; estas se mencionaran de acuerdo a la división de los elementos que la componen:

- 1) Condiciones de fallas de los sistemas de generación.
- 2) Condiciones de fallas de las subestaciones.
- 3) Condiciones de fallas de líneas y alimentadores.

1) CONDICIONES DE FALLAS DE LOS SISTEMAS DE GENERACION.

La frecuencia de las fallas en máquinas rotatorias es baja debido a los diseños modernos y materiales empleados, pero estas fallas pueden ocurrir y esto puede resultar en serios daños y largas interrupciones. Por lo anterior, las condiciones anormales deben de ser rápidamente detectadas y el área perturbada deberá ser liberada. Las condiciones anormales que pueden ocurrir en el equipo rotativo son las siguientes:

- a) Fallas en el devanado.
- b) Sobrecargas.
- c) Sobrecalentamiento en el devanado y rodamientos.
- d) Velocidad excesiva o sobrevelocidad.
- e) Pérdidas o baja excitación.
- f) Motorización del generador.
- g) Operación con corriente desbalanceada o con una fase.
- h) Fuera de paso (asincronismo).

Algunas de estas condiciones no requieren que la unidad salga de servicio. Estas anomalías son detectadas por señalizaciones. Otras condiciones de falla requieren que la unidad salga de servicio.

...

2) FALLAS EN SUBESTACIONES.

A.- Protección del transformador.- Los relevadores de protección diferencial son los dispositivos comúnmente usados en los transformadores de 1MVA o capacidades mayores. Estos relevadores están sujetos a varios factores.

- Diferentes niveles de tensión que resultan en diferentes corrientes primarias en los circuitos conectados.
- Posibles desajustes entre las relaciones diferentes de los TC's. Para unidades con cambiador de derivaciones pueden ocurrir también errores en las derivaciones; el rendimiento de los TC's es diferente, particularmente con corrientes altas.
- El desplazamiento angular de fase de 30° introducido por una conexión Delta-Estrella en un transformador trifásico, deberá compensarse con las conexiones de los TC's conectados a los devanados primario y secundario.
- Cuando se pone en servicio una instalación de potencia se energiza con potencial un devanado del transformador, teniendo el otro donde se ubica la carga en circuito abierto. En estas condiciones se presenta un fenómeno en el devanado energizado debido a las corrientes de excitación y a las corrientes parásitas. Este fenómeno toma el nombre de corriente de magnetización "INRUSH"; esta corriente es de importancia -

porque puede alcanzar valores muy elevados, además está acompañada de un gran número de armónicas impares. Por esta razón los relevadores de protección diferencial del transformador tienen que reunir requisitos de diseño para que de alguna forma estas armónicas no se deriven a la bobina de operación del relevador y con ésto se tenga una operación inadecuada.

B.- Protección diferencial de barras en subestaciones.

La protección diferencial es un método confiable para dar protección a las barras colectoras de la subestación; sin embargo, pueden resultar problemas debido al gran número de circuitos involucrados y energizados con diferentes niveles de tensión.

Uno de los problemas en la aplicación de esta protección es compensar en forma adecuada la corriente secundaria de todos los circuitos a los que se les proporcionará protección.

Existen dos métodos para tener corriente secundaria casi uniforme en los TC's. El primero es adquirir TC's con diseño especial para evitar pérdidas por corrientes parásitas. El segundo consiste en introducir transformadores auxiliares en los circuitos se--

cundarios de los TC's principales con el objeto de compensar la corriente secundaria.

3) FORMAS DE PROTECCION EN LINEAS.

Existen siete formas para dar protección a líneas - de subtransmisión y transmisión, las cuales son:

- a).- Sobrecorriente instantánea.
- b).- Sobrecorriente de tiempo.
- c).- Sobrecorriente direccional instantánea y/o de tiempo.
- d).- Sobrecorriente de tiempo escalonada.
- e).- Distancia-tiempo inverso.
- f).- Distancia por zonas.
- g).- Relevador piloto.

1.1.7.- SELECCION DE UN SISTEMA DE PROTECCION DE LINEAS.

Para seleccionar un sistema de protección de líneas deben considerarse los siguientes factores:

- a).- Tipo de circuitos: Línea aérea, monofásica, lí

neas paralelas, terminales múltiples, etc.

b).- Importancia y función de la línea: Efectos - en la continuidad del servicio, requerimientos realistas y prácticos de tiempo para aislar la falla del resto del sistema.

c).- Requerimientos de coordinación y arranque: compatibilidad con el equipo en las líneas y sistemas asociados.

En las tres consideraciones anteriores se debe analizar el aspecto técnico-económico para la selección del esquema adecuado.

1.1.8.- TIPOS DE FALLAS .

Los sistemas de potencia están sujetos a múltiples fallas, las cuales pueden ser las siguientes:

- Fallas trifásicas.
- Fallas trifásicas a tierra.
- Fallas de dos fases.
- Fallas de dos fases a tierra.
- Fallas de fase a tierra

Algunas de estas se deben al deterioro en los aislamientos que cubren a los conductores, otras por contamina-

ción del medio ambiente, descargas atmosféricas y por error humano.

Las máquinas rotatorias, transformadores y motores están sujetos a fallas de corto circuito entre espiras en sus devanados correspondientes.

1.1.9.- REGISTRO DE FALLAS Y SU IMPORTANCIA.

En sistemas de potencia es necesario contar con una estadística de ocurrencia de las fallas para diseñar adecuadamente los sistemas de protección.

De los datos estadísticos, tanto del sistema nacional como de otros países, en cuanto a la ocurrencia de fallas en las distintas partes de un sistema eléctrico, la distribución es como sigue:

ELEMENTO	% DE FALLA
a) Línea de transmisión	50
b) Interruptores de potencia	15
c) Transformadores de potencia	12
d) Transformadores de instrumento	5
e) Barras de subestaciones o buses	3
f) Equipo misceláneos, derivadores de voltaje, tableros, apartarrayos y trampas de onda.	<u>15</u>
TOTAL	100%

1.1.10.- DEFINICION DE RELEVADOR DE PROTECCION DE ACUERDO
A LA NORMA A.S.A. (American Standard Association)

Mencionaremos algunas definiciones de relevador que -
están anotadas en las normas A.S.A.:

Relevador es un "dispositivo que provoca un cambio -
brusco en uno o más circuitos de control, cuando la cantidad
o cantidades a las cuales responde, cambian de una manera -
predeterminada".

Los Relevadores de protección son aquellos cuya fun-
ción es la de detectar las fallas en los elementos del siste-
ma, o bien, otro tipo de condiciones peligrosas e indesea--
bles e iniciar o permitir una desconexión o dar una señal de
alarma.

1.1.11.- APLICACION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION.

En general, hay diversos caminos para proteger cual-

quier equipo, algunos de los cuales son complementarios uno del otro.

Los esquemas mas usuales en protecci3n por relevados son los siguientes:

- 1.- Esquema de barras.
- 2.- Esquema de generador.
- 3.- Esquema global de generador-transformador.
- 4.- Esquema de transformador de potencia.
- 5.- Esquema de transformador-regulador.
- 6.- Esquema de alimentadores.
 - a) Protecci3n de baja frecuencia.
 - b) Recierre en alimentadores.
- 7.- Esquema de l3neas de transmisi3n.
- 8.- Esquema de motores de inducci3n.
 - a) Protecci3n contra sobrecorriente t3rmica.
 - b) Protecci3n contra sobrecorriente por elevaci3n de temperatura.
 - c) Protecci3n contra sobrecorriente de secuencia de fases.
 - d) Protecci3n contra bajo o sobrevoltaje.
 - e) Protecci3n contra baja frecuencia.
- 9.- Esquema de motor s3ncrono.
- 10.- Esquema de rectificador.

1.1.12.- FILOSOFIA DE LAS PROTECCIONES POR RELEVADORES.

En esta parte se tratará el análisis de las protecciones, tomando en cuenta la filosofía existente. Para este efecto se consideraran los siguientes puntos:

1.1.13.- CARACTERISTICAS FUNCIONALES DE LOS RELEVADORES.

La importancia en la selección entre un relevador y otro, es contar en todo momento con una protección segura para el equipo protegido, así como para aislar las fallas que pueda haber en el sistema, selectivamente y en un tiempo lo más corto posible. Todo esto con el fin de mantener un suministro continuo de energía en los lugares de consumo y reducir al mínimo el posible daño al equipo instalado en el sistema.

Para poder lograr este objetivo es necesario diseñar los relevadores con ciertas características, de tal manera que dispare solo el o los interruptores necesarios para aislar la falla, donde el sistema lo requiera, así como también ser capaz de diferenciar cuando su funcionamiento debe ser rápido ó con cierto retardo de tiempo. Considerando este tipo de requerimientos, podemos decir que hay cuatro características importantes en el diseño de un relevador:

a) Sensibilidad

- b) Selectividad
- c) Velocidad
- d) Confiabilidad

Antes de hacer un análisis particular a cada una de estas características, mencionaremos otras dos que son inherentes al diseño de fabricación de los relevadores, las cuales son: Simplicidad y Economía.

El concepto de simplicidad se refiere a la construcción y aplicación en los esquemas de protección. Se entiende con esto que un esquema de protección deberá requerir el mínimo necesario de equipo para la interconexión en dicho esquema.

El concepto economía se refiere a que los relevadores deberán contar con todas las ventajas eléctricas, para dar protección con un costo mínimo.

También acerca de las características funcionales - que debe tener un relevador, podemos decir que en algunos casos no es posible tener todas estas características, por lo que habrá necesidad en ciertas ocasiones de sacrificar algunas para tener otras, dependiendo de la aplicación y del equipo técnico-económico de la instalación.

a) SENSIBILIDAD.

Sensibilidad es la habilidad para que el relevador -

opere en forma segura bajo condiciones que produzcan la tendencia de hacerlo operar. Por ejemplo un relevador bajo una condición mínima de corriente de falla.

En la operación normal de un sistema eléctrico de potencia de generación, dicha operación esta sometida a variaciones de carga, la cual puede cambiar en las distintas horas del día y estaciones del año. Un relevador sobre un equipo, ya sea este de potencia o de distribución, deberá ser suficientemente sensible para operar bajo condiciones de generación mínima en el caso de ocurrir en ese instante una corriente de corto circuito en el esquema protegido.

b) SELECTIVIDAD.

Selectividad es la habilidad de un relevador para diferenciar entre dos condiciones, una en la cual deba operar inmediatamente y otra cuando deba operar con su respectivo retardo de tiempo. Estos relevadores deberán de ser capaces de reconocer fallas que ocurran dentro y fuera de su área protegida, según sea el caso. El propósito de la selectividad es en el sentido de dar en una condición de falla, el mínimo de aperturas en los interruptores para aislar una falla y de este modo interrumpir el servicio a una menor cantidad de consumidores.

Un ejemplo de un esquema selectivo, es la protección

diferencial, ya que esta funciona exclusivamente cuando ocurre una falla dentro de su zona protegida. Otro ejemplo, son aquellos relevadores que en su operación tienen un retardo de tiempo en fallas localizadas fuera de su zona protegida, en este caso queda enmarcada la protección de sobrecorriente.

c) VELOCIDAD.

Velocidad es la habilidad que debe tener el relevador para operar en el período de tiempo requerido. Esta característica es importante en el aislamiento de fallas, puesto que está relacionada con los daños que pudieran ocurrir por la duración de la falla.

d) CONFIABILIDAD.

Confiabilidad es el requerimiento básico de los equipos de protección y se refiere a la habilidad que debe tener un relevador para funcionar oportuna y correctamente. Representa la certeza de la operación adecuada, con la seguridad de que no ocurrirán operaciones incorrectas por causas extrañas. La aplicación adecuada de los equipos de protección involucra la elección correcta, no solamente en los relevadores, sino también en los equipos asociados.

...

1.1.14.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION EN CUANTO A SU CONSTRUCCION.

Atendiendo a su construcción, los relevadores se pueden dividir en cuatro grupos que son:

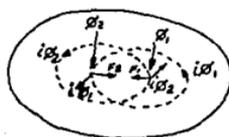
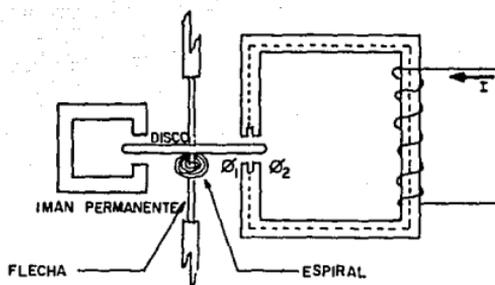
- a) Relevadores de disco de inducción.
- b) Relevadores de atracción de armadura.
- c) Relevadores tipo copa de inducción.
- d) Relevadores de estado sólido.

a) RELEVADORES DE DISCO DE INDUCCION

Estos relevadores basan su funcionamiento en la inducción electromagnética y son los más utilizados para protección de circuitos de corriente alterna.

Este tipo no se puede utilizar en circuitos de corriente directa debido a que su principio de funcionamiento se basa en el principio de funcionamiento del motor de inducción. Básicamente están contruidos por un imán permanente, un electroimán, un disco giratorio y bobinas de sombra.

La figura 1.4 muestra como la fuerza actuante se desarrolla en el elemento móvil, que es el disco el cual está construido de un material no magnético; en el instante en que se aplica la corriente (I) al electroimán, se produce la inte-



CORRIENTES Y FLUJOS EN EL DISCO DE INDUCCION

FIG. 1.4 Relevador de induccion electromagnetica

racción de dos flujos electromagnéticos con las corrientes - parásitas inducidas en el estator.

Se cuenta en estos relevadores con una espiral de - tipo resorte que nos proporciona el par antagonista. Por lo anterior, se tienen dos fuerzas, que se pueden expresar como sigue:

$$F_1 \propto \theta_1 \quad i \quad \theta_2$$

$$F_2 \propto \theta_2 \quad i \quad \theta_1$$

$$\theta_1 \propto \theta_1 \text{ máx} \quad \text{sen} (wt)$$

$$\theta_2 \propto \theta_2 \text{ máx} \quad \text{sen} (wt + \theta)$$

θ = áng. de factor de potencia

$$i \theta_1 \propto \frac{d\theta_1}{dt} \quad \theta_1 \text{ máx} \cos (wt)$$

$$i \theta_2 \propto \frac{d\theta_2}{dt} \quad \theta_2 \text{ máx} \cos (wt+\theta)$$

$$F_1 \propto (\theta_1 \text{ máx} \quad \text{sen} wt) (\theta_2 \text{ máx} \cos (wt+\theta))$$

$$F_2 \propto (\theta_2 \text{ máx} \quad \text{sen} wt+\theta) (\theta_1 \text{ máx} \cos wt)$$

$$F = F_1 - F_2 \propto \theta_1 \text{ máx} \theta_2 \text{ máx} \text{sen} (wt+\theta) \cos (wt) - \text{sen} (wt) \cos (wt+\theta)$$

$$F \propto \theta_1 \text{ máx } \theta_2 \text{ máx } \text{sen } \theta$$

$$\text{sen } \theta = \text{constante}$$

Los relevadores de disco de inducción según su estructura pueden ser de polos sombreados o tipo Watthorímetro.

Polo sombreado.- Esta estructura está accionada en general por una corriente que fluye en una sola bobina, en una estructura magnética que contiene un entrehierro. El flujo del entrehierro producido por esta corriente se encuentra dividido en dos componentes fuera de fase por el llamado anillo de sombra, generalmente de cobre, que rodea a la cara polar de cada polo en el entrehierro.

El rotor es un disco de cobre ó aluminio, fijado por un pivote para girar en el entrehierro entre los polos. El ángulo de fase entre los flujos que atraviesan el disco es fijado por diseño y por lo tanto, no entra en las consideraciones de aplicación.

Los anillos de sombra pueden ser remplazados por bobinas, si se desea el control de funcionamiento de un relevador de polo sombreado. Si las bobinas de sombra están en corto circuito por el contacto de algún otro relevador se producirá el par, debido a que no habrá división de flujo.

Un control semejante del par se emplea donde se de sea el control direccional.

Tipo Waththorímetro.- Estos relevadores toman ese - nombre debido a que su estructura es la misma utilizada en los waththorímetros, y está formada por dos bobinas separadas en dos circuitos magnéticos diferentes, cada una de las cuales produce uno de los dos flujos necesarios para operar el - rotor, que también es un disco. Estos dos tipos de estructura se muestran en la figura 1.5.

b) RELEVADOR DE ATRACCION DE ARMADURA.

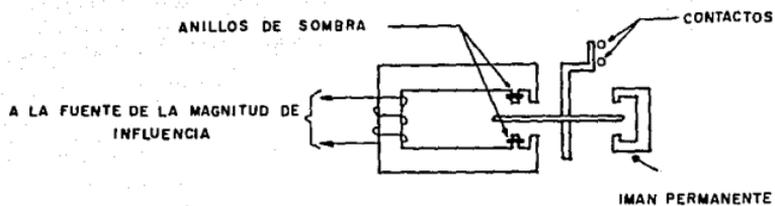
El principio de funcionamiento de estos relevadores de atracción electromagnética (tipo selenoide y tipo de armadura atrída), se basa en la fuerza electromagnética ejercida en el elemento móvil, que es proporcional al cuadrado de la - corriente en la bobina actuante. La fuerza actuante total se puede expresar como se muestra en la siguiente ecuación:

$$F = k_1 I^2 = k_2$$

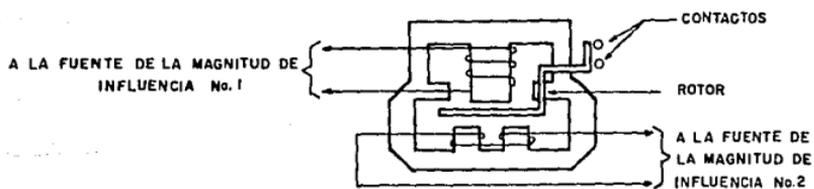
donde:

F = Fuerza neta

k_1 = Constante de conversión de fuerza



ESTRUCTURA DE POLO SOMBREADO



ESTRUCTURA TIPO WATTHORIMETRO

FIG.1.5 Relevadores con el principio del disco de inducción

I = La corriente de la bobina actuante

k_2 = Fuerza de retención

Estos relevadores están constituidos básicamente - por un electroimán y un núcleo flotante, al electroimán se le conoce como chapa magnética y al núcleo flotante se le conoce como émbolo o pivote como se muestra en la figura 1.6.

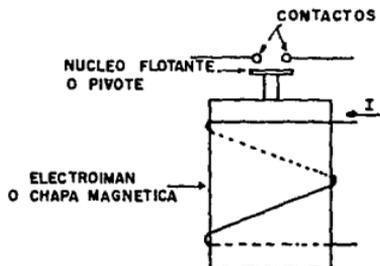


FIG. 1.6 RELEVADOR DE ATRACCION ELECTROMAGNETICA - TIPO SELENOIDE (PLUNGER)

Las diferentes compañías manufactureras hacen una variedad muy grande de relevadores auxiliares y contactores que trabajan con este principio. La mayoría de los relevadores - auxiliares de corriente y tensión de C.A. y C.D., para indicadores de operación eléctrica son construidos con una unidad - de armadura atraída, también llamada armadura tipo bisagra, es

tos pueden ser de restablecimiento manual o eléctrico y pueden tener mas de cuatro pares de contactos. Estos relevadores tienen su aplicación en anuncios, semáforos, alarmas, etc. El consumo de potencia de estos relevadores es pequeño, se encuentran en el orden de 0.08 watts de operación para un contacto y - 0.2 watts para cuatro contactos.

Cuando el relevador está en el límite de puesta en - trabajo la fuerza neta es cero y por lo tanto, se puede establecer la siguiente ecuación:

$$k_1 I^2 = k_2$$

$$I = \sqrt{k_2 / k_1} = \text{constante}$$

Estos tipos de relevadores son de operación instantánea, y su construcción es sencilla y económica, tienen múltiples aplicaciones una de las cuales son los elementos instantáneos de relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo y relevadores instantáneos de sobrecorriente que funcionan - con parámetros de C.A. y C.D.

c) RELEVADORES TIPO COPA DE INDUCCION .

A este tipo de relevadores se les denomina copa de inducción por la forma de su construcción, ya que está dispuesto sobre una estructura o chapa magnética, en el interior

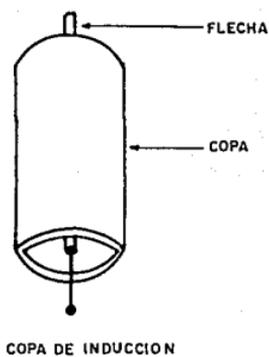
de la cual se encuentran seis u ocho polos salientes dependiendo de su aplicación. En estos polos se devanan unas bobinas y en su interior se introduce una copa cilíndrica sustentada por dos pivotes, de manera tal que queda flotando en el centro de los polos. Al espacio entre la superficie exterior de la copa y el polo se le denomina claro y la dimensión de este claro entre superficie y copa es de aproximadamente dos milésimas de pulgada. La copa gira libremente alrededor de un núcleo central fijo.

Las bobinas devanadas en sus polos respectivos se interconectan en serie con su bobina opuesta de tal manera que se cuentan con dos pares de bobinas, uno para operar con parámetros de corriente y otro con parámetros de tensión, como se muestra en la figura 1.7.

Los relevadores que funcionan bajo este principio - son los siguientes:

- Relevador direccional de sobrecorriente
(de fase o de tierra).
- Relevador direccional de distancia tipo reactancia
(unidad óhmica)
- Relevador direccional de distancia tipo admitancia
(unidad mho)
- Relevador direccional de distancia tipo impedancia
(unidad óhmica)

Básicamente un relevador direccional de C.A. puede -



COPA DE INDUCCION

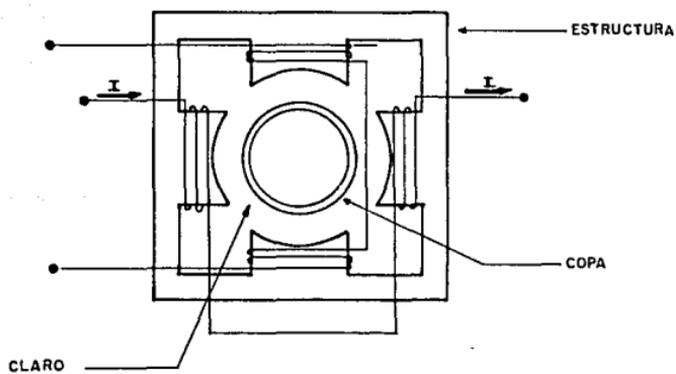


FIG. I.7 Relevador tipo copa de induccion

reconocer las diferencias de ángulos de fase de dos fasores.

d) **RELEVADORES DE ESTADO SOLIDO.**

Estos relevadores basan su operación fundamental en los arreglos de componentes de estado sólido como son: diodos, transistores, diács, triacs, cuadracs, amplificadores operacionales y circuitos integrados especiales.

En nuestro país se utilizan estos relevadores como protección primaria y de respaldo, así como en otros casos - en el orden del 20%.

1.1.15.- **CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE ACUERDO A SU DISEÑO INTEGRAL COMO ELEMENTO PROPIO.**

De acuerdo a su diseño los relevadores se pueden clasificar en:

- a) Relevadores electromecánicos.
- b) Relevadores electromagnéticos.
- c) Relevadores de estado sólido.

a) **RELEVADORES ELECTROMECHANICOS.** Son aquellos que están compuestos por elementos mecánicos móviles y de rozamiento --

y por elementos eléctricos (bobinas y/o transformadores). En la actualidad, estos relevadores son los más utilizados en los esquemas de protección de nuestro país, ya que presentan simplicidad de conexiones, operación, mantenimiento y además - debido a las técnicas modernas, sus tiempos de respuesta se han acortado notablemente.

b) RELEVADORES ELECTROMAGNETICOS. Estos dispositivos son los discutidos en el apartado 1.1.14. inciso b) y son ampliamente usados en los esquemas de protección.

c) RELEVADORES DE ESTADO SOLIDO. Un relevador de estado sólido (estático) es aquel en el cual la medición o la comparación de las cantidades eléctricas se hace por medio de una red estática diseñada para dar una señal de salida para iniciar el disparo, cuando ocurre una condición crítica.

La señal de salida opera un dispositivo de disparo - que puede ser semiconductor ó electromagnético. La B.S.I. (British Standard Institute) define a un relevador estático como el que no tiene partes móviles.

Los fabricantes de estos equipos manifiestan un 90% de ventajas sobre los electromecánicos en cuanto a operación

como en su conexión, sin embargo, su aplicación en los sistemas en cuanto a confiabilidad no ha sido demostrada, ya que - no se conocen estadísticas sobre estos relevadores.

1.2. ELEMENTOS BASICOS DE UN EQUIPO DE PROTECCION.

En forma general un equipo de protección está formado por:

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

CORRIENTE

POTENCIAL

RELEVADORES

EQUIPOS AUXILIARES

1.2.1.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

En los sistemas de potencia las cantidades de energía que se manejan son grandes, con corrientes y tensiones elevadas debido a la gran cantidad de carga que se tiene y a las grandes distancias a las que hay que transmitir esta energía. - Estos parámetros deben medirse y controlarse en todo instante para garantizar la buena calidad del servicio suministrado.

En este tipo de instalaciones el equipo que se utiliza para medición y protección se encuentra en tableros centralizados, hasta los cuales tendrían que conducirse éstos elevados parámetros. Esto traería como consecuencia los siguien--

tes inconvenientes:

- Conductores de grandes secciones y elevados aislamientos.
- Aparatos voluminosos de baja precisión y altos costos.
- Bajo régimen de seguridad al personal que tiene acceso a estos equipos.

Lo anterior se resuelve manejando magnitudes reducidas proporcionales a las originales. Esto se logra mediante el uso de transformadores de instrumento, los cuales debido a su finalidad y construcción se dividen en dos grupos principales:

- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.

Resumiendo, los objetivos principales de los transformadores de instrumento son:

- Aislar o separar los circuitos y aparatos de medida y protección etc. de la alta tensión.
- Evitar perturbaciones electromagnéticas de las corrientes fuertes y reducir corrientes de corto circuito a valores admisibles en delicados aparatos de medida.
- Obtener intensidades de corriente o tensiones reducidas, proporcionales a las que se desee medir o vigilar y

Transmitirlas a los aparatos apropiados.

1.2.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC).

El principio de funcionamiento de todos los transformadores es el mismo, no obstante existen ciertos rasgos que los hacen diferentes unos de otros. Por lo tanto, el transformador de corriente tiene ciertas características particulares que rigen su funcionamiento.

El transformador de corriente es un transformador cuyo devanado primario se conecta en serie con el circuito en el cual la corriente va a ser medida, y su devanado secundario suministra una corriente reducida proporcional a la corriente primaria; su diseño es tal que, el ángulo de fase entre la corriente primaria y secundaria es lo más pequeño posible. En la figura 1.8 se muestra esquemáticamente un transformador de corriente.

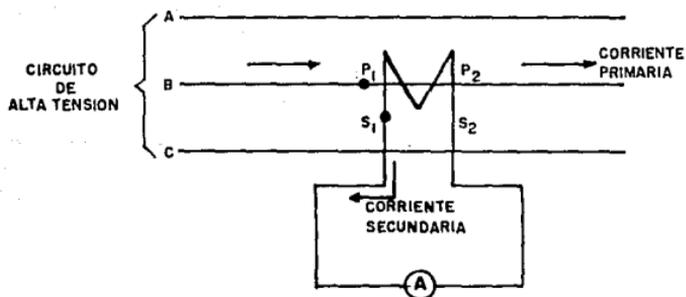
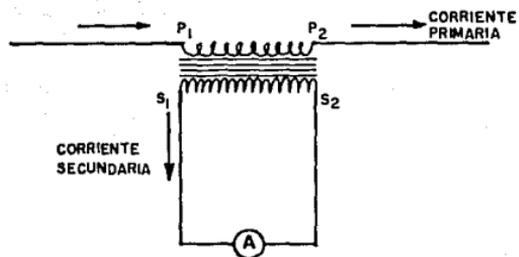


FIG. 1.8 Transformador de corriente y su simbolo

A continuación expondremos algunas características particulares que rigen el funcionamiento de un TC. La figura 1.9 muestra a un transformador de corriente en disposición de trabajo:

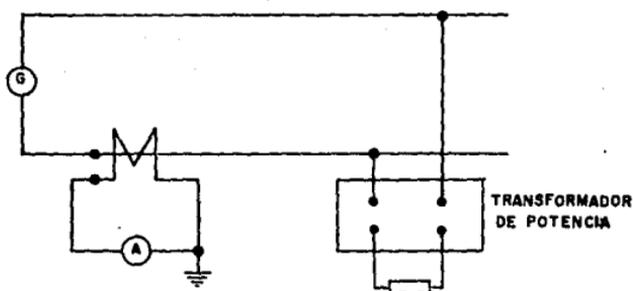


FIG. 1.9

El primario del transformador de corriente deberá tener un aislamiento adecuado a la tensión de la línea a la cual se desea conectar. El secundario se conecta a tierra con el propósito de evitar diferencias de potencial entre el devanado y el potencial de referencia (tierra), garantizando de esta forma protección tanto al personal como a la

instalación.

El principio de funcionamiento y la construcción de los transformadores de potencia y los de corriente son similares, sin embargo hay algunas diferencias, las cuales se indican a continuación:

- El primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito principal, en tanto que los transformadores de potencia se alimentan en derivación.
- Las impedancias de carga en los transformadores de potencia suelen ser variadas e implican un suministro de potencia mucho mayor que en un transformador de corriente, en este último su carga viene dada por bobinas amperimétricas y de relevadores que tienen bajos valores ohmicos lo cual se traduce en reducidos potenciales en las terminales secundarias.
- A diferencia del transformador de potencia, por el primario de un transformador de corriente circula una corriente que no depende de la carga que tenga conectada en su secundario.
- Mientras el transformador de potencia recibe en su primario la tensión de la línea, en el transformador de corriente su tensión primaria viene a ser únicamente una caída de tensión, la cual deberá ser necesariamente pequeña con el objeto de no afectar las bobinas de los aparatos de medición y relevadores.

- Al existir multiplicidad de cargas en el TC, estas se disponen en serie por lo cual la impedancia de carga aumenta en estos, en tanto que en los transformadores de potencia las cargas se disponen en derivación.

1.2.2.1.- DIAGRAMAS VECTORIALES .

En la figura 1.10:

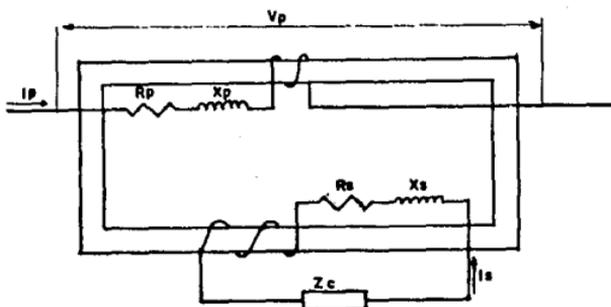


FIG. 1.10

se muestran los devanados primario y secundario de un transformador de corriente, teniendo en el secundario conectada - una carga, donde:

...

R_p	Resistencia equivalente del primario
X_p	Reactancia de dispersión del primario.
R_s	Resistencia equivalente del secundario.
X_s	Reactancia de dispersión del secundario.

además:

$$Z_C = R_C + jX_C \quad \text{Impedancia de carga.}$$

La figura 1.11 (a) muestra el diagrama vectorial correspondiente a las condiciones normales de trabajo. Considerando que la corriente primaria es independiente de la carga conectada al circuito secundario se pueden presentar dos casos, a saber:

- 1.- Que varíe la corriente del circuito primario - (que aumente o disminuya) conservándose la misma carga en el transformador.
 - a) Que la corriente primaria aumente.
Tenemos que para un transformador de potencia, las corrientes están relacionadas por la siguiente ecuación:

$$I_p = I_o + aI_s \quad (1.1)$$

en donde:

I_p corriente del primario.

I_s corriente del secundario.

a Relación de transformación,

I_o Corriente de excitación.

de donde se observa que si I_p aumenta crecerán I_o e I_s . Al aumentar I_o se incrementa el flujo lo cual puede llegar a saturar el núcleo. Es muy importante evitar esto, pues afectaría sensiblemente la relación I_p/I_s (relación de transformación). Este caso sucederá si por el primario - circula una corriente de corto circuito.

b).- Que la corriente primaria disminuya. Figura -- 1.11 (b).

Observando la ecuación (1.1) se tiene que una - disminución de la corriente I_p trae como consecuencia la disminución de I_s e I_o , así como también las caídas de potencial.

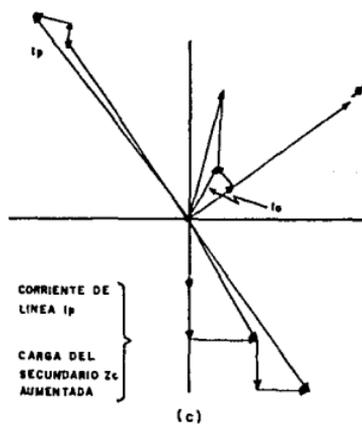
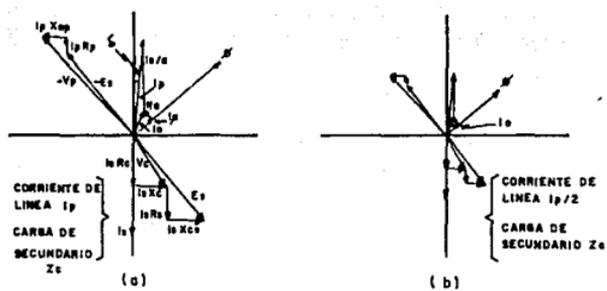


FIG. I.11

2.- Que aumente la carga del circuito secundario.

Si esto sucede, la corriente secundaria se ve limitada, en tanto que la corriente I_o aumenta su valor, ecuación (1.1). Este aumento implica un mayor E_s , la cual tiende a compensar la corriente secundaria de tal forma que las caídas de tensión consideradas en el diagrama se ven aumentadas, ver figura 1.11 (c).

1.2.2.2.- IMPROCEDENCIA DEL SECUNDARIO ABIERTO.

El comportamiento de un TC cuando el secundario queda en circuito abierto y por el primario circula una corriente se puede explicar de la siguiente manera:

Recordando la ecuación (1.1)

$$I_p = I_o + a I_s$$

donde $I_s = 0$ por estar el circuito secundario abierto, por lo tanto tenemos que

$$I_p = I_o$$

La corriente primaria ha pasado a ser de excitación, sin que exista fuerza magnetomotriz secundaria opoente. Afortunadamente el núcleo se satura, con lo que el flujo ϕ no llega a alcanzar el valor que, por proporcionalidad, correspondería a $N_p I_p$. No obstante este factor atenuante, resultan -

aumentados los valores de \emptyset , E_s , E_p y V_p tal como se muestra en la figura 1.12

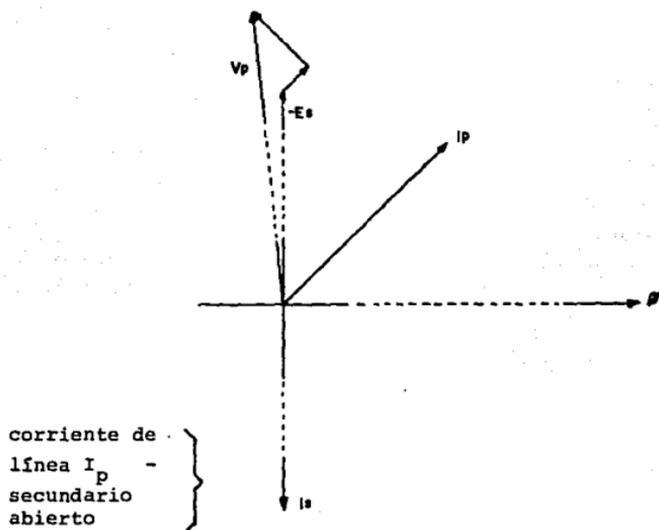


FIG. 1.12 TC CON SECUNDARIO ABIERTO

Lo analizado anteriormente significa un peligro personal, por la tensión que surge entre bornes del secundario (desde decenas hasta del orden del millar de volts), y un riesgo para el aislamiento, sin olvidar el calentamiento del núcleo por los crecidos valores de B (inducción). Tales condiciones de trabajo sostenidas, pueden conducir a un deterioro del transformador. Queda aclarada la impropiedad de dejar el secundario en circuito abierto.

Por el contrario el secundario puede estar en corto circuito ya que en este caso $Z_c = 0$, $V_c = 0$. Por el circulará la corriente I_s correspondiente a I_p , según la relación de transformación nominal. Para una I_p determinada, E_s tendrá el menor valor posible. Correspondientemente los tendrán I_o y ϕ .

De lo anterior se concluye que, si por algún motivo hay que desconectar la carga Z_c (al revisar aparatos de medición, relevadores, etc.), se "puenteará" el secundario, - tras lo cual puede retirarse Z_c , lo cual puede realizarse sin interrumpir el servicio de la línea principal.

1.2.2.3.- ERRORES .

Se define como "Relación de Transformación del Transformador de Corriente (RTC)" a la relación que existe entre - la corriente primaria I_p y la corriente secundaria I_s y esta dada por:

$$a = RTC = \frac{\text{Corriente nominal primaria}}{\text{Corriente nominal secundaria}} \quad (1.2)$$

En la práctica, la corriente secundaria no es exactamente proporcional a la corriente primaria ya que existen pér

didadas por histéresis y corrientes de Foucault y la corriente de magnetización que produce un desfaseamiento diferente de 180° , como se indicó en el diagrama vectorial. Estos errores dependen de los siguientes valores:

- El valor de la corriente primaria.
- La carga en el devanado secundario.
- La frecuencia.

Se tienen dos tipos de errores a saber:

- a) Error de relación.
- b) Error de ángulo de fase.

a) Error de Relación .

El error de relación también llamado error de intensidad para una corriente primaria I_p y una impedancia de carga Z_c , expresado en por ciento es:

$$\% E = \frac{I_s \text{ RTC} - I_p}{I_p} \times 100 = \frac{I_s - I_p/\text{RTC}}{I_p/\text{RTC}} \times 100 \quad (1.3)$$

en donde:

I_p Corriente primaria.

I_s Corriente secundaria.

RTC Relación de transformación del TC.

b) Error de Angulo de Fase .

El error de ángulo de fase β es el ángulo entre el fasor corriente primaria y el fasor corriente secundaria girado 180° . Se mide en minutos y se considera positivo cuando el vector I_s girado queda delante del vector corriente - primaria.

1.2.2.4.- FACTORES DE CORRECCION .

a) Factor de Corrección de Relación (FCR).

Es el factor por el cual debe multiplicarse la relación marcada (nominal) a través de un transformador de corriente para obtener la relación - verdadera

$$FCR = \frac{\text{Relación Verdadera}}{\text{Relación Marcada}} \quad (1.4)$$

b) Factor de Corrección de Angulo de Fase (FCAF).

El factor de corrección del ángulo de fase se define como el factor por el cual, la lectura de - un wáttmetro conectado a través de un TC, debe multiplicarse para corregir el efecto del desplazamiento de la corriente secundaria con respecto a la primaria.

En la figura 1.13 (a) se muestran las bobinas de corriente y potencial de un wáttmetro alimentado

a través de un transformador de corriente:

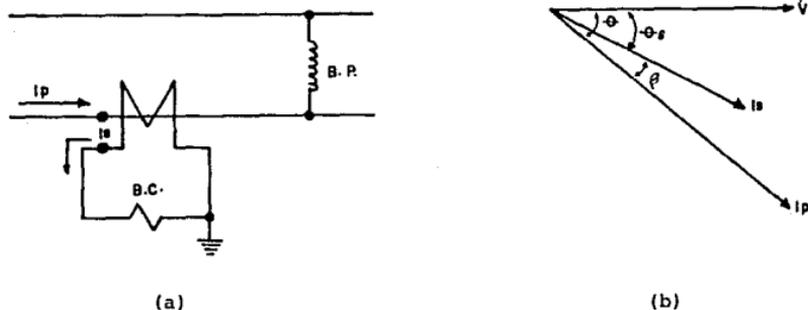


FIG. 1.13 WATTMETRO ALIMENTADO A TRAVES DE UN TC.

De esta figura tenemos que:

Para el circuito primario:

$$P_{\text{prim}} = V I_p \cos \theta \quad (1.5)$$

Para el circuito secundario:

$$P_{\text{sec}} = V I_s \cos \theta_s \quad (1.6)$$

El factor de potencia secundario $\cos \theta_s$, difiere, - del factor de potencia primario $\cos \theta$, debido al ángulo de - fase θ .

Suponiendo una relación de transformación de 1:1 y

aplicando la definición de FCAF tendremos:

$$P_p = P_s \times \text{FCAF} \quad (1.7)$$

$$VI_p \cos \theta = VI_s \cos \theta_s \times \text{FCAF}$$

pero para relación 1:1 $I_p = I_s$

por lo tanto:

$$\text{FCAF} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_s} \quad (1.8)$$

Expresando el ángulo θ en función de θ_s , de acuerdo a la figura 1.13 (b)

$$\theta = \theta_s + \beta \quad (1.9)$$

En esta ecuación consideremos θ y θ_s negativos cuando las corrientes I_s e I_p están atrás del vector tensión y - el ángulo β es por definición positivo cuando el vector corriente secundaria esta adelantado con respecto al vector corriente primaria. Aplicando esta convención tenemos:

$$\text{FCAF} = \frac{\cos (\theta_s - \beta)}{\cos \theta_s} \quad (1.10)$$

c) Factor de Corrección de Transformador de Corriente.

Los factores de corrección anteriormente mencio-

nados pueden expresarse como un error compuesto mediante la siguiente expresión:

$$FCTC = FCR \times FCAF \quad (1.11)$$

$$FCTC = \frac{FCR \times \cos(\theta_s - \beta)}{\cos \theta_s} \quad (1.12)$$

en la ecuación anterior:

FCTC = Factor de Corrección del transformador de corriente.

Desarrollando dicha ecuación y aproximando tenemos:

$$FCTC = FCR (1 + 2.9 \times 10^{-4} \beta \times \operatorname{tg} \theta) \quad (1.13)$$

Por lo tanto el error total introducido en la medición de potencia por el transformador será:

$$E = 1 - FCTC = 1 - FCR (1 + 2.9 \times 10^{-4} \beta \times \operatorname{tg} \theta) \quad (1.14)$$

simplificando y expresando en por ciento:

$$\% E = 100 (1 - FCR) + 0.029 \beta \operatorname{tg} \theta \quad (1.15)$$

1.2.2.5.- CARGA DE PRECISION .

Antes de definir lo que es la clase de precisión de un transformador definiremos lo que es la carga de precisión o BURDEN del transformador:

La carga de precisión o BURDEN del transformador es la carga que puede alimentar el secundario del TC y con la cual se sigue conservando el % de error máximo de garantía.

El burden de un TC esta dado como Impedancia en ohms (Ω) como potencia en Volt-Amperes (VA) para un factor de potencia dado, siendo este generalmente 0.9 o 0.5 de acuerdo a las normas ANSI .

Los Burdens se designan con la letra "B" seguida del valor de la carga, por ejemplo B 0.2. Las normas ANSI C57.13 designan a las cargas de acuerdo a su valor de impedancia que puede ser 0.1, 0.2, 0.5, 0.9, 1.8, 1, 2, 4 y 8 ver tabla - 1.1.

1.2.2.6.- CLASE DE PRECISION PARA MEDICION .

Es el error máximo admisible en % que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y con carga y frecuencias nominales.

Las normas ANSI contemplan tres clases de precisión: 0.3, 0.6 y 1.2. Cada clase de precisión especificada, deberá asociarse con una ó varias cargas nominales de precisión. Por ejemplo 0.6B2, indica que el transformador debe introducir en la medición como máximo $\pm 0.6\%$ de error cuando en su secundario se conecta una carga de B2 (2Ω).

En la tabla 1.1 se muestran las cargas normalizadas según las normas ANSI C57.13, su impedancia equivalente en (Ω) y la potencia de precisión en volt-amperes para un factor de potencia dado. Cabe aclarar que estos valores son para una corriente secundaria nominal de 5 amperes, ya que es la normalizada internacionalmente.

CARGA (BURDEN)	IMPEDANCIA (Ω)	VOLT-AMPERES	F.P.
B 0.1	0.1	2.5	0.9
B 0.2	0.2	5.0	0.9
B 0.5	0.5	12.5	0.9
B 1	1.0	25.0	0.5
B 2	2.0	50.0	0.5
B 4	4.0	100.0	0.5
B 8	8.0	200.0	0.5

TABLA 1.1 CARGAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA MEDICION.

La precisión de los transformadores generalmente es ta garantizada para cargas a medir cuyos factores de potencia esten comprendidos entre 1.0 y 0.6 atrasado.

Para mediciones de potencia, de energía o de cualquier otro tipo en que intervengan al mismo tiempo los vectores de corriente y tensión, el error que el transformador introduce en la medición esta dado por la ecuación (1.15), ya mencionada anteriormente y que se anota a continuación:

$$\% E = 100 (1 - FCR) + 0.029 \beta \operatorname{tg} \theta$$

donde:

$\% E$ = error en la medición, en % .

FCR = Factor de corrección de la relación.

β = Error de fase en minutos.

θ = Angulo cuyo coseno es el factor de potencia de la carga por medir.

En las normas CCONNIE y DGN se considera que la garantía de la precisión de los TC's es para un factor de potencia de la carga de 0.6 atrasado, ya que es el que mayor influencia tiene sobre el error de medición E, de acuerdo a la fórmula anterior, por lo que los límites permisibles del error de fase β para garantizar la precisión; están dados por:

$$\beta = 2G [E_a - 100 (1 - FCR)] \quad (1.16)$$

que resulta de considerar que: f.p. = 0.6

por lo tanto $\theta = \operatorname{ang.} \operatorname{Cos} 0.6 = 53.13^\circ$

de donde tenemos que $\operatorname{Tg} \theta = \operatorname{tg} 53.13^\circ = 1.333$

E_a es el error admisible expresado en por ciento para la clase de precisión.

Recordando la ecuación (1.4)

$$FCR = \frac{\text{Relación Verdadera}}{\text{Relación Marcada}}$$

Tenemos que el FCR está relacionado con el error de relación (error de corriente) de la siguiente manera:

$$E\% = (FCR - 1) \times 100 \quad (1.17)$$

y es positivo si la corriente secundaria real es menor a la nominal.

Por ejemplo: Consideremos un transformador con clase de precisión 0.3, dividiendo entre 100 y despejando FCR - de la ecuación 1.15 y considerando $\tan \theta = 1.333$

$$FCR = 0.00039 \beta + (1 - E) \quad (1.18)$$

como se trata de clase 0.3 el % de error máximo admisible - en la medición es $\pm 0.3\%$.

Substituyendo en la ecuación (1.18) para $+0.3\% = 0.003$

$$FCR = 0.00039 \beta + (1 - 0.003)$$

$$FCR = 0.00039 \beta + 0.997 \quad (1.19)$$

Substituyendo en la ecuación (1.18) para

$-0.3\% = -0.003$.

$$FCR = 0.00039 \beta + [1 - (-0.003)]$$

$$FCR = 0.00039 \beta + 1 + 0.003$$

$$FCR = 0.00039 \beta + 1.003 \quad (1.20)$$

La norma ANSI define a las clases de precisión mediante paralelogramos colocados en un sistema de ejes cartesianos donde la ordenada está en términos del factor de corrección de la relación (FCR) y la abscisa en función del ángulo de fase en minutos. Las ecuaciones (1.19) y (1.20) definen a las líneas oblicuas de dichos paralelogramos para la clase de precisión de 0.3.

Para cada clase de precisión existen dos paralelogramos, uno interior que da los límites para los errores al 100% de la corriente nominal y otro exterior que señala los límites de los errores cuando opera el transformador al 10% de su corriente nominal.

En la figura 1.14 se muestran los paralelogramos para clases de precisión de 0.3 y 0.6 al 100% y al 10% de la corriente nominal y en la figura 1.15 para clase 1.2.

1.2.2.7.- CLASE DE PRECISION PARA PROTECCION .

La norma ANSI clasifica a los relevadores con las letras C y T. La clasificación "C", cubre transformadores con el devanado secundario uniformemente distribuido, en los que el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación.

La clasificación "T", cubre transformadores en los -

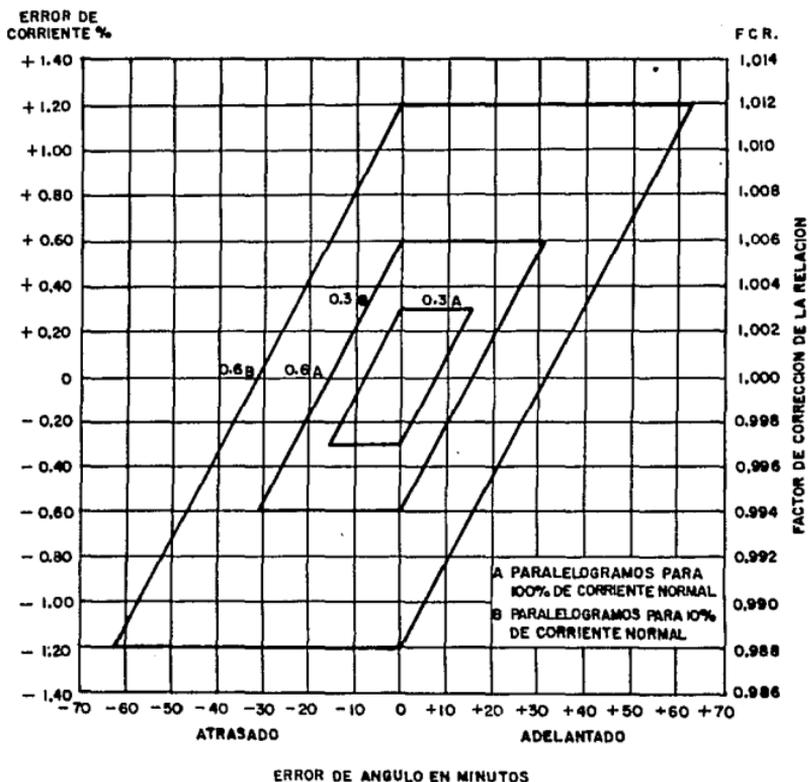


FIG.1.14 Clases normales de precisión límite 0.3 y 0.6 para transformadores de corriente utilizados en medición

que el flujo disperso tiene un efecto apreciable en el error de relación.

Además de la clasificación las letras tienen un significado:

- C Significa que el error de relación puede ser calculado a partir de las curvas de saturación.
- T Significa que el error de relación deberá ser determinado por medio de pruebas.

La clase de precisión para protección se designa por una letra (C ó T) y un número, los cuales describen la capacidad del transformador. El número indica la tensión que aparece en las terminales secundarias del transformador, cuando este entrega a una carga normalizada, una corriente igual a 20 veces la corriente nominal secundaria.

El error de relación no debe exceder del 10% para cualquier corriente comprendida entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria.

Ejemplo: La clase de precisión para protección C400 significa lo siguiente:

- a) La letra C indica que el error de relación puede ser calculado a partir de las curvas de saturación, y que no debe exceder del 10%.

- b) El número 400 indica que en las terminales secundarias del transformador aparecen 400 volts cuando entrega una corriente de 100 amperes (20 veces la corriente nominal secundaria de 5 amperes) a la carga normalizada de B4.0 (Ω)

o sea

$$V = ZI$$

$$400 = 4 \times 100$$

En la tabla 1.2 se indican las clases de precisión para protección y sus correspondientes tensiones secundarias y cargas normalizadas.

<u>CLASIFICACION DE LA PRECISION</u>		<u>TENSION SECUNDA</u>	<u>CARGA</u>
<u>C</u>	<u>T</u>	<u>RIA VOLTS</u>	<u>NORMALI-ZADA</u>
C10	T 10	10	B 0.1
C20	T 20	20	B 0.2
C50	T 50	50	B 0.5
C100	T 100	100	B 1.0
C200	T 200	200	B 2.0
C400	T 400	400	B 4.0
C800	T 800	800	B 8.0

TABLA 1.2 CLASES DE PRECISION PARA PROTECCION.

1.2.2.8.- CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA .

- a) Los valores de corriente nominal primaria son:

5,10,15,20,25,30,40,50,75,100,150,200,250,300,400
 500,600,800,1000,1200,1500,1600,2000,2500,3000, -
 4000,5000,6000,8000,12000 amperes.

b) Doble relación de transformación conectando en se
rie o en paralelo los devanados primarios, los va
lores son:

25 x 50, 50 x 100, 100 x 200, 200 x 400, 400 x 800
 600 x 1200, 1000 x 2000, 2000 x 4000.

1.2.2.9.- CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA.

La corriente nominal secundaria es de 5 amperes, pe
ro puede ser empleada una corriente nominal de 1 ampere, siem
pre que así se especifique.

1.2.2.10.- MARCAS DE POLARIDAD .

La polaridad de un TC se refiere a las direcciones -
 relativas de las corrientes en los devanados primario y secun
dario.

Los bornes o terminales se designan de acuerdo a las
 normas CCONNIE y DGN de la siguiente manera:

P₁ Principio del primario.

P₂ Fin del primario.

S_1 Principio del secundario.

S_2 Fin del secundario.

Las marcas de polaridad se representan por un punto remarcado, aunque pueden representarse por otro símbolo y de acuerdo a la teoría de los transformadores sin entrar al análisis de flujos, diremos que si la corriente entra por P_1 de deberá salir por S_1 o sea que P_1 y S_1 representan marcas de polaridad y P_2 , S_2 marcas de no polaridad.

Dicho de otra manera, para un T.C., la corriente - que entra por polaridad en el primario, sale por polaridad en el secundario y la que entra por no polaridad sale por no polaridad. Lo anterior se ilustra en la figura 1.16:

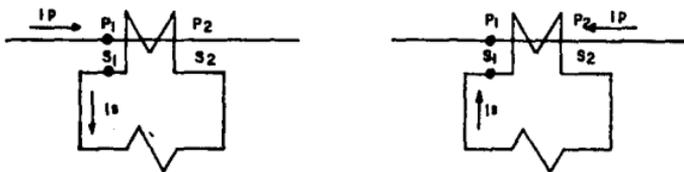


FIG. 1.16 MARCAS DE POLARIDAD DE UN T.C.

1.2.2.11.- CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En esquemas de protección, los transformadores de corriente que alimentan a equipos de protección como lo son los relevadores, se conectan generalmente en estrella o delta en circuitos trifásicos, dichas conexiones y sus diagramas fasoriales se muestran en las figuras 1.17, 1.18 y 1.19.

- Conexión estrella:

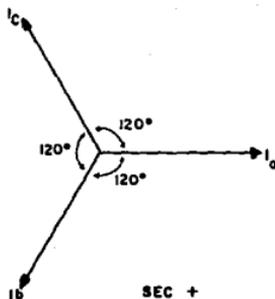
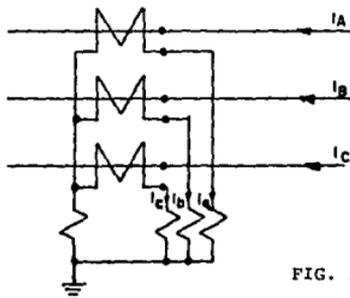


FIG. 1.17

- Conexión delta: Hay dos maneras de hacer la conexión:

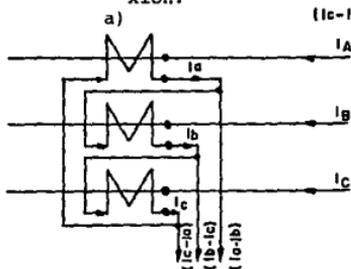
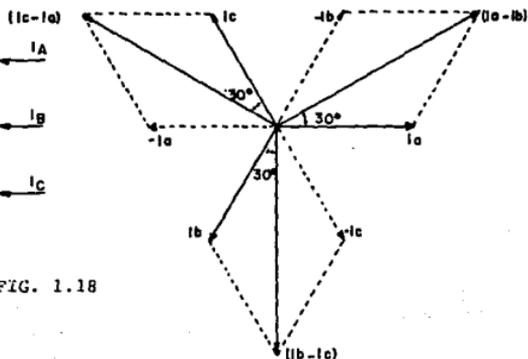


FIG. 1.18



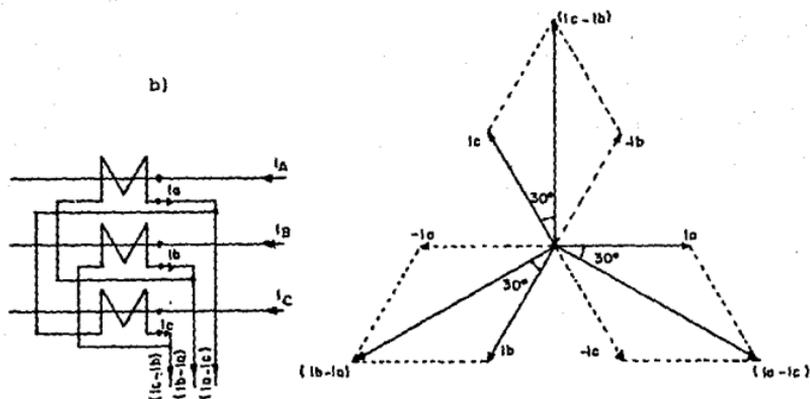
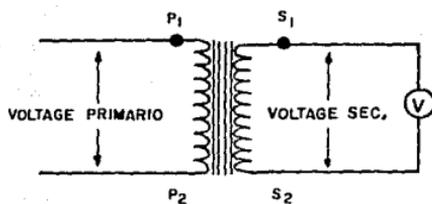


FIG. 1.19

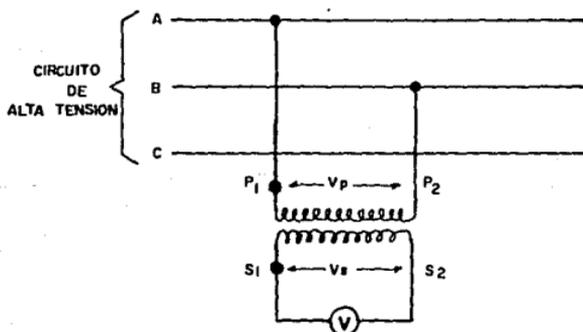
1.2.3.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP) .

Un transformador de potencial se conecta en paralelo o derivación.

Su devanado primario se conecta en paralelo o derivación con el circuito en el cual el potencial va a ser medido. Estos transformadores suministran la tensión adecuada a los instrumentos de medición, protección o ambos; mediante su tensión secundaria, la cual en las condiciones normales de uso, es proporcional a la tensión primaria desfasada respecto a -



TRANSFORMADOR DE POTENCIAL



SIMBOLO

FIG. 1.20 Transformador de potencial y su simbolo

ella un ángulo cercano a cero. En la figura 1.20 se muestra un transformador de potencial en forma esquemática.

Básicamente hay dos tipos de transformadores de potencial los cuales son:

- 1.- Transformadores de potencial para protección.
- 2.- Transformadores de potencial para medición.

La pequeña diferencia que existe entre un TP para protección y uno para medición está en la naturaleza de los voltajes transformados. Con frecuencia ambos transformadores pueden servir para los mismos propósitos con tal que las transformaciones sean razonablemente exactas.

En la figura 1.21 se muestran la forma de trabajo de un transformador de potencial análoga a la de un transformador de potencia.

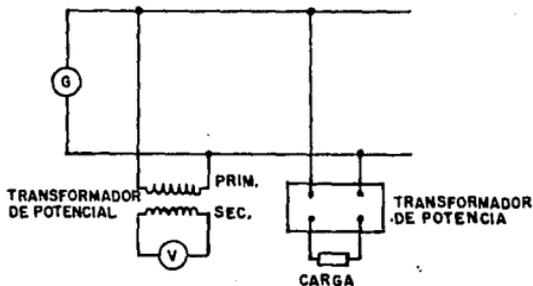


FIG. 1.21

El devanado primario de estos transformadores se conecta a las terminales entre las cuales se desea medir la tensión (de fase a fase o de fase a neutro), en tanto que el secundario está conectado a circuitos de uno o varios aparatos de medida, relevadores o instrumentos análogos conectados en paralelo. Las corrientes tomadas por estos aparatos y relevadores son pequeñas, con una pequeña potencia secundaria, es decir con régimen relativamente próximo al vacío, con una pequeña corriente secundaria. De esta forma las caídas de tensión internas son pequeñas, esto es esencial ya que tales caídas motivan variaciones en las relaciones V_p/V_s .

1.2.3.1.- DIAGRAMA VECTORIAL .

En el diagrama vectorial, considerando que el TP lleva conectada una carga la cual corresponde a los instrumentos de medición o protección, se han exagerado los módulos de los fasores corriente de vacío y caídas de tensión. Dicho diagrama se muestra en la figura 1.22.

Cuando se aplica una diferencia de potencial a las terminales del devanado primario del transformador circulará una corriente I_0 a través de éste, asociada a esta se tendrá un flujo ϕ_m que eslabona a ambos devanados del transformador.

...

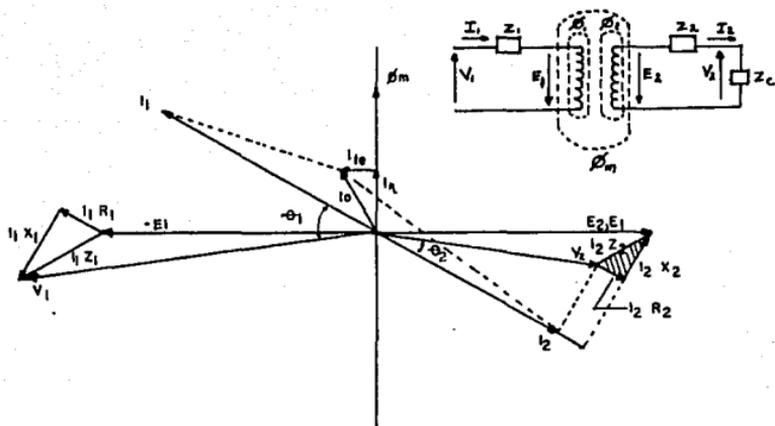


FIG. 1.22

El flujo ϕ_m produce por autoinducción, una fuerza electromotriz (F.E.M.) en el devanado primario (que denotamos por E_1) y teniendo en cuenta que también eslabona al secundario, se genera en este una F.E.M. (E_2); la cual es proporcional y opuesta en fase a E_1 . Ahora, teniendo en cuenta que al devanado secundario se encuentra conectada una carga, circulará una corriente (I_2) a través de él, cuyo valor depende de esta última.

El efecto de la corriente secundaria es desmagnetizante, pero el flujo ϕ_m debe continuar siendo prácticamente el mismo que en condiciones de circuito abierto.

De lo expuesto anteriormente se puede afirmar que el efecto que produce dicha corriente debe quedar compensado por un incremento en la corriente del primario en una magnitud tal que la resultante de las fuerzas electromotrices del primario y secundario, sea suficiente para mantener el flujo en su valor correspondiente.

La presencia de dichas corrientes trae como consecuencia caídas internas en el transformador, lo cual puede apreciarse en el diagrama vectorial.

1.2.3.2.- ERRORES .

Se define como "Relación de transformación del transformador de potencial" (RTP) a la relación que existe entre la tensión primaria (V_p) y la tensión secundaria (V_s) y esta dada por:

$$RTP = \frac{\text{Tensión nominal primaria}}{\text{Tensión nominal secundaria}} = \frac{V_p}{V_s} \quad (1.21)$$

En el diagrama vectorial podemos observar que una proporcionalidad y ángulo de fase exactos entre las tensiones primaria y secundaria no son posibles debido a las causas siguientes:

- La corriente de excitación necesaria para mantener el flujo magnético, (I_o) la cual a su vez ori

gina una caída de tensión en el devanado primario.

- La corriente demandada por la carga conectada a las terminales secundarias (I_s) produce caídas de tensión en ambos devanados.

Las causas anteriores provocan errores tanto de relación como de ángulo de fase.

a) Error de relación .

El error de relación para una tensión primaria - V_p y una determinada carga se define como:

$$\% E = \frac{(RTP) (V_s) - V_p}{V_p} \times 100 = \frac{V_s - V_p / (RTP) \times 100}{V_p / (RTP)} \quad (1.22)$$

donde:	$\%E$	Error de relación expresado en - porcentaje.
	V_p	Voltaje primario.
	V_s	Voltaje secundario.
	RTP	Relación de transformación del TP.

Este error es positivo cuando el voltaje secundario excede el valor nominal, y será negativo si es menor que el valor nominal.

b) Error de Angulo de Fase .

El error de ángulo de fase es la diferencia de fa

se entre el vector de voltaje primario y el vector de voltaje secundario invertido (girado 180°) y se considera positivo cuando el vector voltaje secundario invertido adelanta al vector de voltaje primario, y será negativo cuando esté atrás del mismo vector.

El error de ángulo de fase se expresa en minutos.

1.2.3.3.- FACTORES DE CORRECCION .

a) Factor de Corrección de Relación (FCR).

Es el factor por el cual se debe multiplicar la relación marcada (nominal) para obtener la relación verdadera.

$$FCR = \frac{\text{Relación Verdadera}}{\text{Relación Marcada}} \quad (1.23)$$

Relación verdadera = Relación marcada X FCR

b) Factor de Corrección del Angulo de Fase (FCAF)

Es el factor por el cual, la lectura de un wáttmetro conectado a través de un transformador de potencial, se debe multiplicar para corregir el efecto del desplazamiento de fase de la tensión secundaria con respecto a la primaria.

La figura 1.23 nos muestra los diagramas de conexión y vectorial correspondientes a un wáttmetro con su circuito -

de tensión alimentado a través de un transformador de potencial.

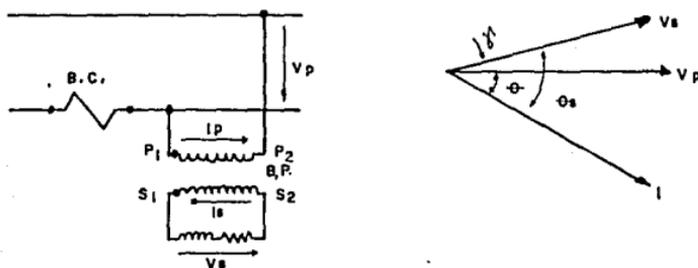


FIG. 1.23 WATTMETRO ALIMENTADO A TRAVES DE UN TP.

En la figura anterior tenemos que:

- V_p Tensión primaria .
- V_s Tensión secundaria.
- θ Factor de potencia primario.
- θ_s Factor de potencia secundario.
- I_p Corriente primaria.
- I_s Corriente secundaria.
- P_p Potencia en el devanado primario.
- P_s Potencia en el devanado secundario.

Para el circuito primario tenemos que:

$$P_p = V_p I \times \cos \theta$$

Para el circuito secundario tenemos que:

$$P_s = V_s I \times \cos \theta_s$$

Suponiendo para el transformador de potencial una relación de 1:1 y aplicando la definición de FCAF tendremos que:

$$P_p = P_s \times \text{FCAF} \quad (1.24)$$

$$V_p I \cos \theta = V_s I \times \cos \theta_s \times \text{FCAF}$$

pero para relación 1:1 $V_p = V_s$

Por lo tanto:

$$\text{FCAF} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_s} \quad (1.25)$$

Expresando el ángulo θ en función de θ_s de acuerdo a la figura 1.23 tendremos que:

$$\theta = \theta_s - (-\gamma) = \theta_s + \gamma$$

substituyendo en la ecuación (1.25) tenemos que:

$$FCAF = \frac{\cos(\theta_s + \gamma)}{\cos \theta_s} \quad (1.26)$$

c) Factor de Corrección de Transformador de Potencial (FCTP).

Los factores de corrección anteriormente mencionados pueden expresarse como un error compuesto mediante las siguientes ecuaciones:

$$FCTP = FCR \times FCAF \quad (1.27)$$

$$FCTP = \frac{FCR \times \cos(\theta_s + \gamma)}{\cos \theta_s}$$

Desarrollando y aproximando tenemos:

$$FCTP = FCR (1 - 2.9 \times 10^{-4} \gamma \operatorname{tg} \theta) \quad (1.28)$$

El error total introducido por el transformador de potencial en la medición y expresado en por ciento esta dado por:

$$\% E = 100 (1 - FCR) - 0.029 \gamma \operatorname{tg} \theta \quad (1.29)$$

1.2.3.4.- CLASE DE PRECISION .

La clase de precisión es el máximo error admisible, expresado en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal - primaria y a su frecuencia nominal.

Las normas CCONNIE, DGN y ANSI contemplan tres clases de precisión: 0.3, 0.6 y 1.2.

Cada clase de precisión especificada debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión (BURDEN), - por ejem. 0.6W.

Las normas ANSI designan a las cargas nominales de precisión con las letras W, X, Y, Z y ZZ y sus valores de impedancia y potencia en Volt-amperes se muestran en la tabla 1.3, para tensiones nominales secundarias de 120 y 69.3 - Volts.

Un mismo transformador puede cumplir con varias clases de precisión según la carga que se le asocie.

La precisión de los transformadores de potencial se garantizan para cargas a medir cuyos factores de potencia del sistema esten comprendidos entre 1.0 y 0.6 atrasado, a una - tensión entre 90 y 110% de la tensión nominal secundaria, para las cargas nominales de precisión especificadas para cada transformador.

CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS DE PRECISION								
DESIGNACION	VOLT-AMPERES	FACTOR DE POTENCIA	120 VOLTS			69.3 VOLTS		
			RESISTENCIA (OHMS)	INDUCTANCIA (H)	IMPEDANCIA (OHMS)	RESISTENCIA (OHMS)	INDUCTANCIA (H)	IMPEDANCIA (OHMS)
W	12.5	0.1	115.2	3.04	1152	38.4	1.01	384
X	25.0	0.7	403.2	1.09	576	134.4	0.364	192
Y	75.0	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0694	64
Z	200.0	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0335	24
ZZ	400.0	0.85	30.6	0.0803	36	10.2	0.0168	12

TABLA 1.3 CARGAS DE PRECISION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS DE PRECISION								
DESIGNACION	VOLT-AMPERES	FACTOR DE POTENCIA	120 VOLTS			69.3 VOLTS		
			RESISTENCIA (OHMS)	INDUCTANCIA (H)	IMPEDANCIA (OHMS)	RESISTENCIA (OHMS)	INDUCTANCIA (H)	IMPEDANCIA (OHMS)
W	12.5	0.1	115.2	3.04	1152	38.4	1.01	384
X	25.0	0.7	403.2	1.09	576	134.4	0.364	192
Y	75.0	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0694	64
Z	200.0	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0335	24
ZZ	400.0	0.85	30.6	0.0803	36	10.2	0.0168	12

TABLA 1.3 CARGAS DE PRECISION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para mediciones en las que intervengan al mismo tiempo los fasores de corriente y de tensión, el error que el TP introduce en la medición esta dado por la ecuación (1.29), la cual se vuelve a expresar a continuación :

$$\%E = 100 (1-FCR) - 0.029 \gamma^{\wedge} \text{tg } \theta$$

en donde:

$\%E$ = Error introducido en la medición en %.

FCR = Factor de corrección de la relación.

γ^{\wedge} = Error de fase, en minutos.

θ = Angulo cuyo coseno es el factor de potencia del sistema.

En las normas CCONNIE y DGN se considera que la garantía de la precisión de los TP'S es para un factor de potencia de 0.6 atrasado ya que es el que mayor influencia tiene sobre el error de medición E, según la fórmula anterior, por lo que los límites permisibles del error de fase, γ^{\wedge} , para garantizar la precisión, estan dados por:

$$\gamma^{\wedge} = 26 [100(1-FCR)-E_a] \quad (1.30)$$

Que resulta de considerar que f.p.=0.6 por lo tanto $\text{tg}\theta=1.33$, y donde E_a es el error admisible expresado en por ciento para la clase de precisión.

Por ejemplo consideremos un transformador con clase

de precisión 0.6. Dividiendo entre 100 y despejando FCR de la ecuación 1.29 y considerando que $\text{tg}\theta = 1.33$, tenemos que:

$$\text{FCR} = (1 - E) - 0.00039 \gamma^{\wedge} \quad (1.31)$$

Por tratarse de clase 0.6 el % de error máximo admisible en la medición es $\pm 0.6\%$. Substituyendo en la ecuación (1.31) para $E = +0.6\% = 0.006$

$$\text{FCR} = (1 - 0.006) - 0.00039 \gamma^{\wedge} \quad (1.32)$$

$$\text{FCR} = 0.994 - 0.00039 \gamma^{\wedge} \text{-----}$$

sustituyendo en la ecuación (1.31) para $E = -0.6\% = -0.006$

$$\text{FCR} = [1 - (-0.006)] - 0.00039 \gamma^{\wedge} \quad (1.33)$$

$$\text{FCR} = 1.006 - 0.00039 \gamma^{\wedge} \text{-----}$$

La norma ANSI C57.13 define las clases de precisión mediante paralelogramos como puede apreciarse en la figura - 1.24. En el sistema cartesiano la ordenada está en términos del factor de corrección de la relación (FCR) y la abscisa - en función del ángulo de fase en minutos.

Las ecuaciones (1.32) y (1.33) que vuelven a mostrarse a continuación:

$$\text{FCR} = 0.994 - 0.00039 \gamma^{\wedge}$$

$$\text{FCR} = 1.006 - 0.00039 \gamma^{\wedge}$$

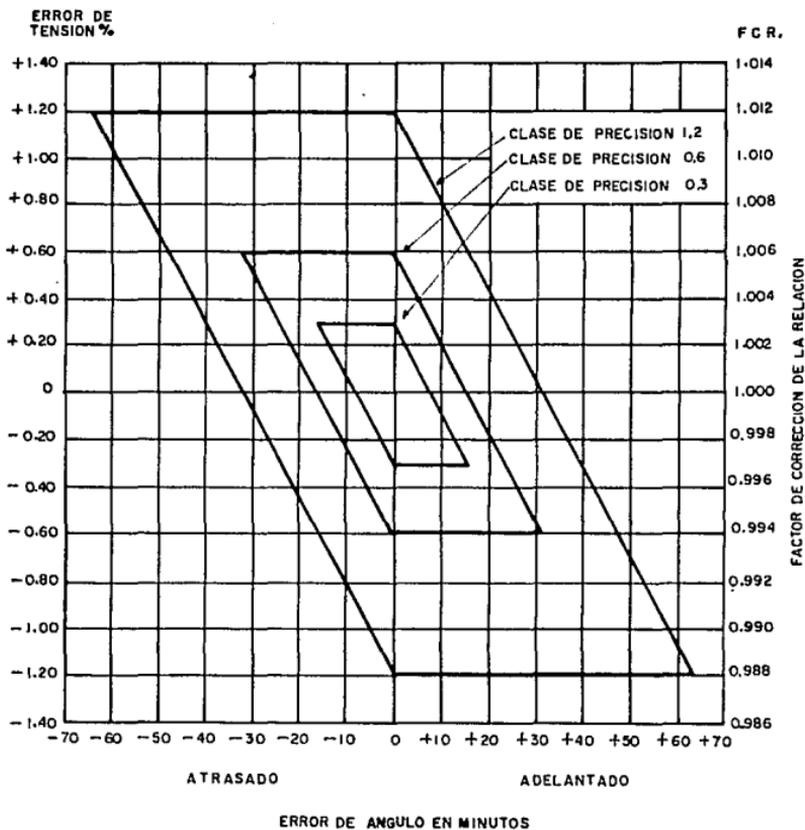


FIG. 1.24 Clases de precisión normales para transformadoras de potencial utilizados en medición

definen las dos líneas del paralelogramo para la clase de pre cisión 0.6. Notese que en los paralelogramos la pendiente es negativa y por lo tanto contraria al caso de los transformadores de corriente.

Los límites deben respetarse entre el 90 y el 110% - de la tensión nominal y entre el vacío y la carga nominal.

1.2.3.5.- TENSION NOMINAL PRIMARIA .

Para seleccionar la tensión nominal primaria, se escoge generalmente la tensión nominal de aislamiento en kV su perior y mas cercana a la tensión de servicio, especificando además, el grupo de aislamiento según se tenga que conectar - el transformador de acuerdo a la tabla 1.4.

1.2.3.6.- TENSION NOMINAL SECUNDARIA .

Las normas ANSI, CCONNIE y DGN contemplan tensiones nominales secundarias de 120 y 69.3 Volts, para niveles de - aislamiento hasta de 25kv y de 115 volts para niveles de aislamiento superiores a 25kv.

En su forma mas completa los transformadores de potencial se construyen con 3 devanados secundarios, el primer devanado se utiliza para medición, el segundo para polariza

TENSION NOMINAL DE AISLAMIENTO KV	NIVEL BASICO DE IMPULSO (KV CRESTA)	TENSION NOMINAL PRIMARIA ENTRE FASES (Volts)	RELACION NOMINAL
-----------------------------------	-------------------------------------	--	------------------

GRUPO 1: 0.6 A 15KV, AISLAMIENTO COMPLETO, TENSION LIMITE Y IGUAL $\sqrt{3}$ VECES TENSION LIMITE.

0.6	10	120/208Y	1:1
0.6	10	240/416Y	2:1
0.6	10	300/520Y	2.5:1
1.2	30	120/208Y	1:1
1.2	30	240/416Y	2:1
1.2	30	300/520Y	2.5:1
1.2	30	480/832Y	4:1
1.2	30	600/1,040Y	5:1
5.0	60	2,400/4,150Y	20:1
6.7	75	4,200/7,260Y	35:1
6.7	75	4,800/8,320Y	40:1
15L	95	7,200/12,470Y	60:1
15L	95	8,400/14,560Y	70:1
15H	110	7,200/12,460Y	60:1
15H	110	8,400/14,560Y	70:1

GRUPO 2: 0.6 A 151KV, AISLAMIENTO COMPLETO, TENSION LIMITE Y IGUAL A TENSION LIMITE.

0.6	10	120/120Y	1:1
0.6	10	240/240Y	2:1
0.6	10	300/300Y	2.5:1
0.6	10	480/480Y	4:1
0.6	10	600/600Y	5:1
2.5	45	2,400/2,400Y	20:1
5.0	60	4,800/4,800Y	40:1
6.7	75	7,200/7,200Y	60:1
15L	95	12,000/12,000Y	100:1
15L	95	14,400/14,400Y	120:1
15H	110	12,000/12,000Y	100:1
15H	110	14,400/14,400Y	120:1
25	150	24,000/24,000Y	200:1
34.5	200	34,500/34,500Y	300:1
46	250	46,000/46,000Y	400:1
69	350	69,000/69,000Y	600:1
92	450	92,000/92,000Y	800:1
115	550	115,000/115,000Y	1000:1
138	650	138,000/138,000Y	1200:1
161	750	161,000/161,000Y	1400:1

GRUPO 3: 25 A 345KV, AISLAMIENTO REDUCIDO EN EL EXTREMO NEUTRO, PARA CONEXION DIRECTAMENTE A TIERRA.

23	150	14,400 para 25,000Y	120 B 200:1
34.5	200	20,125 para 34,500Y	175 B 300:1
46	250	27,600 para 46,000Y	240 B 400:1
69	350	40,250 para 69,000Y	350 B 600:1
92*	450	55,200 para 92,000Y	480 B 800:1
115	550	69,000 para 115,000Y	600 B 1,000:1
138	650	80,300 para 138,000Y	700 B 1,200:1
161	750	92,000 para 161,000Y	800 B 1,400:1
196*	900	115,000 para 196,000Y	1,000 B 1,700:1
230	1050	139,000 para 230,000Y	1,200 B 2,000:1
287	1300	172,500 para 287,000Y	1,500 B 2,500:1
345	1550	207,000 para 345,000Y	1,800 B 3,000:1
		"	2,500 B 4,500:1

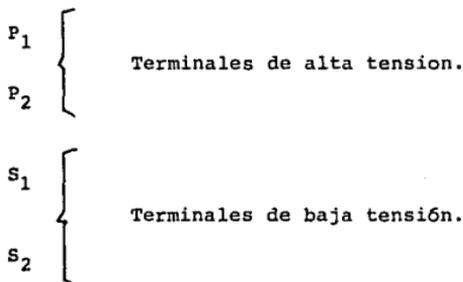
* LA RELACION NOMINAL PRIMARIA NO HA SIDO AUN ESTABLECIDA.

TABLA 1.4

ción de los relevadores de tierra y el tercero para protección.

1.2.3.7.- MARCAS DE POLARIDAD .

Las terminales de alta tensión están designadas de acuerdo a las normas CCONNIE y DGN de las siguiente forma:



Por ejemplo si tenemos un transformador de 3 devanados secundarios estos se identificarán como: S_1-S_2 , S_3-S_4 y S_5-S_6 .

Las marcas de polaridad se representan generalmente por un punto remarcado y tienen el mismo significado que para transformadores de corriente o sea que si la corriente entra en el primario por P_1 saldrá en el secundario por S_1 , como se muestra en la figura 1.25.

...

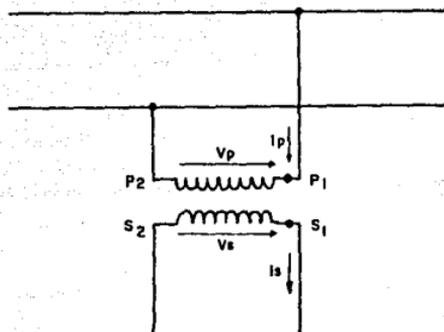


FIG. 1.25 MARCAS DE POLARIDAD DE UN TP.

La relación entre las tensiones V_p y V_s es tal que si S_1 tiene la misma polaridad instantánea que P_1 , puede ignorarse el que un transformador tenga polaridad aditiva o sustractiva porque esto no tiene ningún efecto en las conexiones.

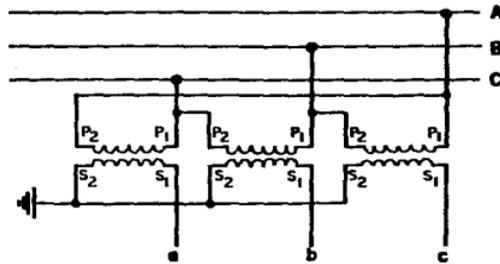
1.2.3.8.- CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Las conexiones para transformadores de potencial utilizados en sistemas de protección por relevadores son variadas y su aplicación depende de las exigencias requeridas

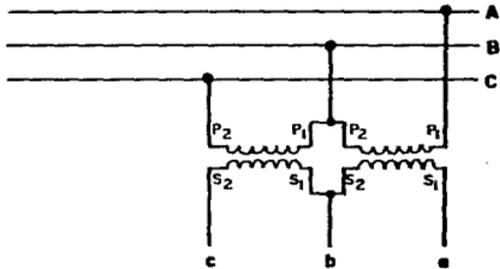
para cada tipo de esquema de protección. En forma general - las conexiones de los transformadores de potencial son en delta o en estrella, para los devanados primarios y en estrella, delta abierta y delta rota, para los devanados secundarios. - En la figura 1.26 se muestran dichas conexiones.

La conexión secundaria en estrella se utiliza para relevadores de sobre corriente.

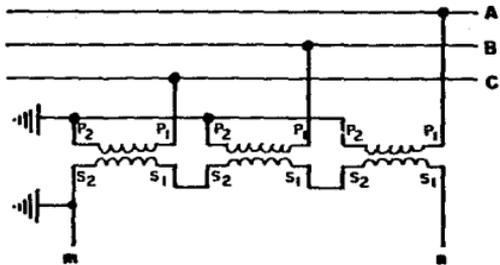
La conexión secundaria en delta rota se utiliza para obtener la tensión de polarización de los relevadores direccionales de tierra.



PRIMARIO EN DELTA Y SECUNDARIO
EN ESTRELLA



CONEXION DELTA ABIERTA



CONEXION DELTA ROTA

FIG.1.26 Conexiones de transformadores de potencial

1.2.4.- RELEVADORES .

De acuerdo a lo dicho en el apartado 1.1, la función de la protección por relevadores es el originar el retiro rápido de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando este sufre un corto circuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera en el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

En el apartado antes mencionado se describieron a los relevadores en cuanto a: sus características funcionales, su construcción y diseño integral como elemento propio. Ahora nos toca ver al relevador como parte funcional de los esquemas de protección.

1.2.4.1.- FUNCIONAMIENTO DE UN RELEVADOR .

Cuando decimos que un relevador funciona, entendemos que cierra o abre sus contactos. La mayoría de los relevadores tienen un resorte de control o están restringidos por gravedad, de tal manera que los contactos asumen una posición dada cuando el relevador esta desenergizado o no operado; un contacto que se cierra bajo esta condición es conocido como normalmente cerrado, y uno que se abre es conocido como un contacto normalmente abierto.

...

Se cuenta con una nomenclatura normalizada y consiste en designar a los contactos con una letra, de tal manera que un contacto normalmente abierto se designa con la letra "a" y uno normalmente cerrado con la letra "b".

En la figura 1.27 se muestran dichos contactos y sus correspondientes símbolos.

Un relevador es un dispositivo que hace una medición o recibe una señal de control y como respuesta a estas, produce cambios repentinos en uno ó mas circuitos de salida. Responde a condiciones anormales en el sistema de potencia y controla un circuito interruptor el cual aísla la sección fallada.

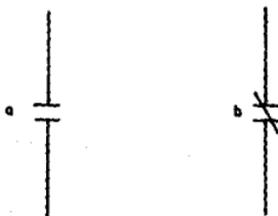


FIG. 1.27 SIMBOLOS DE CONTACTOS.

Cuando un relevador funciona para abrir un contacto "b" ó cerrar un contacto "a" decimos que operó. Cuando el re

levador funciona para cerrar un contacto "b" y abrir un "a" - decimos que se repuso.

Cuando se presentan condiciones anormales en el sistema, ocurren cambios en las magnitudes eléctricas, los cuales son detectados por los relevadores ocasionando que entren en operación y por consiguiente que cambien la posición de sus contactos. El cambio de posición de los contactos, produce cambios en los circuitos de control ya que estos se encuentran intercalados en dichos circuitos junto con las bobinas de disparo de los interruptores, lo anterior esta indicado en la figura 1.28.

Cuando el relevador recibe una señal que lo hace operar, cierra su contacto que esta en serie con: la bobina de disparo del interruptor, la bobina de indicador de operación del relevador y un contacto "a" del interruptor. Al cerrar dicho contacto se cierra el circuito de disparo y por consiguiente se energizan las bobinas de disparo del interruptor y la bobina de indicación de operación, con lo cual el interruptor abre, librando la sección fallada del sistema.

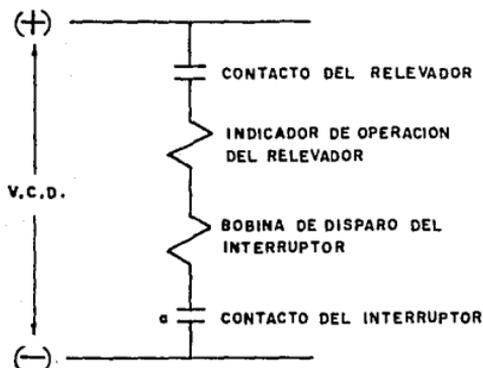


FIG. 1.28 CIRCUITO DE DISPARO DE UN INTERRUPTOR.

1.2.4.2.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES POR SU FUNCIONAMIENTO .

Los relevadores de acuerdo con su función se dividen en:

a) Relevadores de Protección.- Los cuales detectan - elementos defectuosos, condiciones peligrosas u - otras condiciones no tolerables en el sistema. Es - tos relevadores pueden iniciar o permitir el dis- - paro de interruptores o simplemente enviar seña- - les de alarma.

b) Relevadores de Supervisión.- Los cuales verifican

las condiciones del sistema de potencia o del sistema de protección. Dentro de estos se pueden incluir a: detectores de falla, unidades de alarma, etc. Además no envían señal de apertura a los interruptores.

- c) Relevadores Programables.- Establecen o detectan secuencias eléctricas. Estos relevadores son utilizados para recierre y sincronización.
- d) Relevadores Reguladores.- Estos relevadores operan cuando un parámetro de operación se desvía de los límites preestablecidos. Los relevadores reguladores funcionan a través de equipo adicional para restablecer el parámetro a los límites preestablecidos.
- e) Relevadores Auxiliares.- Los cuales operan abriendo o cerrando el circuito de operación en combinación con otros relevadores. Pueden ser: temporizadores, relevadores de contactos múltiples, unidades de sello, relevadores de bloqueo, relevadores de cierre y relevadores de disparo.

1.2.4.3.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE ACUERDO A LOS PARAMETROS ELECTRICOS DE ENTRADA.

De acuerdo a los parámetros de entrada los relevadores se clasifican en:

- Relevadores de corriente.
- Relevadores de voltaje.
- Relevadores de producto.
- Relevadores de cociente.
- Relevadores diferenciales.
- Relevadores de frecuencia.

- RELEVADORES DE CORRIENTE .

Los relevadores de corriente operan debido a la magnitud de la corriente que pasa por su bobina de operación. Pueden ser de alta corriente cuando opera si la magnitud de la corriente en el elemento protegido sobrepasa un valor previamente establecido. O de baja corriente, si la operación tiene lugar cuando la magnitud de la corriente disminuye por debajo de un valor previamente fijado.

- RELEVADORES DE VOLTAJE .

Los relevadores de voltaje operan debido a las variaciones del voltaje aplicado a su bobina de operación. Se llaman de sobrevoltaje, si operan al sobrepasar el voltaje previamente fijado, y de bajo voltaje si el voltaje desciende por debajo del valor previamente establecido.

- RELEVADORES DE PRODUCTO .

Como lo dice su nombre, operan por la acción del pro

ducto de dos magnitudes eléctricas. Los mas conocidos son - los relevadores de potencia. Operan debido al producto de la corriente que pasa por el relevador por el voltaje aplicado al mismo.

- RELEVADORES DE COCIENTE.

Estos relevadores operan cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas llega a un cierto valor prefijado. Los mas conocidos son los relevadores de mínima impedancia, que operan cuando la impedancia del relevador, es decir, la relación:

$$z = \frac{V}{I}$$

disminuye por debajo del valor prefijado.

- RELEVADORES DIFERENCIALES .

Entran en operación, cuando la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo (dos o más corrientes, dos o más voltajes, etc.) sobrepasa un valor fijado de antemano.

- RELEVADORES DE FRECUENCIA .

Operan cuando la frecuencia se aparta del valor previamente establecido.

1.2.4.4.- FACTORES QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS RELEVADORES.

La operación de los relevadores pueden ser: correcta

o incorrecta.

La operación incorrecta puede causar falla en el disparo o disparo indebido. La causa de la operación incorrecta puede ser: aplicación incorrecta del relevador, ajustes indebidos, error del personal o falla del equipo. El equipo que puede causar una operación incorrecta, incluye transformadores de corriente, transformadores de potencial, interruptores, canales de comunicación y equipos auxiliares.

El disparo incorrecto de interruptores no asociados al Area de falla, es tan grave como la falla en el disparo, - por tal motivo, debe tenerse especial cuidado en la aplicación e instalación de relevadores.

1.2.4.5.- RELEVADORES UTILIZADOS EN LA PROTECCION DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA DE ACUERDO A SU ENTRADA Y CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO.

En la protección de los elementos de un sistema de potencia intervienen varios tipos de relevadores con diversas características de funcionamiento como son: de tiempo inverso, de distancia, sobrecorriente direccional, etc. Un mismo tipo de relevador puede ser utilizado en los diferentes esquemas de protección que se aplican a cada elemento del sistema.

Por ejemplo, los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo del tipo IAC de la marca General Electric, pueden formar parte de los esquemas tanto de la protección de transformador como de la protección de alimentadores de un sistema de potencia.

En la tabla 1.5 se enumeran los principales relevadores utilizados en los esquemas de protección de la Cfa. de Luz y Fuerza del Centro, S. A. En dicha tabla no se contemplan los relevadores auxiliares y de supervisión como son: -- detectores de falla, instantáneos de voltaje, de alarma, temporizadores, etc. debido a que aunque son totalmente indispensables en los esquemas de protección, no detectan las condiciones anormales o peligrosas en el sistema de potencia.

Cabe aclarar que un relevador que protege un elemento del sistema, en ocasiones sirve como protección de apoyo a otro elemento del mismo, debido a la "superposición" de las zonas de protección, la cual se describe mas adelante en 1.3.

ESQUEMA	RELEVADORES UTILIZADOS	DESIGNACION A.S.A.
PROTECCION DE BARRAS	- Diferencial de barras.	87 B
PROTECCION DE GENERADOR	- Bajo voltaje	27
	- Potencia direccional	32 G
	- Perdida de excitación	40 G
	- Desbalance de fases (sobrecorriente de secuencia negativa de tiempo inverso).	46 G
	- Fallas a tierra del campo del generador.	64 G
	- Diferencial de generador con característica de % de pendiente.	87 G
PROTECCION DE TRANSFORMADOR	- Instantaneo de sobrecorriente.	50
	- Sobrecorriente de fase con retardo de tiempo.	51
	- Sobrecorriente de tierra con retardo de tiempo.	51 N
	- Buchholz.	63 T
	- Diferencial de transformador con características de % de pendiente y restricción de armónicas .	87 T
PROTECCION DE LINEAS	- Distancia de fase, por zonas	21
	- Distancia de tierra, por zonas	21 N
	- Instantaneo de sobrecorriente	50
	- Sobrecorriente de fase con retardo de tiempo.	51
	- Sobrecorriente direccional de fase	67
	- Sobrecorriente direccional de tierra	67 N
	- Diferencial de línea (por medio de hilo piloto)	87 L
- Comparación de fase por onda portadora.	87C	
PROTECCION DE ALIMENTADORES	- Instantaneo de sobrecorriente	50
	- Sobrecorriente de fase con retardo de tiempo.	51
	- Sobrecorriente de tierra con retardo de tiempo.	51 N
	- Recierre.	79
	- Baja frecuencia.	81

T A B L A 1.5

1.2.4.6.- DESIGNACION A.S.A. PARA DISPOSITIVOS DE SISTEMAS DE POTENCIA .

Los relevadores y dispositivos usados en los sistemas de potencia se designan de acuerdo a la A.S.A. (American Standard Association), por medio de números. En la lista siguiente se muestra tal designación :

- 1 Elemento maestro.
- 2 Relevador de arranque o de cierre, con retardo.
- 3 Relevador de comprobación o de enclavamiento.
- 4 Contactor maestro.
- 5 Dispositivo de paro.
- 6 Interruptor o contactor de arranque.
- 7 Interruptor de ánodo.
- 8 Interruptor del circuito de control.
- 9 Dispositivo inversor.
- 10 Interruptor de secuencia de unidad.
- 11 Reservado para aplicaciones futuras.
- 12 Dispositivo de sobrevelocidad.
- 13 Dispositivo de velocidad sincrónica.
- 14 Dispositivo de baja velocidad.
- 15 Dispositivo igualador de velocidad o frecuencia.
- 16 Reservador para aplicaciones futuras.
- 17 Interruptor o contactor de descarga.
- 18 Dispositivo acelerador o desacelerador.

- 19 Contactor o relevador de transición.
- 20 Válvula.
- 21 Relevador de distancia.
- 22 Interruptor o contactor igualador.
- 23 Dispositivo de control de temperatura.
- 24 Reservado para aplicaciones futuras.
- 25 Dispositivo de sincronización o comprobación de -
sincronismo.
- 26 Dispositivo térmico de aparatos o máquinas.
- 27 Relevador de bajo voltaje.
- 28 Detector de flama.
- 29 Contactor de aislamiento (separación).
- 30 Relevador indicador.
- 31 Dispositivo para excitación separada.
- 32 Relevador direccional de potencia.
- 33 Contacto de posición.
- 34 Dispositivo maestro de secuencia.
- 35 Dispositivo para operar escobillas o para poner -
en corto circuito anillos colectores.
- 36 Dispositivo de polaridad o de polarización.
- 37 Relevador de baja potencia o baja corriente.
- 38 Dispositivo de protección de chumacera.
- 39 Monitor de condiciones mecánicas.
- 40 Relevador del campo.
- 41 Interruptor del campo.
- 42 Interruptor de marcha.

- 43 Dispositivo manual de transferencia o selección.
- 44 Relevador de iniciación de secuencia de la unidad.
- 45 Monitor de condiciones atmosféricas.
- 46 Relevador de corriente de fases invertidas o desequilibrio de fases.
- 47 Relevador de secuencia de fases (voltaje).
- 48 Relevador de secuencia incompleta.
- 49 Relevador térmico de máquinas o transformadores.
- 50 Relevador instantáneo de sobrecorriente o detector de gradiente de corriente.
- 51 Relevador de sobrecorriente de C.A., de tiempo inverso o definido.
- 52 Interruptor de corriente alterna.
- 53 Relevador de excitador o de generador de C.D.
- 54 Reservado para aplicaciones futuras.
- 55 Relevador de factor de potencia.
- 56 Relevador de aplicación del campo.
- 57 Dispositivo para poner en corto circuito o a tierra.
- 58 Relevador de falla de rectificación.
- 59 Relevador de sobrevoltaje.
- 60 Relevador de desequilibrio de voltajes o corrientes.
- 61 Reservado para aplicaciones futuras.
- 62 Relevador de paro o apertura, con retardo.
- 63 Relevador de presión (de líquido o de gas), - o de vacío.
- 64 Relevador para protección a tierra que no está conectado al secundario de los transformadores de - corriente.

- 65 Gobernador o regulador de velocidad.
- 66 Dispositivo limitador de operaciones o de ajuste fino de posición.
- 67 Relevador direccional de sobrecorriente (C.A.).
- 68 Relevador de bloqueo.
- 69 Dispositivo de control condicionado.
- 70 Reóstato.
- 71 Relevador de nivel de líquido o de gas.
- 72 Interruptor o contactor de C.D.
- 73 Contactor de resistencia de carga.
- 74 Relevador de alarma.
- 75 Mecanismo cambiador de posiciones.
- 76 Relevador de sobrecorriente de C.D.
- 77 Transmisor de impulsos.
- 78 Relevador de protección que mide desplazamientos angulares entre corrientes o entre voltajes. Pérdida de sincronismo.
- 79 Relevador de recierre de C.A.
- 80 Relevador de flujo de líquido o gas.
- 81 Relevador de frecuencia.
- 82 Relevador recierre de C.D.
- 83 Relevador automático de transferencia, o de control selectivo.
- 84 Mecanismo de operación.
- 85 Relevador receptor para onda portadora o para hi-pilot.
- 86 Relevador de bloqueo definitivo.

- 87 Relevador de protección diferencial.
- 88 Motor o motor-generator auxiliar.
- 89 Interruptor de línea.
- 90 Dispositivo de regulación.
- 91 Relevador direccional de voltaje.
- 92 Relevador direccional de voltaje y de potencia.
- 93 Contactor cambiador de campo.
- 94 Relevador de disparo o de disparo libre.
- 95 Se usarán únicamente para aplicaciones específicas en instalaciones donde los números del 1 al 94 sean inadecuadas.

1.2.5.- EQUIPOS AUXILIARES .

Los sistemas de protección constituidos básicamente por los transformadores de instrumento y relevadores, necesitan para completar su función, de equipos auxiliares cuya finalidad y elementos principales se citan a continuación:

- 1) Para desconectar del resto del sistema el elemento fallado. El elemento que realiza dicha función es el Interruptor de Potencia (designación A.S.A. No. 52). En caso de falla o de condición anormal de funcionamiento de un elemento del sistema de potencia, el interruptor recibe la señal de algún relevador a través del circuito de control para abrir (disparar) y de esta manera aislar la sección fallada del resto del sistema. Los interruptores abren con carga y su diseño debe -

ser tal que soporten momentaneamente las corrientes y potencias de corto circuito.

- 2) Para compensar o igualar limitaciones propias del diseño de los elementos básicos.

Los elementos que realizan esta función son básicamente los transformadores auxiliares de corriente o de ajuste de relación. Como ejemplo tenemos la protección diferencial de transformadores de potencia en cual se necesita que las corrientes secundarias de los transformadores de corriente en los dos lados del transformador sean iguales, lo cual no es posible debido entre otras cosas a la diferencia en los diseños y en la calidad de los materiales empleados en la fabricación de dichos transformadores. Esto se ve reflejado en diferencias en los errores de relación. Estas diferencias se eliminan por medio de transformadores auxiliares.

También quedan incluidos los transformadores de aislamiento, que aíslan los canales de comunicación de los relevadores.

- 3) Para alimentar circuitos de control y de disparo. Los circuitos de control y de disparo en forma general operan con corriente directa. Las bobinas de disparo y de cierre de los interruptores operan con C.D., lo mismo que los relevadores auxiliares que intervienen en el disparo. Además la señalización también requiere un voltaje de C.D., por lo tanto todo sistema de protección debe de contar con un "banco de baterías" que es el equi-

po auxiliar que proporciona el voltaje de C.D. antes mencionado.

- 4) Para controlar interruptores cuando no hay falla. El control de interruptores se realiza por medio de conmutadores multicontactos, los cuales permiten disparar o cerrar interruptores principalmente para maniobras de mantenimiento o también para reponer circuitos después de una falla. En ambos casos bloquean los circuitos necesarios según el esquema de protección.
- 5) Para tener canales de comunicación. Algunos esquemas de protección necesitan un canal de comunicación sobre todo cuando la información de los parámetros eléctricos debe hacerse a distancias considerables. Uno de estos canales es el "hilo piloto" que comunica a los relevadores colocados en los extremos de una línea de transmisión. El hilo piloto es un cable formado por varios pares de alambres. Los canales de comunicación se auxilian también de los "capacitores de acoplamiento" y de "trampas de onda" en el caso de protección por onda portadora en las líneas de gran longitud.
- 6) Para que los parámetros eléctricos tengan valores y características deseados. Entre los equipos auxiliares que efectúan esta función están: los "Reactores de neutralización", para mantener el voltaje inducido por la línea cercano al voltaje de tierra. También se tienen como equipos auxiliares los capacitores para drenar a tierra las sobretensiones.

- 7) Para obtener información de las condiciones eléctricas que guarda una subestación. Los equipos auxiliares que proporcionan esta información son la "señalización por medio de lámparas y alarmas" y en el tablero de control el "Bus mimico" que indica por medio del diagrama unifilar y lámparas, el estado de los circuitos como; interruptor - abierto, interruptor cerrado, transformador con carga, cuchilla abierta, cuchilla cerrada, alimentador fuera de servicio, etc.

1.3 PROTECCIONES PRIMARIA Y DE RESPALDO .

Un equipo de protección esta formado por los elementos básicos descritos anteriormente y a su vez puede ser divididos en dos grupos de acuerdo a el lugar que ocupan al operar en caso de ocurrir una falla. A un grupo lo llamaremos "Protección Primaria" y al otro lo llamaremos "Protección de Respaldo".

1.3.1.- PROTECCION PRIMARIA .

Se denomina protección primaria a los relevadores y equipo asociado que funcionan en primera instancia, cuando existe alguna falla o anomalía dentro del sistema protegido, la característica principal de esta forma de protección, es que su respuesta en cuanto a tiempo para aislar la falla

es muy rápida, para aislar la falla en el menor tiempo posible y de esta manera minimizar los daños a los equipos protegidos.

Las protecciones primarias tienen un tiempo de respuesta del orden de 2 a 4 ciclos.

La figura 1.29 muestra la protección primaria de un sistema eléctrico de potencia. La primera observación es que los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento. Esta disposición hace posible desconectar solo el elemento afectado.

En ocasiones puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, en cuyo caso ambos elementos deben desconectarse si ocurre una falla en cualquiera de los dos.

La segunda observación es que se establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. Lo que implica que cualquier falla que ocurra dentro de una zona determinada originará el disparo de todos los interruptores dentro de esa zona.

También puede observarse que las zonas adyacentes de protección se superponen alrededor de un interruptor. Es evidente que en caso de fallas donde se superponen dos zonas adyacentes de protección (zona de traslape), se dispararan

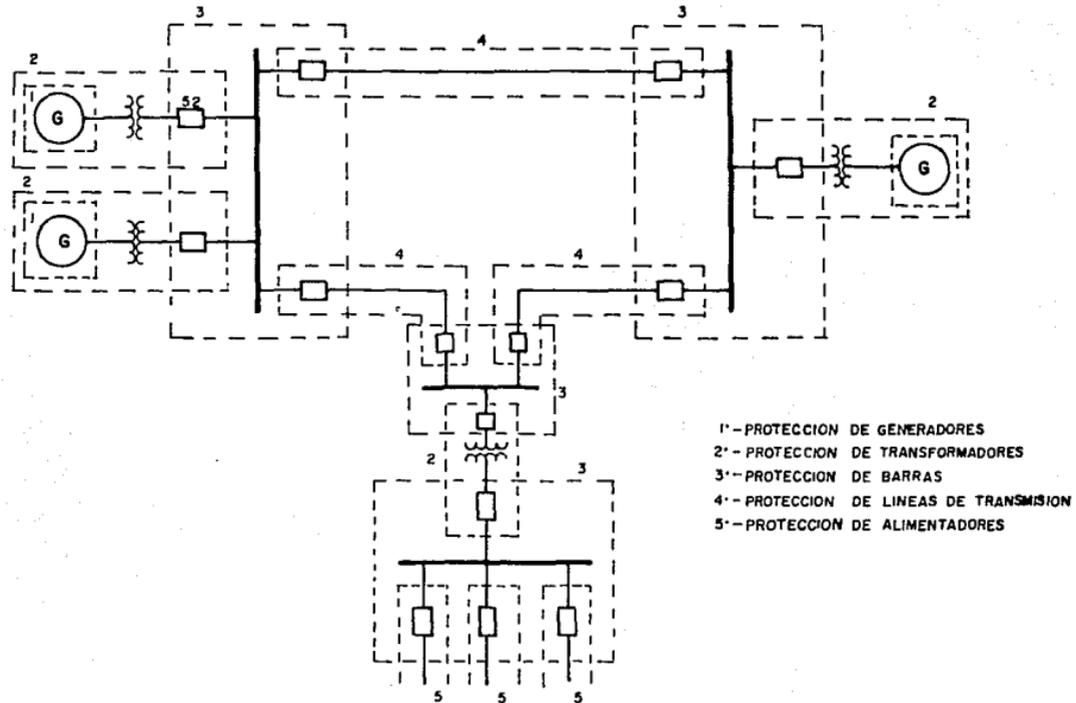


FIG. I. 29 Sistema de potencia indicando la proteccion primaria

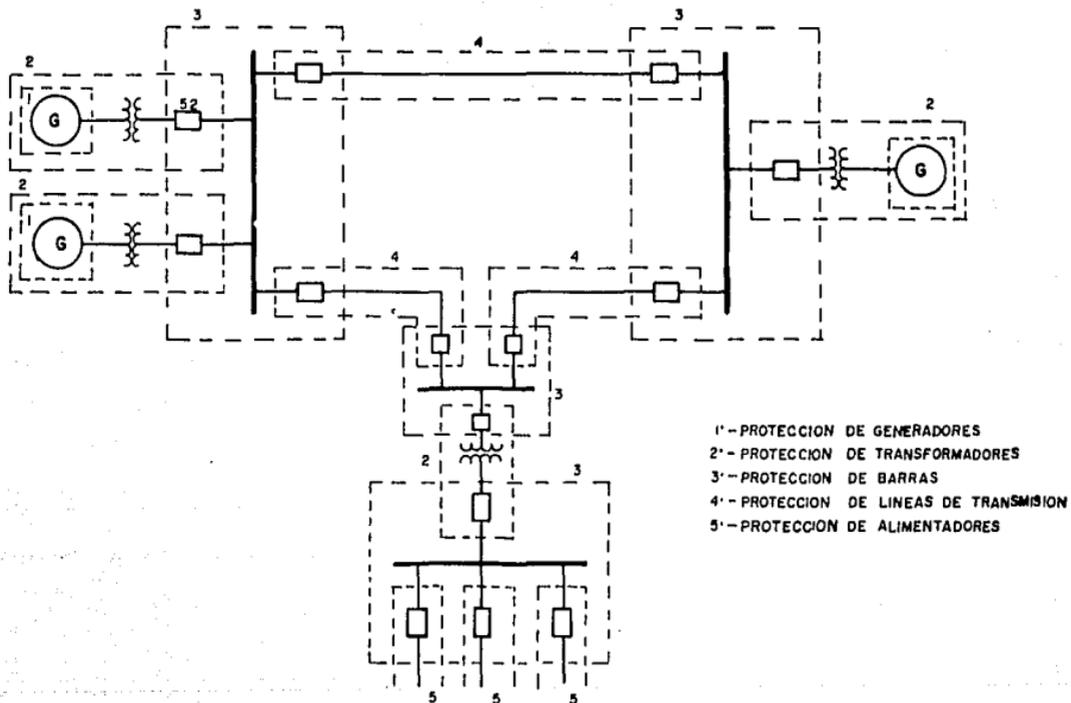


FIG. 1. 29 Sistema de potencia indicando la proteccion primaria

más interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento afectado pero, si no hubiera superposición, una falla en una región entre zonas no estaría en ninguna de las dos y por lo tanto no se dispararían los interruptores. La superposición es el menor de los dos males. La extensión de esta es pequeña relativamente, y la probabilidad de falla en dicha región es baja, por lo mismo, el disparo de dos o más interruptores será casi nulo.

Finalmente, se observa que las zonas adyacentes de protección de la figura 1.29 se superponen "alrededor" de un interruptor. Esta es la práctica preferida, porque en caso de fallas en todas las partes, excepto en la región de superposición, es necesario que se disparen el número mínimo de interruptores.

Dado que las zonas de protección están traslapadas para evitar la posibilidad de áreas sin protección. El traslape se logra conectando los relevadores a los transformadores de corriente a ambos lados del interruptor como se muestra en la figura 1.30.

Cualquier falla en la pequeña área entre los transformadores de corriente se detecta por la protección de ambas zonas y disparará todos los interruptores de las dos zonas.

...

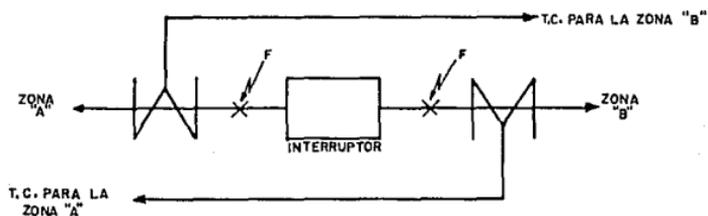


FIG. 1.30 Zonas de proteccion traslapadas con T.C.'s alrededor del interruptor.

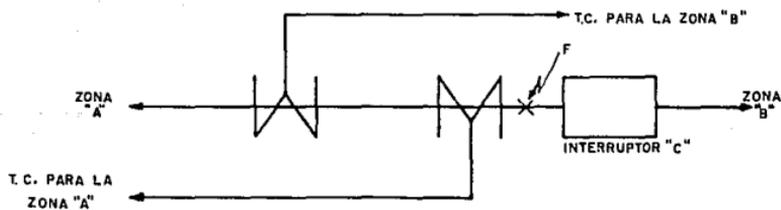


FIG. 1.31 Zonas de proteccion traslapadas con T.C.'s a un lado del interruptor

En ocasiones por razones de espacio o económicas se pueden traslapar las zonas colocando los transformadores de corriente a un solo lado del interruptor. En este caso el equipo de protección de la zona que superpone el interruptor debe arreglarse para que dispare no solo los interruptores de la adyacente, para desconectar completamente ciertas fallas.

Esto se muestra en la figura 1.31 donde puede verse que para una falla en "F", los interruptores de la zona "B" que incluyen al interruptor C, se dispararan; pero dado que la falla esta fuera de la zona "A", el equipo de protección de la zona "B" debe de disparar también ciertos interruptores de la zona "A" si esto fuera necesario para interrumpir el flujo de la corriente de falla de la zona "A" a la falla. Esta es una desventaja si hay una falla en "F", pero los mismos interruptores se dispararán innecesariamente en la zona "A" para otras fallas en la zona "B" a la derecha del interruptor "C". Si este disparo innecesario es objetable dependerá de la aplicación particular.

1.3.2.- PROTECCION DE RESPALDO .

Se define como protección de respaldo a los relevadores y equipo asociado que funcionarán como segunda línea de

defensa cuando ocurra una falla en el sistema protegido y la protección primaria no opere por cualquier causa. Su característica fundamental, es que tiene un retardo de tiempo tal que da oportunidad para que dispare u opere antes la protección primaria. En otras palabras cuando ocurre un corto circuito, ambas protecciones, primaria y de respaldo, inician normalmente su funcionamiento; pero la de respaldo espera a que la protección primaria dispare los interruptores necesarios para retirar el elemento en corto circuito del sistema y la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido --- tiempo de completar su función.

Cuando un conjunto de relevadores proporciona protección de respaldo a diversos elementos adyacentes del sistema, la protección primaria más lenta de cualquiera de aquellos - elementos adyacentes determinará la acción retardada necesaria para los relevadores de respaldo.

Cuando se tiene que proteger líneas de longitudes - medianas y largas, los relevadores de distancia para este propósito, se diseñan con tres zonas de protección y estas quedarán involucradas en los conceptos de protección - primaria y de respaldo, por ejemplo: en los relevadores -- de distancia de alcance largo, en ocasiones es posible proporcionar protección primaria y de respaldo. Que para la - primera zona de protección podría tomarse como una protec---

ción primaria del esquema, y las subsecuentes como protección de respaldo a la línea adyacente.

Es necesaria una clara comprensión de las causas posibles de fallas en la protección primaria, para una mayor apreciación de las prácticas comprendidas en la protección de respaldo. Cuando decimos que la protección primaria puede fallar, entendemos cualquiera de las diversas situaciones que pueden suceder para impedir a la protección primaria iniciar la desconexión de una falla del sistema de potencia.

La protección primaria puede fallar debido a cualquiera de las siguientes causas:

- a) Falla en los transformadores de corriente.
- b) Falla en la corriente o tensión de alimentación a los relevadores.
- c) Falla de la tensión de alimentación de C.D. en el circuito de disparo del interruptor.
- d) Falla de los relevadores de protección.
- e) Falla en el circuito de disparo o mecanismo del interruptor.
- f) Falla del interruptor.

Una segunda función de la protección de respaldo es a menudo proporcionar protección primaria cuando el equipo -

que debería ocuparse de esto se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

Es posible que cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria. Esto es inevitable si la protección de respaldo se hace independiente de aquellos factores que pueden originar que falle la protección primaria.

1.4.- PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR .

Como se vió anteriormente, son varios los factores que pueden causar que la protección primaria falle, además siempre existe la posibilidad de que el interruptor falle.

La falla de un interruptor se puede definir como: - una falla del interruptor para abrir o para interrumpir corriente cuando este recibe una señal de disparo.

Debido a la posibilidad de falla del interruptor, es usual complementar la protección primaria con otro sistema para respaldar la operación del sistema principal y de esta manera asegurar el libramiento de una falla en el sistema. La sección fallada es normalmente aislada por medio de escalonamiento en tiempo, pero si el relevador correspondiente falla

o el interruptor falla para disparar, el relevador próximo en la secuencia de escalonamiento completará su operación y disparará el interruptor asociado, interrumpiendo además - del circuito fallado, una sección más debida al respaldo. - Se aísla una sección mas que la deseada pero esto es inevitable en el caso de que falle un interruptor.

La protección de falla de interruptor puede ser obtenida verificando que la corriente de falla cese dentro de un corto intervalo del tiempo de operación de la protección principal. Si esto no ocurre, todas las otras conexiones a la sección de barras son interrumpidas y la condición existente es tratada necesariamente como una falla de barras.

Los relevadores de respaldo, los cuales proporcionan la redundancia necesaria en sistemas de protección, están definidos en el Diccionario-norma IEEE como: "la protección que opera independientemente de las componentes específicas en el sistema de protección primaria y que esta destinada para operar si la protección primaria falla o esta temporalmente fuera de servicio".

En el pasado, la protección de respaldo para líneas era proporcionada por una extensión de la protección primaria a las secciones de la línea mas allá del bus remoto. Este respaldo remoto está definido en el Diccionario IEEE como "la protección de respaldo en la cual la protección para una

estación o estaciones es otra que para aquellas que tienen protección primaria.

La protección de respaldo para equipos tales como generadores, barras y transformadores, usualmente duplica la protección primaria y está arreglada para disparar los mismos interruptores. En el caso de que un interruptor falle, alguna protección remota de la línea deberá aislar la falla.

Con la llegada del extra alto voltaje (EHV) y el aumento en la continuidad del servicio, la posible falla de interruptores y el respaldo local tienen bastante en común. En la protección remota de una línea, el respaldo local es aplicado a la estación local. Si los relevadores primarios fallan, los relevadores locales de respaldo deberán disparar los interruptores locales. Si el interruptor local falla, los relevadores primarios o los de respaldo deberán arrancar la protección de falla de interruptor para disparar otros interruptores adyacentes a el interruptor fallado. Aún cuando la protección de respaldo local tiene muchas ventajas y es ampliamente usada, no se puede eliminar la necesidad del respaldo remoto.

Un sistema de protección involucra un número de elementos, incluyendo relevadores de protección, transformadores de corriente, transformadores de potencial, fuente auxiliar de C.D., interruptores y canales de comunicación. Ideal

mente, una protección de respaldo deberá duplicar todos - esos elementos para proporcionar una total redundancia. En la práctica, sin embargo, los interruptores no son duplicados. Algunos interruptores modernos tienen dos bobinas de disparo independientes, y la protección de falla de interruptor proporciona una doble función.

Todos los otros elementos pueden y están frecuentemente duplicados en una variedad de combinaciones, dependiendo del grado de protección requerida.

Prácticamente la máxima redundancia es separando dos sistemas de protección como se muestra en la figura 1.32. - En dicha figura se puede observar que el elemento común es un interruptor; suponiendo bobinas de disparo separadas. Si una estación de baterías común es usada, separando las terminales con fusibles desde la batería podrá ser usada para dos sistemas de protección.

Con frecuencia, solamente una fuente de voltaje es usada, y terminales separadas son llevadas desde el transformador a los relevadores.

En este trabajo se cubrirán los fundamentos de la - protección de respaldo diseñada principalmente para líneas de transmisión y barras asociadas.

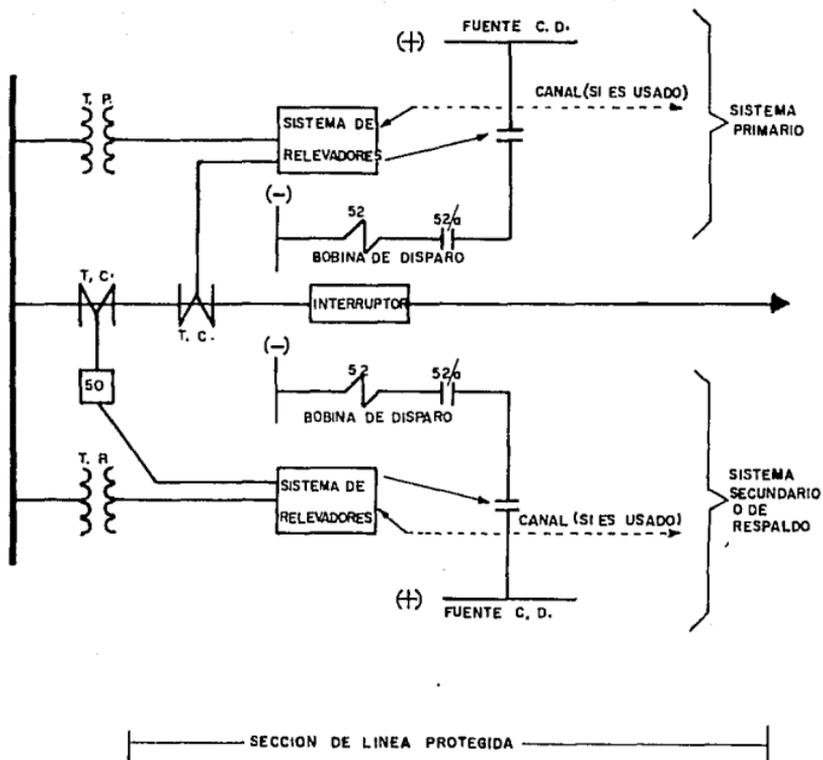


FIG. 1.32 Protección de una línea de transmisión con máxima redundancia

2.- DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR FALLA DE INTERRUPTOR.

El crecimiento del consumo de energía eléctrica y la práctica de interconectar grandes sistemas de transmisión, ha incrementado la necesidad de considerar relevadores adicionales para desconectar equipo fallado que no haya sido liberado por su propio interruptor. Ya que aunque los esquemas de protección primaria y de respaldo operen correctamente, sus interruptores correspondientes, pueden fallar al pretender liberar una falla debido a un mal funcionamiento de éstos.

El término "respaldo local" abarca dos áreas de protección de respaldo: protección de respaldo y respaldo por falla de interruptor, el diagrama de bloques de la figura No. 2.1. muestra los elementos involucrados en cada una de estas áreas.

La filosofía de la protección de respaldo se puede describir brevemente por una sola palabra "redundancia". Como se ilustra en el diagrama de bloques de la figura 2.2., la redundancia está dada esencialmente con la separación de la protección primaria y la de respaldo y se complementa con fuentes redundantes de corriente y potencial, sus circuitos de conexión y algunas veces alimentaciones de corriente directa redundantes. En el caso de las alimentaciones de corriente, la redundancia es usualmente completa por el uso de transformadores de corriente separados para la protección primaria y la de respaldo. Por razones obvias de economía la redundancia

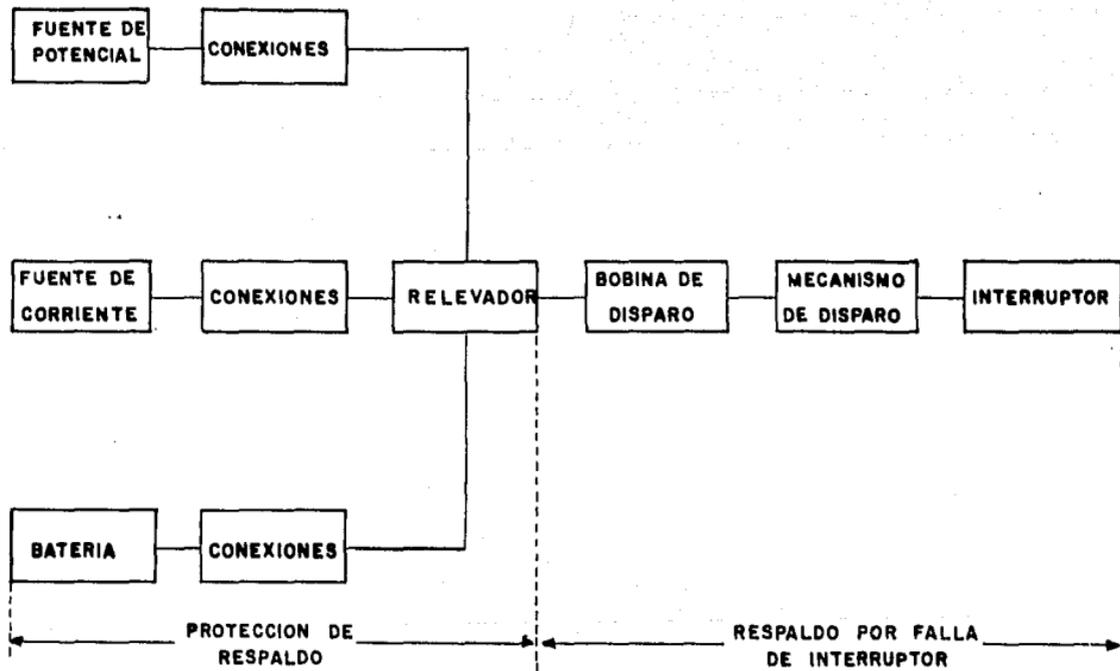


Fig. 2.1 Diagrama de bloques de elementos involucrados en la protección de respaldo y respaldo por falla de interruptor.

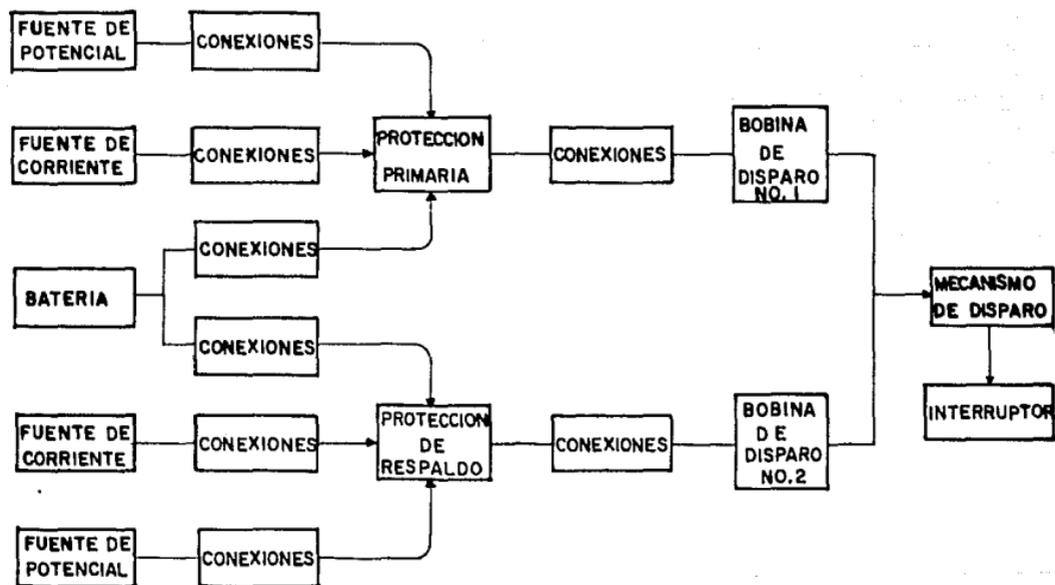


Fig. 2.2 Diagrama de bloques que muestra la redundancia de los esquemas de respaldo

en las alimentaciones de potencial está frecuentemente comprometida por el uso de una alimentación común con fusibles o interruptores termomagnéticos separados y conexiones para la protección primaria y de respaldo. La misma práctica se sigue en la mayoría de los casos con la alimentación de corriente directa desde la batería.

Mientras el diagrama de la figura 2.2. indica que la redundancia en las bobinas de disparo y conexiones es factible, la duplicación de la mayoría de las partes del interruptor o del interruptor mismo es por supuesto impráctico económicamente. Consecuentemente, la protección por falla de interruptor debe ser prevista por otros interruptores. Dependiendo de la configuración de barras, ésto puede involucrar únicamente el disparo de interruptores locales adyacentes, o puede también requerir del disparo de interruptores remotos de subestaciones adyacentes.

La filosofía básica del esquema de protección por respaldo local es que debe prever disparar el mínimo de interruptores necesarios para librar la falla. Su temporización debe ser suficientemente rápida y coordinada, tanto como lo requiera el sistema, para su estabilidad, continuidad de servicio y daños mínimos al equipo de potencia.

La protección por falla de interruptor ha llegado a ser cada vez más importante en la protección de los sistemas eléctricos de potencia. Los requerimientos de una alta confiabilidad de operación del sistema de potencia y los tiempos siempre decrecientes de libramiento de fallas críticas se combinan para establecer los requerimientos del esquema de falla de interruptor: seguridad, así como velocidad.

La protección de respaldo por falla de interruptor --- (50 F.I.) se utiliza:

- Como respaldo por falla en la apertura de interruptor, después de recibir orden de disparo.
- Para aislar el interruptor fallado, y la falla misma, en un tiempo menor al máximo permisible de operación del sistema de potencia con falla.

En términos generales, la configuración del sistema indicará el tipo de esquema que debe ser empleado, presentándose dos casos:

- Respaldo local.
- Respaldo remoto.

En ambos casos la operación del esquema es iniciada -

por los relevadores normales de protección y la supervisión de existencia de corriente a través del interruptor.

2.1.- PROTECCIONES DE RESPALDO LOCAL, REMOTO Y POR FALLA DE INTERRUPTOR.

2.1.1.- RESPALDO LOCAL.

El término "respaldo local" abarca dos áreas de protección de respaldo: Protección de respaldo y respaldo por falla de interruptor. Las protecciones de respaldo y respaldo por falla de interruptor se pueden ilustrar mejor por medio de la figura No. 2.1.

Las protecciones de respaldo local y por falla de interruptor se caracterizan por la detección de la falla e iniciación del disparo en la terminal local.

El arranque del relevador de protección de respaldo local por falla de interruptor se realiza con la operación de los relevadores de protección primaria y/o secundaria.

En la protección de respaldo local la falla se aísla en la misma subestación en que falló, ya sea la protección o algún interruptor, y el esquema se logra independientemente de los relevadores de la protección primaria o de respaldo o sea se tiene un juego de relevadores para este fin.

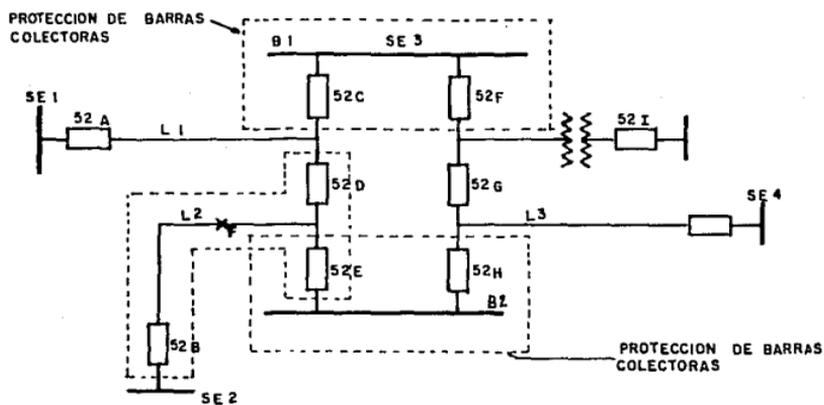
En la figura 2.3. se analiza como se libra una falla - cuando uno de los interruptores no abre.

Supongamos una falla (F) en la línea L2, la protección-primaria y la de respaldo en ambos extremos SE-2 y SE-3, detectan la falla y dan la orden de apertura a los interruptores -- 52-B en SE-2, 52-D y 52-E en SE-3, pero el interruptor 52-D no abre, por lo tanto, la falla en L2 persiste.

Puede observarse que la falla en L2 se alimenta a través de L1 y L3; para evitar que L1 y L3 alimenten la falla se deben abrir 52-A en SE-1 y 52-C en SE-3. Para lograr lo anterior la protección de respaldo por falla de interruptor debe - de dar la orden de disparo de los interruptores mencionados.

Como ya fue mencionado anteriormente, la protección de respaldo local es arrancada por la protección primaria o la de respaldo, según la que haya detectado la falla y si después de un cierto tiempo los detectores de falla de la protección por falla de interruptor, siguen detectando la falla, entonces localmente dispara el interruptor 52-C y mediante una señal hace el disparo remoto del 52-A en SE-1.

Ahora, supongamos, para la misma falla en L2, que el interruptor que no abre es el interruptor 52-E en SE-3, en estas -



52-INTERRUPTOR
 SE-SUBESTACION
 B-BARRAS
 L-LINEA DE TRANSMISION

Fig. 2.3 Protección de respaldo local

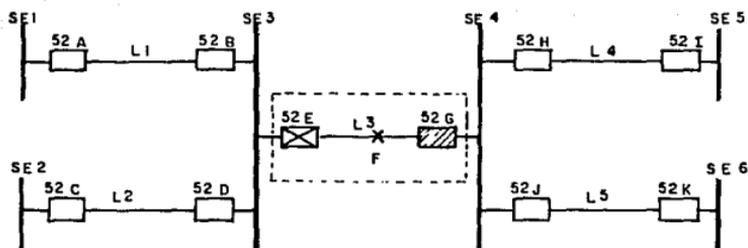
condiciones los interruptores de la barra B-2 deberán ser disparados para no seguir alimentando la falla.

En el primer caso en que el interruptor 52-D no abre, hubo necesidad de abrir un interruptor localmente y uno remoto; en el segundo caso en el que no abre el 52-E, sólomente se requiere abrir interruptores localmente; luego para cada caso de falla de interruptor, deberán estudiarse los disparos de los interruptores para librar la falla que debe realizar la protección por falla de interruptor.

2.1.2.- RESPALDO REMOTO.

El respaldo remoto se puede definir como la operación de relevadores e interruptores en otras localizaciones del sistema para aislar el elemento defectuoso del sistema, debido a cualquier falla de la protección asociada con el elemento defectuoso, es decir, la protección de respaldo remoto se dispone para librar fallas de elementos contiguos cuya protección primaria o de libramiento de falla no operan.

En la figura 2.4, suponemos una falla (F) en L3. La protección de dicha línea detecta la falla y manda la apertura de los interruptores 52-E y 52-G, pero el interruptor 52-G no abre, por lo tanto la falla no se libra.



SECUENCIA DE EVENTOS:

FALLA (F) EN L3,

☒ 52 E ABRE,

▨ 52 G NO ABRE (SE QUEDA TRABADO, FALTA DE C.D., ETC.)

LA PROTECCION DE L4 Y L5 DEBEN DAR RESPALDO REMOTO A L3 PARA LIBRAR LA FALLA (F),

☐ 52 J y 52 K DEBEN ABRIR PARA LIBERAR LA FALLA.

Fig. 2. 4 Protección de respaldo remoto

La protección de la línea L4 instalada en la terminal de la SE-5 y la de la línea L5 en SE-6 deben detectar la falla (F) en L3 y dar tiempo suficiente a la protección de L3 para que opere y la libere; y como en este caso no se libra la falla, entonces las protecciones de L4 y L5 deben librarla abriendo los interruptores 52-I y 52-K respectivamente.

2.1.3.- RESPALDO REMOTO CONTRA LOCAL.

Los sistemas de hace varios años eran relativamente simples, con pocas fuentes de generación y condiciones de sobrecarga relativamente ligeras en líneas de transmisión. Por lo que fué posible librar fallas eficientemente por medio del respaldo remoto, sin interrupciones innecesarias del servicio. Con el crecimiento de los sistemas, el incremento en el número de estaciones generadoras y líneas de transmisión, han dado como resultado que las subestaciones son puntos de multicircuitos de múltiples trayectorias. Así, excepto para el circuito que está actualmente fallado, ningún otro circuito lleva una porción substancial de la corriente de falla. Así mismo para hacer frente a la demanda de cargas importantes a un alto grado de continuidad de servicio, en las estaciones generadoras más grandes y subestaciones de interconexión se han desarrollado arreglos multibarra (doble barra, anillo, interruptor y me-

dio, etc). Para alcanzar la continuidad de servicio que tales arreglos pueden proveer, es necesario obtener una seccionalización propia siempre y cuando una falla en la protección primaria del sistema ocurra. Debido a lo anterior, el esquema de respaldo remoto ha llegado a ser extraordinariamente difícil de aplicar.

Por razones de estabilidad y protección a los equipos es importante la alta velocidad en la protección primaria, así mismo es necesario un respaldo rápido. El respaldo remoto es la forma más lenta para dar protección de respaldo.

2.1.4.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN EL RESPALDO REMOTO.

a) Ventajas:

- Mejores perspectivas de que la falla se aisle exitosamente, pues el fenómeno que afectó a una subestación tiene pocas probabilidades de afectar a las demás.
- Costo inicial bajo.

b) Desventajas:

- Se desconecta una parte muy grande del sistema de potencia, sin importar si lo que se está haciendo es para respaldar una protección o un

interruptor.

- El tiempo total de libramiento es muy elevado, -
pues se basa en selectividad por tiempo (pueden
ser hasta 3 segundos).

Como un resultado de las dificultades en la aplicación del respaldo remoto, en años recientes la protección de respaldo local, ha llegado a ser aplicada en forma generalizada.

2.1.5.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN EL RESPALDO LOCAL.

a) Ventajas:

- Se desconecta un mínimo de equipo de potencia. Y
el tiempo total de aislamiento de la falla es -
bastante corto (200 milisegundos).

b) Desventajas:

- Costo inicial elevado.
- La operación en falso puede tener graves consecuencias.

2.1.6.- FACTORES QUE DETERMINAN LA APLICACION DEL ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR.

- Cuando los límites de estabilidad del sistema de -
potencia son tales que el tiempo de libramiento de
una falla por respaldo remoto y con un interruptor
fallado es excesivo, se debe aplicar la protección

por falla de interruptor.

- En los grandes sistemas de potencia donde se requiere una alta confiabilidad, seguridad y continuidad de servicio, particularmente en el área industrial donde existen procesos continuos, los cuales no pueden ser interrumpidos; se hace necesaria la instalación de la protección por falla de interruptor.
- La complejidad del esquema por falla de interruptor se justifica debido a que se incrementa la selectividad y el tiempo de libramiento de las fallas se reduce notablemente, lo cual es una necesidad, en los sistemas de transmisión de alta tensión debido a problemas de inestabilidad al no librar rápidamente una falla en un sistema de grandes concentraciones de energía.

2.1.7.- PROBLEMA DE LA PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.

Estadísticamente se han establecido las causas que contribuyen a la falla de los esquemas de protección y son en orden decreciente de frecuencia de aparición, las siguientes:

- 1°.- Transformadores de corriente y sus circuitos asociados.

2°.- Transformadores de potencial y sus circuitos asociados.

3°.- Pérdida de alimentación auxiliar de corriente directa, que se puede deber a:

- a) Corto circuito.
- b) Circuito abierto.
- c) Falla de contactos auxiliares del interruptor.

4°.- Falla de relevadores de protección.

Los esquemas de protección se eslabonan finalmente a interruptores de potencia para aislar la falla. Estos también fallan ocasionalmente y las causas de sus fallas son, en orden decreciente de frecuencia de aparición, las siguientes:

- 1°.- Pérdida de la alimentación auxiliar de corriente directa.
- 2°.- Bobina de disparo abierta.
- 3°.- Bobina de disparo en corto circuito.
- 4°.- Falla mecánica del mecanismo de disparo.
- 5°.- Incapacidad de los contactos principales para interrumpir la corriente.

Eléctricamente el equipo de protección se puede dividir en tres zonas:

- a) El circuito de corriente comprendiendo los trans--

formadores de corriente, las bobinas de corriente de los relevadores y los conductores de conexión.

- b) El circuito de potencial comprendiendo los transformadores de potencial, las bobinas de potencial de los relevadores y los conductores de conexión.
- c) El circuito de corriente directa, comprendiendo -- las bobinas de disparo del interruptor, los contactos auxiliares del interruptor, las bobinas de los relevadores de corriente directa y el alambrado de conexiones entre ellos.

De lo anterior se deduce que en cualquier esquema de protección, hay muchas causas posibles que impiden el éxito -- del disparo para librar una falla y el límite de duplicación -- de equipo para proteger contra todas estas contingencias es -- una materia debatible. Si las únicas fallas para disparar fueran causadas por bobinas de disparo abiertas o mecanismos inoperantes de los interruptores, sería posible resolver el problema involucrando únicamente la adición de un relevador de -- tiempo al esquema de la protección primaria que es la forma -- más simple de lograr el esquema por falla de interruptor, el -- cual se muestra en la figura 2.5.

El cierre de cualquier contacto de disparo del esque-

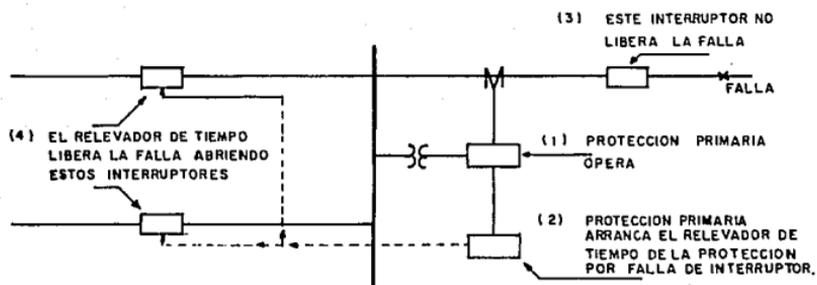


Fig. 2.5 Protección por falla de interruptor con relevador de tiempo adicionado

ma de protección primaria arranca el relevador de tiempo, en adición a su función normal. Si la falla no se libra, la protección primaria continúa viendo la falla y cuando el relevador de tiempo completa su tiempo de operación, que quiere decir que la interrupción no tiene éxito, todos los otros interruptores adyacentes necesarios para librar la falla son disparados.

Lo anterior es particularmente atractivo, ya que se puede activar por los relevadores carrier y el de primera zona. Sin embargo no proveería protección para falla de disparo causada por relevadores defectuosos, pérdida de potencial, transformadores de corriente defectuosos, pérdida de corriente directa, conexiones flojas o sueltas, cables defectuosos, etc.

Para proteger contra todas estas contingencias se requiere duplicidad de relevadores, de transformadores de corriente y potencial, cables, baterías y aún de bobinas de disparo. Es obvio que algún grado de compromiso se debe alcanzar y este grado depende del equipo y de la importancia del servicio.

Para lograr lo anterior existe una segunda forma de respaldo por falla de interruptor, y esta sigue utilizando el relevador de tiempo, ya que es la forma más conveniente para

detectar que un interruptor ha fallado, el cual es arrancado - por un circuito iniciador de protección por falla de interruptor identificado como BFI, asociado con el disparo del interruptor de la barra y es desenergizado (detenido) en el instante - de una interrupción exitosa por la reposición de un detector - de corriente instantáneo (dispositivo 50), ver figura 2.6.

El detector de nivel de corriente es usualmente el medio más confiable de determinar la posición del interruptor, -- esto es que la corriente ha caído a cero, o a un nivel determinado por un resistor en derivación como es el caso de algunos tipos de interruptores. Un contacto auxiliar, normalmente -- abierto 52/a del interruptor, puede servir para esta propuesta, pero se prefiere el detector de corriente.

Si el interruptor que debe abrir no libra la falla como una respuesta de la operación de la protección primaria y - de respaldo, los detectores de corriente de la protección por falla de interruptor sostienen el relevador de tiempo, ya que continúa fluyendo corriente.

Cuando el relevador de tiempo completa su operación, - todos los otros interruptores necesarios para librar la falla son disparados.

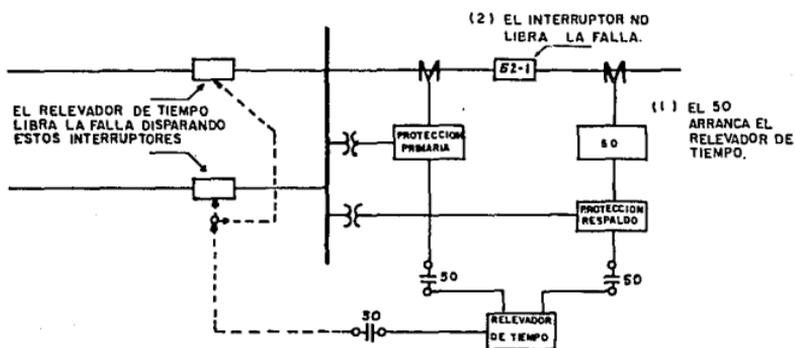


Fig. 2.6 Protección por respaldo local

La figura 2.7. muestra un diagrama lógico del esquema-básico de la protección por falla de interruptor.

2.2.- OPERACION Y ESQUEMA BASICO

2.2.1.- GENERALIDADES.

Los contactos auxiliares del interruptor no se deben emplear para indicar si por el interruptor está o no fluyendo corriente, a menos que no exista otra forma de hacerlo. Esto incluye al esquema de protección primaria y de respaldo, así como también la protección por falla de interruptor. Tales -- contactos auxiliares se pueden usar en combinación con los detectores de corriente en una función "O" (OR). El hecho de -- que un contacto auxiliar ha operado no es prueba suficiente de que el interruptor ha interrumpido la corriente de falla. Los contactos auxiliares del interruptor se pueden abrir por las -- siguientes causas:

- a) Mecanismo de operación roto.
- b) Mecanismo desajustado.
- c) El mecanismo de los contactos auxiliares operó pero los contactos principales del interruptor han -- fallado para interrumpir la corriente.

Un detector de corriente da una indicación fiel de que la corriente de falla ha dejado de fluir a través del interrup

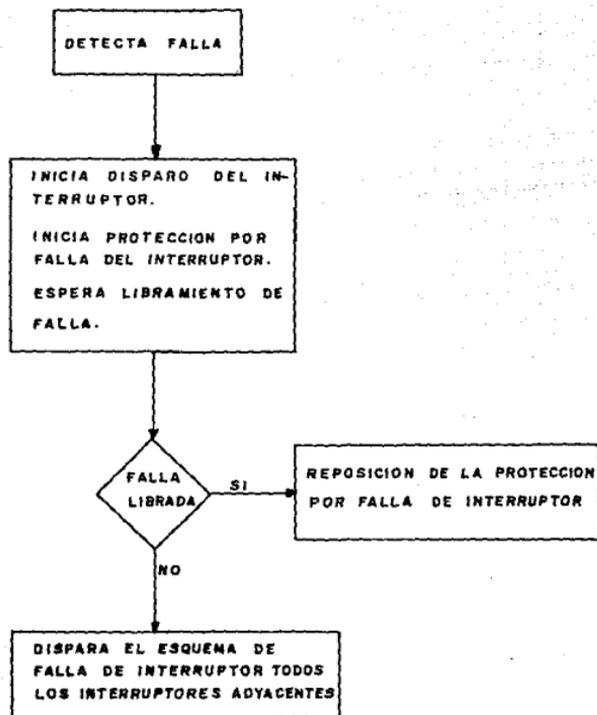


FIG. 2-7 DIAGRAMA LOGICO DEL ESQUEMA BASICO DE LA PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.

tor. Sin embargo tal vez no podrá ser ajustado para detectar corrientes de bajas magnitudes.

Cuando los relevadores de protección se están probando, el esquema por falla de interruptor debe estar adecuadamente - bloqueado o aislado para prevenir falsas operaciones. Las pruebas periódicas de los relevadores están frecuentemente coordinadas con otros equipos en mantenimiento. Cuando un contacto auxiliar se usa en una función "O" (OR), es deseable proveer - un medio para evitar que el esquema por falla de interruptor - dispare.

Algunos usuarios han encontrado deseable instalar un - conmutador de control para abrir o cerrar los contactos --- "52/a" ó "52/b" según se requiera, si el interruptor está fuera de servicio por mantenimiento. Sin embargo, a menos que un interbloqueo esté previsto para prevenir que el interruptor sea puesto en servicio mientras el conmutador de control para mantenimiento esté en posición de prueba, un operador puede poner en forma desapercibida el conmutador en posición errónea.

Por otro lado, una señal de disparo transferido directamente recibida en la terminal remota, debe disparar el interruptor o interruptores e iniciar la protección por falla de interruptor, porque el esquema de protección por respaldo remoto -

puede no ser capaz de detectar la falla. Debido a que un interruptor puede fallar para abrir por disparo transferido, como también por sus relevadores de protección normal, todos los -- relevadores deben iniciar el disparo por falla de interruptor.

2.2.2.- CIRCUITO BASICO.

La función principal de cualquier circuito de falla de interruptor la efectúa el relevador de tiempo (62), por las razones expuestas anteriormente. El relevador de tiempo debe -- ser arrancado en el instante en que la bobina de disparo es -- energizada o tan pronto como sea posible. Esto se logra por -- el circuito de iniciación de falla de interruptor (BFI), el -- dispositivo 62-X ó el dispositivo 62-Y.

La protección primaria opera al relevador auxiliar -- 62-X y la protección de respaldo opera al relevador auxiliar - 62-Y.

El relevador de tiempo debe pararse en el momento que tenga lugar la interrupción, la forma más correcta de lograr -- el paro es por medio de la reposición del detector de corriente (50). Por esta razón es tan importante esta característi-- ca. Esta reposición debe ocurrir rápidamente y es la indica--

ción real que el interruptor ha abierto y que la corriente en el interruptor ha sido interrumpida (igual a cero o un valor - que determina la resistencia de inserción). Bajo circunstan-- cias especiales, efecto de rebote de contactos o cierre con fa lla trifásica, los iniciadores de falla de interruptor (62-X ó 62-Y) pueden reponerse incorrectamente. Por esta razón, se re comienda que las señales de los 62-X y 62-Y sean selladas de - tal manera que únicamente la reposición del detector 50, pueda parar el relevador de tiempo, ver figura 2.8.

Si partimos de la suposición de que todo esquema de -- protección por falla de interruptor, está asociado con el in-- terruptor fallado, entonces se puede desarrollar un circuito - estándar que se puede aplicar a todos los arreglos de barras. Las dos reglas básicas, las cuales permiten el uso de un cir-- cuito estándar simple son:

- 1.- Aplicar un relevador de tiempo por interruptor.
- 2.- Permitir que el dispositivo de reposición manual - de falla de interruptor dispare todos los interrup-- tores adyacentes de ambos lados del interruptor fa llado. Este enviará señales de disparo a interrup-- tores, los cuales fueron previamente abiertos por los relevadores que detectaron la falla original. Este redisparo de ninguna manera es dañino y se lo gra con el uso de circuitos simples.

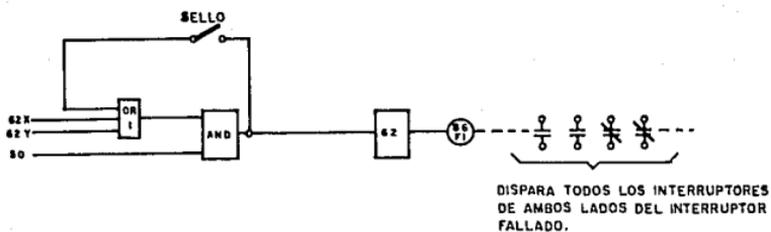


Fig.2.8 Diagrama logico de la proteccion por falla de interruptor

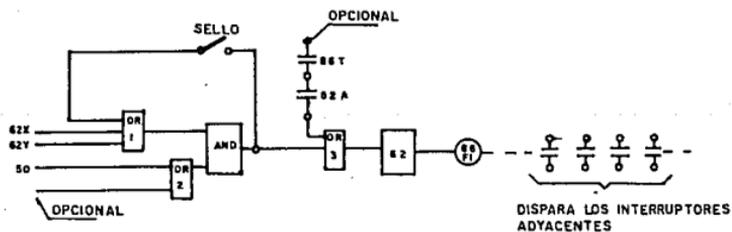


Fig.2.9 Diagrama logico estandar de la proteccion por falla de interruptor.

Algunas fallas, particularmente fallas en transformadores, pueden no proveer corriente suficiente para operar el dispositivo 50, detector de corriente. Para esta condición, un contacto auxiliar del interruptor se debe emplear como un indicador de posición. En la figura 2.9 se muestra un circuito estándar, el cual ofrece supervisión opcional "52/a". La entrada opcional a la compuerta OR-2 se puede usar por aquellos quienes favorecen la dependabilidad y desean arrancar el relevador de tiempo con el contacto auxiliar "52/a", también con el 50 para todas las fallas.

La entrada opcional a la compuerta OR-3 se puede usar por aquellos quienes favorecen seguridad y desean limitar la supervisión del "52/a" para fallas en transformadores.

En la figura 2.10 se muestra el diagrama de flujo básico de la función de la protección por falla de interruptor. Una señal de redisparo, estará a la salida de la iniciación. El estado del contacto auxiliar del interruptor "52/a" será monitoreado para diagnóstico únicamente. Si el estado indica que el contacto auxiliar no abre, el interruptor puede haber fallado debido a falla mecánica. Si el contacto "52/a" muestra el estado de abierto, el interruptor protegido se supone haber abierto sus contactos. El contacto "52/a" no se utiliza para determinar falla de interruptor, sino únicamente propor--

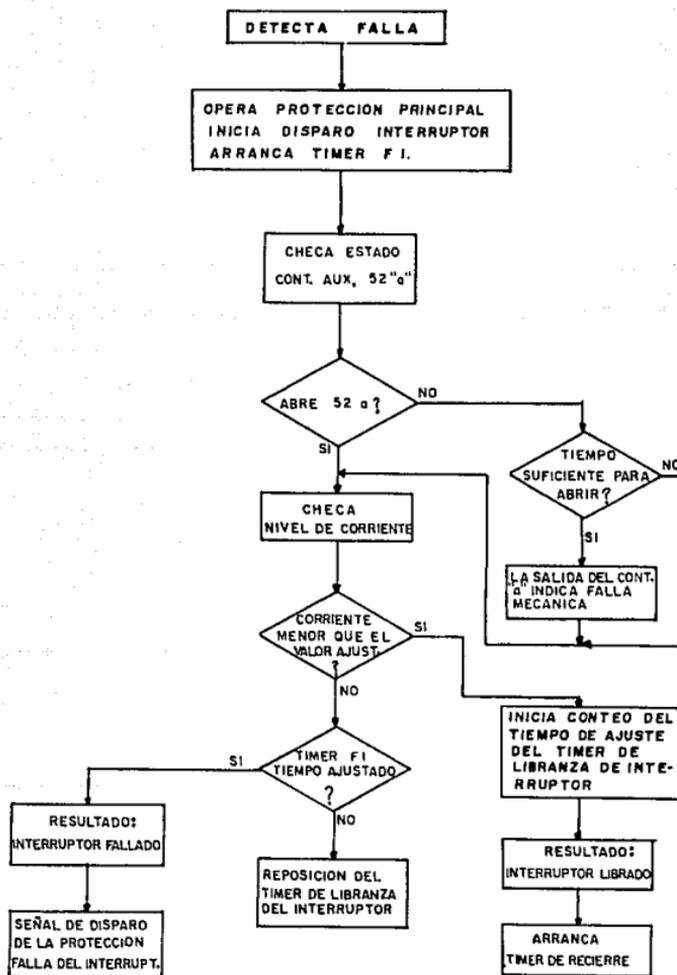


Fig. 2.10 Diagrama de flujo de la protección por falla de interruptor.

ciona indicación de diagnóstico. Se debe dar el tiempo suficiente para permitir que el contacto auxiliar abra.

La magnitud de la corriente es verificada para una interrupción exitosa.

Si las corrientes monitoreadas son más grandes que los valores fijados para los tiempos de ajuste, medido por el relevador de tiempo de la protección por falla de interruptor, la falla del interruptor estará establecida y el esquema proporcionará una salida de disparo.

La función estado, indicando si el interruptor ha librado o fallado, también se puede usar para alarma y funciones de coordinación, como el caso de recierre automático del interruptor. El relevador de tiempo para librar el interruptor empezará a contar el tiempo desde el instante en que la corriente medida es menor que el valor ajustado.

2.2.3.- RELEVADORES DETECTORES DE FALLA DE INTERRUPTOR.

Se consideran como características favorables para los relevadores detectores de falla las siguientes:

- Alta corriente de reposición.
- El tiempo de reposición se afecta mínimamente por la saturación del transformador de corriente.

Los relevadores con estas características son los de tipo copa de inducción. Los relevadores con armadura tipo bisagra y de tipo émbolo (Plunger) pueden tener un retardo significativo en la reposición por lo que deben ser analizados cuidadosamente antes de usarlos. Si tales dispositivos se llegaran a usar, su tiempo de reposición debe ser considerado bajo las peores condiciones y éstos tiempos se deben reconsiderar en el ajuste del relevador de tiempo de la protección de falla de interruptor. Por lo anterior se recomienda de preferencia que no se contemple el uso de relevadores con armadura tipo émbolo (plunger) o tipo bisagra como detectores de falla.

Los detectores de falla determinan cual interruptor ha fallado, para librar la falla. También sirven para reducir la probabilidad de serios disparos accidentales que la protección por falla de interruptor introduce y que pueden causar problemas serios. El ajuste de operación del detector debe ser mayor que la corriente normal de carga, pero no necesariamente por encima de la corriente de carga de emergencia, así que bajo condiciones normales del sistema, ellos conservan el circuito de disparo de falla de interruptor, abierto.

Los relevadores detectores de falla siempre deben estar localizados en el circuito secundario principal de los transformadores de corriente. Transformadores, generadores y

algunas líneas de transmisión pueden estar alimentados desde dos interruptores y frecuentemente transformadores de corriente asociados con cada uno de esos interruptores son comunes -- para la alimentación de relevadores, sin embargo, la protección por falla de interruptor es iniciada a través de relevadores detectores de falla separados y asociados con cada interruptor. Por lo tanto es posible que un ajuste muy sensitivo de los relevadores detectores de falla asociado con un interruptor que ha operado exitosamente, puede permanecer operado por el impulso de voltaje asociado con un transformador de corriente sobre el interruptor fallado. Esto puede causar la operación indeseable del esquema por falla de interruptor.

Por ejemplo en la figura 2.11., si el interruptor -- 52-1 falla para abrir y el interruptor 52-2 abre para una falla sobre la línea, la corriente desde el TC-1 principal a través de los relevadores de línea pueden causar corrientes que fluyan en el circuito del TC-2, lo cual puede provocar que el detector de falla 50-2 se energice. Para esta condición, la iniciación de la falla de interruptor por el interruptor -- 52-2 puede llevarse a cabo aunque el interruptor 52-2 esté -- abierto.

Existe la posibilidad de saturación de los transforma-

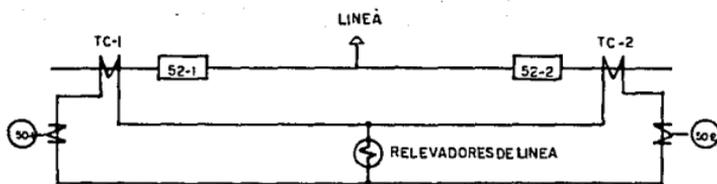


Fig.2.11 Alto burden del transformador de corriente puede afectar la reposicion del detector de falla

dores de corriente cuando se usan transformadores de corriente auxiliares. Corrientes secundarias extremadamente altas asociadas con el relevador 50-1 pueden ocurrir después de que abra el interruptor 52-2. La saturación de estos transformadores auxiliares de corriente pueden evitar que el relevador 50-1 opere correctamente para iniciar la falla de interruptor. Por lo tanto es importante que las relaciones de transformadores de corriente, las características de excitación y la capacidad de los detectores de falla sea adecuada para la máxima carga y corriente de falla a través de cada interruptor. Tanto los transformadores de corriente principales como los auxiliares deben tener la misma potencia y tener capacidad adecuada para manejar el burden (carga) del circuito.

En el ajuste de los relevadores de falla de interruptor se deben considerar límites permisibles de ajuste para los detectores de corriente de falla y margen de tiempos de sobrecarrera.

Los factores que deben considerarse cuando se ajustan los relevadores detectores de falla son:

- Corriente nominal de carga.
- Corriente de falla.
- Corriente de carga capacitiva de la línea de transmisión.

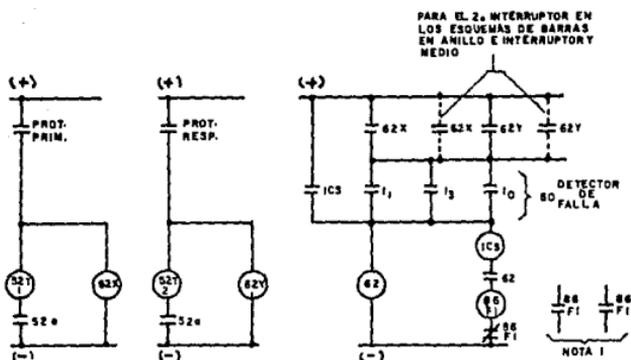
- Corriente en la resistencia de inserción en el momento de abrir el interruptor (la cual puede continuar 1 1/2 ciclos después de la interrupción de los contactos principales y ser de magnitud significativa).
- Tiempo de reposición.

La principal consideración para el ajuste del nivel de corriente de los detectores de falla es el ajuste de la sensibilidad de los relevadores de protección y el tiempo de reposición de los detectores de falla. El detector de falla debe -- ser tan sensitivo como los relevadores de protección con el -- fin de asegurar que para cualquier falla, tanto los relevadores de protección como los detectores de falla de interruptor operen.

En líneas de transmisión alimentadas desde dos interruptores, aunque los detectores de falla se ajustan tan sensitivamente como los relevadores de protección, es posible que el relevador de tiempo de la protección por falla de interruptor no arranque hasta que uno de los interruptores dispare porque, -- mientras ambos interruptores están cerrados, la corriente de -- falla puede dividirse desigualmente causando que cada relevador detector de falla vea únicamente una porción de la corriente de falla local.

2.2.4.- ESQUEMA BASICO.

Las figuras 2.12 y 2.13 ilustran los esquemas básicos de protección por falla de interruptor para relevadores electromecánicos y de estado sólido respectivamente. El principio



NOTA I RELEVADOR AUXILIAR PARA DISPAROS LOCALES DE INTERRUPTORES, INICIACION DE DISPARO REMOTO, BLOQUEO DE RECIERRE, ETC.

Fig. 2.12 Diagrama esquemático de protección simplificado de C.D. por falla de interruptor y respaldo local.

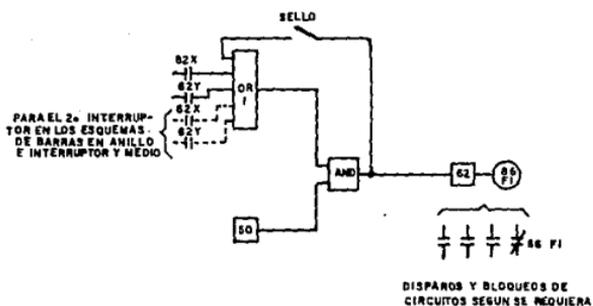


Fig. 2.13 Diagrama esquemático lógico simplificado de C.D. para protección en estado solido de falla de interruptor y respaldo local.

de operación es el mismo para ambos esquemas.

En la figura 2.12 la operación de cualquiera de los relevadores de protección (primaria o de respaldo), dispara su interruptor asociado y energiza el 62X o 62Y, los cuales son relevadores auxiliares. Los contactos del 62X y 62Y operan el temporizador 62, únicamente si el relevador de sobrecorriente instantáneo 50 (detector de falla) indica que la corriente continúa fluyendo (esta corriente que continúa fluyendo implica que la falla aún no se ha librado), haciendo que el temporizador termine su ciclo, operando al relevador auxiliar 86FI disparando este último todos los interruptores adyacentes. El relevador auxiliar 86 también puede usarse para bloquear el recierre e iniciar el disparo remoto.

2.2.5.- ESQUEMA CON RELEVADOR DE TIEMPO COMUN.

La figura 2.14 ilustra un esquema que utiliza un relevador de tiempo para falla de interruptor, común para la barra. En dicha figura, los contactos de iniciación de falla de interruptor (BFI) de los relevadores auxiliares 62-X y 62-Y actúan al relevador de tiempo 62 únicamente si el relevador detector de falla de interruptor 50-1 está operado (50-1 usualmente se compone de dos unidades de fase y una residual para obtener una sensibilidad mayor para fallas a tierra). Si el interrup-

tor no abre para librar la falla, el relevador de tiempo 62 -- después de completar su tiempo energiza al relevador auxiliar 86FI el cual dispara todos los interruptores adyacentes y bloquea su cierre. Otros contactos del relevador auxiliar 86FI se usan para iniciar el disparo transferido y parar la señal de bloqueo del esquema piloto de tal manera que la terminal remota pueda disparar si los relevadores de la terminal remota detectan la falla. Las dos últimas funciones requieren iniciación independiente para cada interruptor. Si el interruptor libera la falla, el detector de falla de interruptor 50-1 se repone y para al relevador de tiempo 62.

2.2.6.- ESQUEMA CON UN RELEVADOR DE TIEMPO POR CADA INTERRUPTOR.

En la figura 2.15 la secuencia de operación sería idéntica a la de la figura 2.14. Sin embargo, cuando el detector de falla 50-1 se repone, no hay posibilidad de que el relevador de tiempo de falla de interruptor 62 pueda permanecer operado a través de otro detector de falla 50-2. Se requiere un relevador de tiempo por separado, es decir se recomienda un relevador de tiempo por interruptor para las siguientes aplicaciones:

- 1.- Interruptores con arreglo en anillo.
- 2.- Todos los interruptores con arreglo en interruptor y medio.

- 3.- Interruptores de líneas de doble circuito conectadas a una barra común, donde una falla en la línea puede propagarse desde un circuito a un segundo -- circuito antes de que el primer circuito esté librado.
- 4.- Arreglos de interruptores multicircuitos donde el tiempo de retardo de respaldo remoto es considerado inadecuado como respaldo para una falla en la barra e interruptor trabado. Se requiere un circuito independiente para impedir selectivamente el -- bloqueo del sistema de protección piloto de la línea o iniciar el disparo transferido.
- 5.- Arreglos de interruptores preparados para operar -- monopolarmente. Se deben usar dispositivos separados 62, 50 y 62-X por cada polo.

Se prefieren relevadores de tiempo, para falla de interruptor, separados en los arreglos de interruptor y medio para disparar selectivamente el interruptor central local e interruptores remotos para una falla en la barra.

El contacto del 86FI en el circuito de la bobina del 62 de la figura 2.14, previene sello al relevador de tiempo 62 del esquema de falla de interruptor a través de la señaliza

ción de corriente directa de la lámpara "B" después de que opera el 86 FI. Dicho contacto previene sello a la bobina del 62 dado que si el 86 FI ha operado, la lámpara "B" se apaga lo cual indica que el sello está abierto.

2.2.7.- ESQUEMA DE CORRIENTE DIRECTA PARA UNA TERMINAL DE DOS INTERRUPTORES.

En la figura 2.16 se muestra un arreglo esquemático de corriente directa para dos interruptores. Un interruptor puede fallar para abrir aunque la bobina de disparo sea energizada. Para evitar el daño a la bobina de disparo de algunos interruptores, un contacto normalmente cerrado del 86FI se puede usar para abrir el circuito de la bobina de disparo. Esto se puede lograr únicamente donde se usa un relevador auxiliar 86 FI para cada interruptor. Los contactos de disparo del conmutador de Control SWC/T deben permitir disparo manual del interruptor independiente del 86 FI.

El relevador TX reemplaza la necesidad de poner en paralelo los contactos auxiliares "52a" de los interruptores y los 12 ciclos que tarda aproximadamente en abrir sus contactos, sirven para mantener el esquema de protección sellado por el tiempo suficiente para que el disparo por falla de interruptor se complete. Este arreglo elimina los problemas asociados con contactos "52a" en paralelo y la necesidad de que el relevador

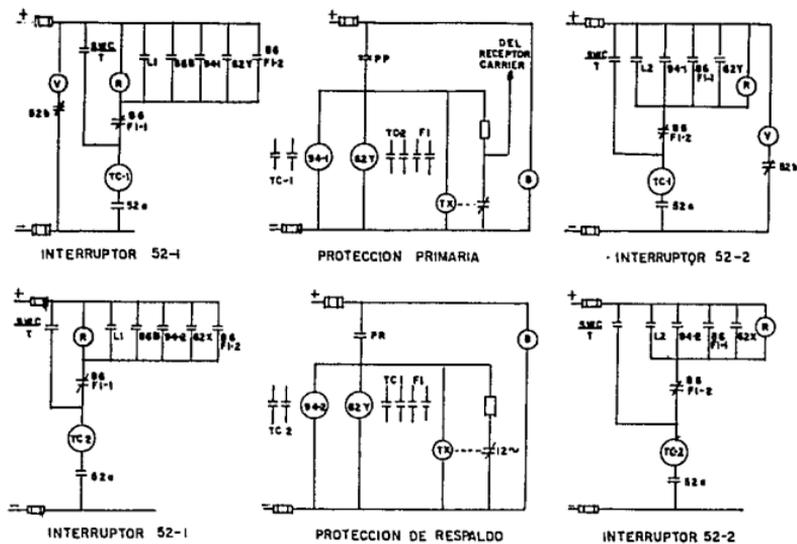


Fig. 2.16 Circuitos de alimentación de corriente directa para las protecciones primaria y de respaldo para una terminal de dos interruptores

receptor del Carrier selle y mantenga el tiempo suficiente para la falla de interruptor.

Todo el alambrado de los relevadores está contenido en el tablero y sus funciones son independientes de los interruptores. Sin embargo, es necesario proporcionar un sello para cualquier contacto, tal como una indicación mecánica de un contacto de disparo instantáneo de un relevador de sobrecorriente, el cual abrirá cuando la falla se libre.

2.2.8.- ESQUEMAS ELECTROMECAÑICOS CONTRA ESTATICOS.

Los esquemas de falla de interruptor inicialmente fueron diseñados con base en los relevadores detectores y de tiempo electromagnéticos, ver fig. 2.17. De aquí que el margen de seguridad tiene que permitir las variaciones correspondientes por temperatura y voltaje del relevador de tiempo para la falla de interruptor, así como también un tiempo de reposición del relevador detector de corriente sobre el orden de $1/2$ a 2 ciclos.

Con tales esquemas los tiempos de libramiento por falla de interruptor son del orden de 12 a 20 ciclos dependiendo del tiempo que tomen los relevadores principales y el tiempo de apertura del interruptor. Estos tiempos de falla de interruptor, fueron aceptados en el pasado para muchas aplicacio-

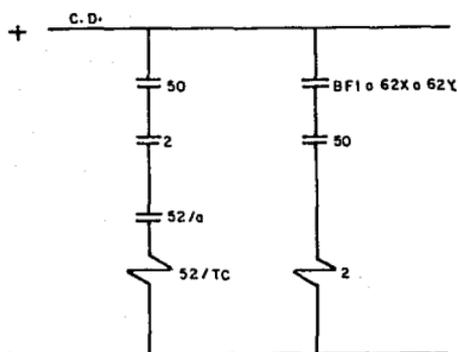


Fig. 2.17 Esquema electromecánico de falla de interruptor.

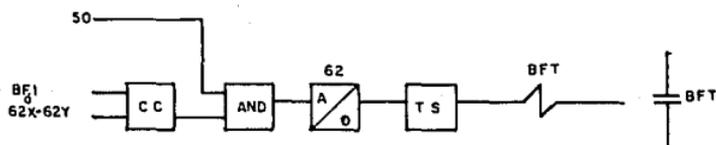


Fig. 2.18 Esquema estático de falla de interruptor.

nes. En la actualidad dado que los sistemas son más grandes y complejos, tales tiempos totales de libramiento son incompatibles con los límites de estabilidad.

En los actuales sistemas de potencia para reducir el tiempo de libramiento total por falla de interruptor deben de ser tomadas en cuenta las siguientes consideraciones:

- Relevadores de protección más rápidos.
- Tiempos de interrupción más cortos de los interruptores de potencia.
- Reposición más rápida del detector de corriente de falla.
- Reducción del margen de tiempo.

El tiempo mínimo de reposición de los detectores de corriente de falla y las mejoras en el relevador de tiempo, permiten una reducción en el margen de tiempo; todas estas características se logran con un diseño a base de componentes estáticos. Ver fig. 2.18.

Las limitaciones de los relevadores electromecánicos para la protección por falla de interruptor, son las siguientes:

- Tiempo largo de reposición del detector de corriente de falla.

- No son inmunes a la corriente directa residual en los secundarios de los transformadores de corriente.

Los relevadores estáticos para protección por falla de interruptor tienen las ventajas siguientes:

- Reposición rápida del detector de corriente de falla.
- Son inmunes a la corriente directa residual en los secundarios de los transformadores de corriente.
- Relevadores de tiempo estables y precisos.
- Esquemas completos en un solo relevador o en un bastidor.

2.3.- APLICACIONES QUE REQUIEREN RESPALDO REMOTO CON PROTECCION POR FALLA DE INTERRUPTOR.

Cuando se tienen arreglos de barras en anillo e interruptor y medio, la protección por falla de interruptor no necesariamente elimina la necesidad de respaldo remoto.

Como se muestra en la figura 2.19 para una falla en cualquier línea, se requiere disparo de dos interruptores en la subestación B. Por ejemplo para una falla en la línea BC, se requiere el disparo de los interruptores 2 y 3 en la subestación B; si el interruptor 2 falla y no libera la falla, la protección por falla de interruptor iniciará el disparo del interruptor 5, pero dejará conectada la línea AB, alimentando la

ejemplo, si el interruptor 2 de la figura 2.19 no abriera para el caso de una falla en la línea BC, la protección de esa línea abrirá el interruptor 3, y la protección por falla de interruptor abrirá el interruptor 5, el cual eliminará todas las contribuciones de la subestación B, excepto el de la línea AB, -- permitiendo así el disparo por respaldo remoto del interruptor 1 de la subestación A.

2.4.- APLICACIONES DE LA PROTECCION DE RESPALDO LOCAL POR FALLA DE INTERRUPTOR.

Para el respaldo local se recomienda que:

- Se tenga un circuito de falla de interruptor por cada interruptor, independientemente del arreglo de barras.
- Todos los interruptores adyacentes al fallado, se disparen, independientemente de la localización de la falla.

De acuerdo a lo mencionado en 2.2.5. y 2.2.6. se puede usar un temporizador por barra o un temporizador por interruptor; siendo lo más recomendable lo segundo, ya que proporciona máximo aislamiento y flexibilidad, aún cuando se utilizan más temporizadores, lo cual aumenta el costo.

Lo expuesto anteriormente se puede ilustrar mediante -

las aplicaciones a los diferentes arreglos de barras. La figura 2.20 muestra una subestación típica con arreglo de barra sencilla e interruptor sencillo, y relacionada con esta, la figura 2.21 muestra el diagrama esquemático de protección para el respaldo local por falla de interruptor usando un temporizador por toda la sección de barras. El diagrama esquemático para el caso de un temporizador por interruptor se muestra en la figura 2.22.

Los dos métodos mencionados con anterioridad: un temporizador por barra (método 1) y un temporizador por interruptor (método 2) tienen las siguientes diferencias:

- 1.- El método 1 tiene menor costo que el método 2, debido a que se requieren menos temporizadores.
- 2.- El disparo transferido del interruptor remoto es fácil de hacer con el método 2. El temporizador común no puede distinguir cuál es el interruptor que falla en el método 1.
- 3.- La propagación de la falla puede ocasionar operaciones incorrectas de la protección por falla de interruptor utilizando el método 1. Por ejemplo, si la falla de la línea 1 se propaga a la línea 2 con la operación secuencial de los 62X y 62Y; y de los contactos del 50, el circuito temporizador común se puede energizar el tiempo suficiente como para operar y disparar todos los interruptores,

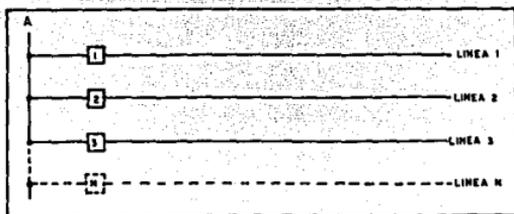
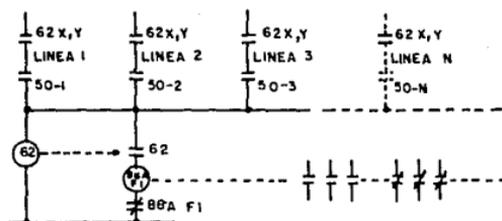


Fig. 2.20 Subestacion con interruptor sencillo y barra sencilla



DISPAROS Y BLOQUEOS DE TODOS LOS INTERRUPTORES DEL BUS A.

62X,Y ARRANCADORES AUXILIARES DE FALLA DE INTERRUPTOR, OPERADOS POR LAS PROTECCIONES DE LOS RELEVADORES DE LA LINEA CORRESPONDIENTE.

50 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE QUE DETECTA LA CORRIENTE QUE FLUYE A TRAVÉS DE CADA INTERRUPTOR DE LINEA.

62 TEMPORIZADOR FALLA DE INTERRUPTOR

85 RELEVADOR AUXILIAR DE DISPARO

Fig. 2.21 Diagrama esquemático simplificado de C.D. para la protección de respaldo local por falla de interruptor, usando un temporizador común para el caso del arreglo de interruptor sencillo y barra sencilla de la fig. 2.20



DISPARO Y BLOQUEO DE TODOS LOS INTERRUPTORES DE BARRA Y DISPARO TRANSFERIDO REMOTO AL INTERRUPTOR DE LA LINEA 1

Fig. 2.22 Diagrama esquemático simplificado de C.D. para la protección de respaldo local por falla de interruptor, usando un temporizador por interruptor para el caso del arreglo de interruptor sencillo y barra sencilla de la fig. 2.20

aún cuando los dos interruptores de las líneas 1 y 2 se disparen correctamente. Con el método 2 esto no sucede, ya que el temporizador de cada interruptor es desenergizado tan pronto como en la línea asociada se libre la falla.

- 4.- El temporizador común del método 1 requiere que se ajuste considerando el menor tiempo de apertura de todas las líneas. El método 2 permite que se ajusten los temporizadores individualmente para cada tiempo de apertura.

2.5.- ARREGLOS DE SUBESTACIONES CON INTERRUPTOR Y MEDIO Y EN ANILLO.

Los arreglos típicos de interruptor y medio y en anillo se muestran en las figuras 2.23 y 2.24. Estos arreglos requieren que se disparen dos interruptores y que los TC'S que alimenten a los relevadores 50 FI, se pongan en paralelo -- (para conectar la protección de respaldo local de la línea), -- como se muestra en las figuras mencionadas. Se tiene un detector (50) para cada interruptor y se recomienda para este tipo de arreglos utilizar, un temporizador para cada interruptor. -- Los diagramas esquemáticos de la protección de respaldo local por falla de interruptor se muestran en las figuras 2.12 y -- 2.13, donde el juego de 62X y 62Y que se muestra punteado, se requiere para el segundo interruptor.

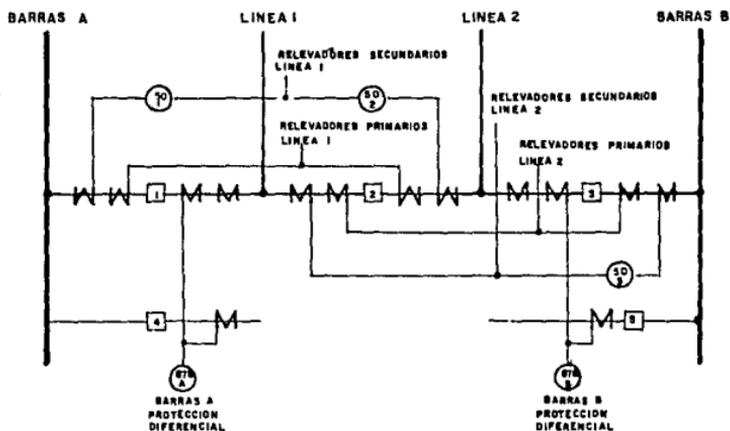


Fig. 2.23 Diagrama unifilar de subestacion con arreglo de interruptor y medio

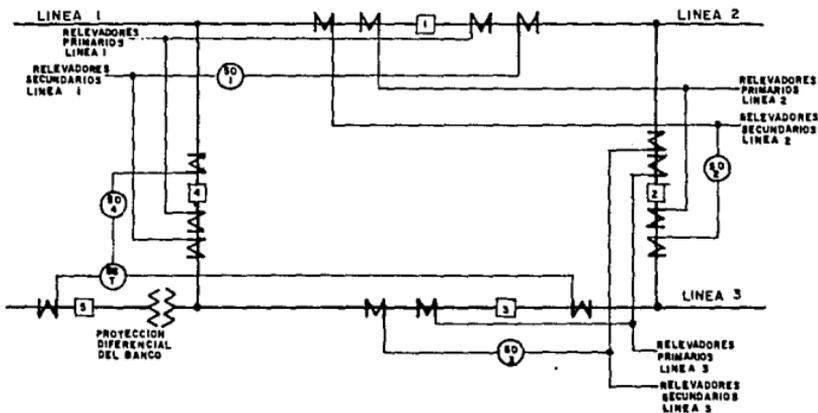


Fig. 2.24 Diagrama unifilar de subestacion con arreglo en anillo

Los circuitos de respaldo local por falla de interruptor son iguales para cada interruptor, excepto por los contactos del relevador auxiliar 86 FI. Las operaciones de este relevador, se muestran en la tabla 2.1, para el diagrama de interruptor y medio de la figura 2.23; y en la tabla 2.2, para el diagrama en anillo de la figura 2.24. En ninguna de las dos tablas se marcan los bloqueos de recierres.

De dichas tablas, se observa que se disparan todos los interruptores adyacentes, independientemente de la localización de la falla. Por confiabilidad y simplicidad, a los interruptores que ya han sido disparados y operaron correctamente, también se les manda disparo.

Suponiendo, por ejemplo, que ocurre una falla en la línea 1 de la figura 2.24. Los relevadores de protección de esta línea enviarán disparo a los interruptores 1 y 4 y al extremo remoto. Suponiendo que el interruptor 1 falla y no abre, y el interruptor 4 y el extremo remoto si abren, entonces el respaldo local por falla de interruptor no necesitaría mandar otro disparo a los interruptores que sí abrieron. Sin embargo, como se muestra en la tabla 2.2. estos disparos sí se realizan.

INTERRUPTOR FALLADO No.	OPERACIONES DEL RELEVADOR 86
1	Dispara el interruptor 2 y todos los demás que se tengan a las barras A. Envía disparo remoto a la línea 1.
2	Dispara los interruptores 1 y 3, - envía disparo remoto a las líneas 1 y 2.
3	Dispara el interruptor 2 y todos los demás que se tengan a las barras B. Envía disparo remoto a la línea 2.

TABLA 2.1. OPERACIONES DEL RESPALDO LOCAL POR FALLA DE INTERRUPTOR PARA EL ARREGLO DE BARRAS DE LA FIGURA --- 2.23 (INTERRUPTOR Y MEDIO).

INTERRUPTOR FALLADO No.	OPERACIONES DEL RELEVADOR 86
1	Dispara interruptores 2 y 4. Envía disparo remoto a las líneas 1 y 2.
2	Dispara interruptores 1 y 3. Envía disparo remoto a las líneas 2 y 3.
3	Dispara interruptores 2,4 y 5. Envía disparo remoto a la línea 3.
4	Dispara interruptores 1,3 y 5. Envía disparo remoto a la línea 1.

TABLA 2.2. OPERACIONES DEL RESPALDO LOCAL POR FALLA DE INTERRUPTOR PARA EL ARREGLO DE BARRAS DE LA FIGURA --- 2.24 (BARRAS EN ANILLO)

De igual forma, cuando la falla es en la línea 2 y el interruptor 1 no abre, no es necesario que la protección de -- respaldo local por falla de interruptor mande disparo al interruptor 2 y transfiera el disparo de la línea a el otro extremo. Sin embargo, por las razones mencionadas, estos disparos sí se realizan.

2.6.- CARACTERISTICAS DE TIEMPO.

La protección por falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad del sistema de potencia, pero no tan rápida como para comprometer la seguridad del disparo. Esto es particularmente importante en una línea de transmisión donde la estabilidad es crítica.

Ya que la protección por falla de interruptor es esencialmente un dispositivo de tiempo, un análisis de su comportamiento es básicamente un estudio de retardos de tiempo. El -- problema de determinar el tiempo total de libramiento es extremadamente complejo, ya que son varios los factores que están involucrados, como son:

- Límite de estabilidad del sistema.
- Tipo de relevador para falla de interruptor.
- Tipo de interruptor.
- Necesidad de coordinar con otros relevadores.

En la figura 2.25, se muestran todos estos factores, -
mismos que se analizan en los siguientes apartados:

2.6.1.- TIEMPO DE INTERRUPCION DE LOS INTERRUPTORES.

Es importante hacer notar que el tiempo nominal de ope
ración del interruptor no siempre es el mismo para todas las -
condiciones de operación y que deberá considerarse el tiempo -
máximo de libramiento. El valor máximo efectivo puede ser más
largo que el nominal para las siguientes condiciones normales:

- a) Mínima corriente de falla. - De acuerdo con las nor
mas ASA, C-37.04-1964, el tiempo de interrupción -
puede ser un ciclo más largo para interruptores --
con tiempo nominal de tres ciclos, a una corriente
de 25% abajo de la corriente nominal de interrup--
ción, ésto es, los interruptores toman tiempos más
largos para librar corrientes bajas de falla que -
para altas corrientes. Esto es especialmente cier
to para interruptores de gran volumen de aceite, -
cuyas grandes cámaras de interrupción no permiten
libramientos más rápidos a bajas magnitudes de ---
falla.
- b) Ciclo de trabajo. - También se debe considerar el -
incremento del tiempo de interrupción si ocurre un

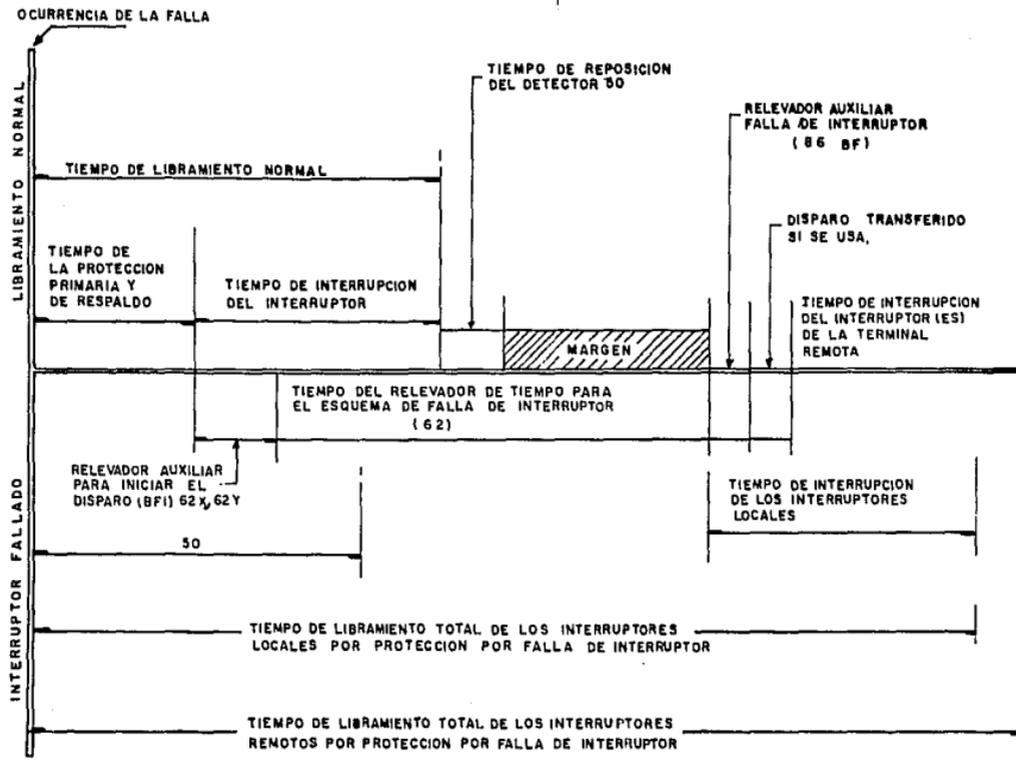


Fig.2.25. Coordinación de tiempos de la protección por falla de interruptor.

disparo inmediatamente después de un cierre, es de cir, durante el ciclo de trabajo cierre-apertura.

2.6.2.- TIEMPOS DE OPERACION Y REPOSICION DE LOS RELEVADORES.

Los tiempos de operación y reposición de los relevadores y sus auxiliares dependen de los siguientes factores:

- Calibración y mantenimiento.
- Condición y nivel de voltaje de la batería.
- Frecuencia de operación del relevador de tiempo.
- Efecto de la magnitud de la falla.
- Precisión de los transformadores de corriente y -- potencial.
- Medio ambiente.

2.6.3.- SOBRECARRERA DEL RELEVADOR DE TIEMPO.

Debido a la inercia de las partes móviles en los relevadores, el movimiento continuará aun cuando se retire la fuerza actuante, esta característica se conoce como sobrecarrera. Normalmente, los relevadores de tiempo estáticos tienen un --- tiempo de sobrecarrera menor que un milisegundo. Sin embargo, si de los relevadores de tiempo estáticos o electromecánicos - que se usen, se sabe que tienen un tiempo de sobrecarrera excesivo, el exceso de tiempo debe ser incluido en la secuencia de tiempos.

2.6.4.- MARGEN.

Con el fin de incrementar seguridad y evitar una falsa operación de la protección por falla de interruptor, se recomienda incorporar un margen de seguridad al esquema de tiempos. El grado de seguridad que se requiere está en función directa de la seguridad de todos los elementos del sistema de protección, por lo cual la determinación del margen de tiempo para la protección por falla de interruptor requiere de una evaluación cuidadosa. De aquí que el margen es el rango de tiempo de ajuste más largo para seguridad contra falsos disparos y -- los tiempos de libramiento más cortos para mantener la estabilidad del sistema.

Para este margen se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Tiempo de interrupción excesivo que ya se analizó.
- Inconsistencia de los relevadores del esquema por falla de interruptor (BFI) 62-X y 62-Y.
- Sobrecarrera del relevador de tiempo.
- Inconsistencia en el tiempo del 62. Se refiere a la precisión debido a la repetibilidad de las operaciones, incluyendo variaciones de temperatura ambiente y alimentación de voltaje.

- Error de ajuste del relevador de tiempo, considerando error humano y de instrumentación.

Tomando en consideración todo lo anterior, se recomienda un margen no menor de tres ciclos.

2.6.5.- TIEMPOS ADICIONALES DE RETARDO.

El tiempo de los relevadores de protección y el tiempo de los interruptores contribuyen directamente al tiempo total de libramiento, sin embargo estos retardos no son parte del esquema por falla de interruptor. También contribuyen directamente en el tiempo de libramiento y son parte del esquema de la protección por falla de interruptor, los siguientes retardos adicionales:

- a) Dispositivo auxiliar de disparo (86BF).- El relevador auxiliar de disparo tipo HEA ó WL de las marcas General Electric y Westinghouse respectivamente, tienen un tiempo de operación de aproximadamente un ciclo.
- b) Retardo del disparo transferido.- Hay muchos sistemas para el disparo transferido apropiados para la protección por falla de interruptor, para el disparo del interruptor remoto se puede considerar alrededor de un ciclo.

Variaciones en los retardos anteriores afectan el tiempo total de libramiento, pero no alteran el margen de seguridad.

2.6.6.- TIEMPO DE REPOSICION DEL DETECTOR DE CORRIENTE (50).

El tiempo de reposición del detector de corriente es una característica crítica en el funcionamiento de la protección por falla de interruptor, ya que es el único dispositivo que detiene al relevador de tiempo. El tiempo de reposición del detector de corriente se ve afectado por los siguientes factores:

- Nivel de corriente a la cual la unidad es inicialmente energizada.
- Porcentaje de ajuste en la escala del potenciómetro.

A fin de prevenir que el tiempo de reposición del detector de corriente afecte el margen, se recomienda que el tiempo de retardo del relevador de tiempo se determine por el tiempo máximo de reposición del detector de corriente. Cualquier tiempo de reposición del detector, menor, incrementará el tiempo del factor de seguridad.

2.6.7.- TIEMPOS DE LIBRAMIENTO CRITICOS.

En la mayoría de las aplicaciones no se requieren ajustes de tiempo severamente cortos en el relevador y tiempos adicionales de retardo, absolutamente mínimos. Como se indicó en el evento "IEEE Breaker Failure Symposium at Chicago", el ajuste promedio del relevador de tiempo de un sistema de 345 KV., es de 10 a 12 ciclos, lo cual indica un factor de seguridad de tiempo de 4 a 6 ciclos.

El circuito de falla de interruptor se debe diseñar para las aplicaciones más críticas. En la mayoría de las aplicaciones el relevador de tiempo se puede ajustar para tiempos menos exigentes que la capacidad del equipo. Por lo que un esquema de falla de interruptor debe cumplir con las siguientes características:

- Mínima sobrecarrera del relevador de tiempo.
- Mínimo tiempo de reposición del detector.
- Máxima precisión en el ajuste del relevador de tiempo.

2.7.- RELEVADORES TIPO SBC GENERAL ELECTRIC DE ESTADO SOLIDO.

2.7.1.- INTRODUCCION.

Debido a que el respaldo de interruptor requiere del disparo de interruptores adyacentes con la pérdida consecuente

de líneas no falladas o fuentes de generación, el mayor requerimiento de cualquier esquema de falla de interruptor hacia el sistema es que incorpore un alto grado de seguridad. De casi igual importancia es el requerimiento que el esquema proporcione velocidad y dependabilidad de disparo de los interruptores de respaldo si el interruptor primario falla para librar. Además de lo anterior, el sistema requiere que el esquema sea -- aplicable a cualquiera de los arreglos o configuraciones de -- las subestaciones de uso general, así como para un amplio rango de condiciones de corrientes de falla.

Esta parte del estudio se refiere a las funciones de -- la protección por falla de interruptor que requiere el sistema y son estas funciones las que debe cumplir el esquema de falla de interruptor que se seleccione; por lo que esta sección se -- reduce a la elaboración de la especificación del esquema y selección del relevador apropiado, tomando en consideración todas las funciones y características analizadas anteriormente.

2.7.2.- SELECCION DE ESQUEMA ELECTROMECHANICO O ESTATICO.

Los primeros esquemas de falla de interruptor fueron -- de diseño electromecánico, de aquí que el margen de seguridad dependía de una sobrecarrera significativa y de las variaciones de temperatura y voltaje en el relevador de tiempo, como --

también del tiempo de reposición del detector de falla que era del orden de 1.5 a 2 ciclos. Con tales esquemas típicos, los tiempos de libramiento del interruptor de respaldo fueron del orden de 12 a 20 ciclos dependiendo del tiempo de los relevadores de protección y del tiempo de interrupción de los interruptores. Mientras los tiempos de falla de interruptor de esta magnitud fueron aceptados en el pasado, hoy en día se está tratando de encontrar soluciones para que tales tiempos totales de libramiento sean compatibles con los límites de estabilidad del sistema.

La gráfica de tiempos de la figura No. 2.25 define las siguientes áreas donde se puede mejorar y reducir el tiempo total de libramiento de respaldo:

- 1.- Relevadores de protección más rápidos.
- 2.- Tiempos de interrupción del interruptor más cortos.
- 3.- Reposición del detector de corriente (50) más rápida.
- 4.- Reducción del margen de seguridad.

Mientras en las nuevas instalaciones se dan consideraciones cuidadosas para las cuatro áreas, al presente trabajo le conciernen únicamente las áreas 3 y 4 que corresponden al esquema de falla de interruptor. El tiempo de reposición más corto del detector y el perfeccionamiento del relevador de tiempo permite una reducción en el margen de seguridad, esto

se logra con un diseño estático.

2.7.3.- REQUERIMIENTOS ENTRADA/SALIDA DE SEÑALES PARA EL ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR.

En este trabajo se dan a conocer las características y requerimientos que debe cumplir el esquema de protección por falla de interruptor en la apertura de interruptores de potencia, principalmente para las tensiones de 230 y 400 KV., en el sistema de la Cía. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

Los requerimientos de las funciones de ENTRADA/SALIDA que el esquema de falla de interruptor debe cumplir se muestran en la figura 2.26 y son los siguientes:

a) FUNCIONES DE ENTRADA.

- E1.- Deberá contar con cuatro entradas de corriente que son las corrientes de las tres fases I_A , I_B e I_C y la corriente de tierra $3I_o$.
- E2.- Medio de predeterminar un circuito de disparo abierto o una falla en el sistema de alimentación, antes de que el interruptor reciba la señal de disparo para librar una falla, esta supervisión deberá ser monitoreada continuamente.
- E3.- Deberá contar con provisiones de entrada para iniciación o arranque que active a la fuente de suministro

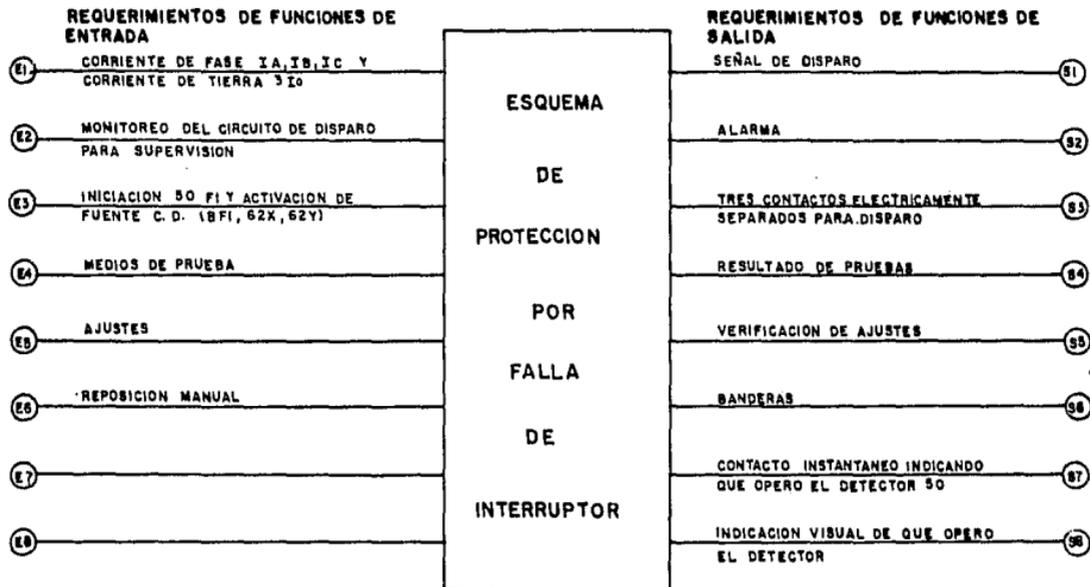


Fig. 2.26 Requerimientos de funciones de entrada/salida para el esquema de protección de falla de interruptor

de corriente directa y al relevador. La señal de inicio podrá ser una salida de disparo de relevadores electromecánicos convencionales (62-X, 62-Y) ó dispositivos de estado sólido (contactos BFI).

E4.- Deberá contar con facilidades de prueba, ya sean estas de aceptación, de puesta en servicio o de mantenimiento.

E5.- Ajustes:

El tiempo para el cual la corriente a través del interruptor protegido será monitoreado para verificar la falla del interruptor, deberá ser ajustable con un rango desde 50 milisegundos hasta 500 milisegundos. La precisión del tiempo de ajuste deberá ser de $\pm 5\%$ sobre el rango completo.

El nivel de corriente del detector debe ser ajustable con los siguientes rangos:

De fase (I_A , I_B e I_C) de 1 a 10 amperes.

De tierra ($3I_0$) de 0.5 a 5.0 amperes.

E6.- Cuando se ejecute un comando de disparo del interruptor de respaldo, un registro visual de esta acción será provisto en el esquema. Esta indicación visual podrá reponerse manualmente.

b) FUNCIONES DE SALIDA.

- S1.- Con el fin de incrementar seguridad, el esquema deberá contar con una salida de redisparo en el momento de la iniciación del esquema de falla de interruptor.
- S2.- La función de iniciación, terminación y comandos de ejecución podrán registrarse y transmitirse al cuadro de alarmas o funciones de registro.
- S3.- Deberá tener tres contactos de salida eléctricamente separados, para disparar los interruptores de respaldo.
- S4.- Las salidas de las señales de disparo obtenidas durante el procedimiento de las pruebas podrán ser observadas en un osciloscopio u otro equipo de prueba, con el fin de no disparar los interruptores.
- S5.- Los ajustes podrán verificarse desde una localización externa y mediante pruebas de procedimiento.
- S6.- Dos de los tres contactos de salida para disparo de los interruptores de respaldo deberán tener banderas electromecánicas con bobinas de 0.2/2 amperes.
- S7.- Deberá tener un contacto de salida instantáneo eléctricamente separado, operado por la salida del detector del nivel de corriente.

S8.- Deberá contar con una indicación visual a base de LED'S, para indicar que el detector de corriente ha operado. Esto es para ayuda en las pruebas y calibración.

2.7.4.- CARACTERISTICAS DEL DETECTOR DE CORRIENTE.

El rango de las corrientes mínimas de operación -- (pick-up) de fase deberá abarcar de 1 a 10 amperes.

El rango de las corrientes mínimas de operación -- (pick-up) de tierra deberá abarcar de 0.5-5 amperes.

El tiempo de reposición del detector de corriente no deberá ser mayor de 10 milisegundos.

2.7.5.- CARACTERISTICAS DE LA UNIDAD DE DISPARO.

Las salidas de disparo deberán ser a base de relevadores tipo telefónico o similar, de alta velocidad, con las siguientes características:

- Tiempo de operación (pick-up) 0.25 ciclos.
- Tiempo de sobrecarrera 2 milisegundos.
- Tiempo de reposición 2 ciclos.

En la tabla 2.3 se indican las capacidades en amperes que deben soportar como mínimo los contactos de disparo de estos relevadores.

VOLTAJE C.D.	AMPERES CONTINUOS	CAPACIDAD DE DISPARO EN AMPERES	INTERRUPCION DE CO-- RRIENTE (AMPERES)	
			INDUCTIVA	NO INDUCTIVA
125	3	30	0.50	1.5
250	3	30	0.25	1.0

TABLA 2.3. CAPACIDAD DE LOS CONTACTOS DE DISPARO.

En la tabla 2.4 se indican los rangos de operación y la capacidad en amperes que deben soportar las banderas ---- (targets) electromecánicas de dos de los contactos de disparo.

TAP. DE AJUSTE	RANGO EN AMPERES DE OPERACION	CAPACIDAD DE DIS- PARO (AMPERES)
2.0	2-30	30
0.2	0.2 - 3.0	3

TABLA 2.4 CAPACIDAD DE LAS BANDERAS ELECTROMECHANICAS

2.7.6.- CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR DE TIEMPO.

El relevador de tiempo deberá tener las siguientes -- características:

- Deberá ser extremadamente preciso.

- Dentro del rango de temperatura especificado, así como del rango de ajuste (50 a 500 milisegundos), para operaciones repetidas, el relevador de tiempo repetirá su tiempo de operación dentro de un $\pm 2\%$ de su ajuste.
- Dentro del rango de voltaje de corriente directa - del 80 al 110% del voltaje nominal, así como del - rango de temperatura especificado, el relevador -- de tiempo conservará su ajuste dentro de un $\pm 5\%$.
- Tiempo de reposición, 0.2 milisegundos.

2.7.7.- CARACTERISTICAS DE LA FUENTE DE ALIMENTACION.

La alimentación de los relevadores será de corriente directa derivada de baterías locales. La variación de voltaje de la batería en condiciones desfavorables puede ser del 80 al 110% de la tensión nominal, por lo que el relevador debe estar diseñado para operar satisfactoriamente dentro de ese rango. La alimentación para los circuitos de control debe ser de 125 o -- 250 V.C.D. según se indique.

2.7.8.- SELECCION DEL ESQUEMA.

Para poder seleccionar el esquema que cumpla con las especificaciones ya elaboradas anteriormente se analizaron las características más importantes obtenidas de los instructivos - de varios fabricantes. Las marcas que fabrican este tipo de -- esquema son: General Electric (U.S.A.), Westinghouse (U.S.A.),-

ASEA (Suecia), Brown Boveri (Suiza) y Siemens (Alemania).

De dicho análisis, el cual no es materia de este trabajo, se concluye que el relevador que cumple con el 100% de las especificaciones es el tipo SBC de estado sólido de la marca General Electric. Dicho relevador se ha empleado con buenos resultados en los sistemas de protección de la Cfa. de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

En las tablas 2.5 y 2.6 se muestran las funciones lógicas y especificaciones técnicas del relevador tipo SBC.

FUNCIONES LOGICAS PRINCIPALES
Envía señal de redisparo en el momento de la iniciación del esquema de falla de interruptor.
Opera correctamente incluso con transformadores de corriente saturados.
En condiciones normales no consume potencia de corriente directa.
Cuenta con dos unidades estáticas de ajuste independientes para corrientes de fase (I_A , I_B , I_C) y para tierra ($3I_0$).
Cuenta con un mínimo de tres contactos de salida, eléctricamente separados para disparo.
Cuenta con contacto eléctricamente separado, operado por el detector de nivel de corriente.
Cuenta con fuente de suministro regulada C.D./C.D.
Cuenta con medios para evitar falsos disparos debidos a tierras accidentales en los conductores de C.D. que alimentan al relevador.
Cuenta con supresor de transitorios en todos los circuitos de entrada y salida

TABLA 2.5. CARACTERISTICAS DEL ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR UTILIZANDO RELEVADOR TIPO SBC, G.E.

CARACTERISTICAS DE OPERACION, RANGO Y AJUSTE	VALOR ESPECIFICADO
DETECTOR DE CORRIENTE	
CORRIENTE NOMINAL (A)	10
CAPACIDAD CONTINUA (A)	10
CAPACIDAD TERMICA (A)	210 1 Seg.
RANGO DE AJUSTE I_A, I_B, I_C (A)	1 - 10
RANGO DE AJUSTE $3I_0$ (A)	0.5 - 5
TIEMPO DE REPOSICION (MS) PARA CO- RRIENTE CERO, DESPUES DE LA INTE- RRUPCION: 2 VECES PICK-UP	9 - 9.5
10 VECES PICK-UP	10
30 VECES PICK-UP	10
TIEMPO DE OPERACION (MS): 2 VECES PICK-UP	1 - 3
4 VECES PICK-UP	0.75 - 2
8 VECES PICK-UP	0.5 - 1.75
RELEVADOR DE TIEMPO	
RANGO DE AJUSTE (MS)	50 - 500
RANGO DE VOLTAJE DE C.D. EN % DEL - VOLTAJE NOMINAL EN EL CUAL CONSERVA SU PRECISION DE AJUSTE DENTRO DE UN $\pm 5\%$	80 - 110
RANGO DE TEMPERATURA EN LA CUAL CON SERVA SU PRECISION DE AJUSTE DENTRO DE UN $\pm 5\%$ ($^{\circ}\text{C}$)	-20 a 60
TIEMPO DE REPOSICION (MS)	0.2
TIEMPO DE SOBRECARRERA (MS)	DESPRECIABLE
UNIDAD DE DISPARO	
NUMERO DE CONTACTOS	3
TIEMPO DE OPERACION (MS)	4.16
TIEMPO DE SOBRECARRERA (MS)	2
TIEMPO DE REPOSICION (MS)	33.33

TABLA 2.6. ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL RELEVADOR DE RESPALDO POR FALLA DE INTERRUPTOR (50FI) - TIPO SBC, G.E.

lla desaparezca y los relevadores se repongan. Los contactos 62-X y 62-Y vienen desde los relevadores electromecánicos de la protección de línea y estos contactos cierran siempre que los relevadores electromecánicos produzcan una señal de disparo para el interruptor asociado.

Cuando la fuente de suministro es activada, el detector de nivel de corriente producirá una señal de disparo si la corriente en el interruptor asociado es superior al ajuste del detector. La salida del detector de nivel energiza un relevador de tiempo A/O y a la unidad IT si previamente se seleccionó el tap en la lógica, en la posición "DET LEVEL", como se muestra en la figura No. 2.27.

El tiempo de operación (A) del relevador de tiempo A/O, como previamente se describió, se ajusta lo suficientemente largo para dar tiempo al interruptor que dispare correctamente, pero lo suficientemente corto para asegurar la estabilidad del sistema en el momento que el interruptor falla para disparar.

Cuando el relevador A/O completa su tiempo, energiza al elemento TS (Transistor switch) el cual opera a la unidad de disparo BFT, la cual por medio de sus contactos inician el disparo de los interruptores necesarios de respaldo. Si el interruptor primario libra la falla correctamente, ya sea los contactos de iniciación (BFI, 62-X ó 62-Y) o el detector de nivel tienen que reponerse antes de que el relevador -

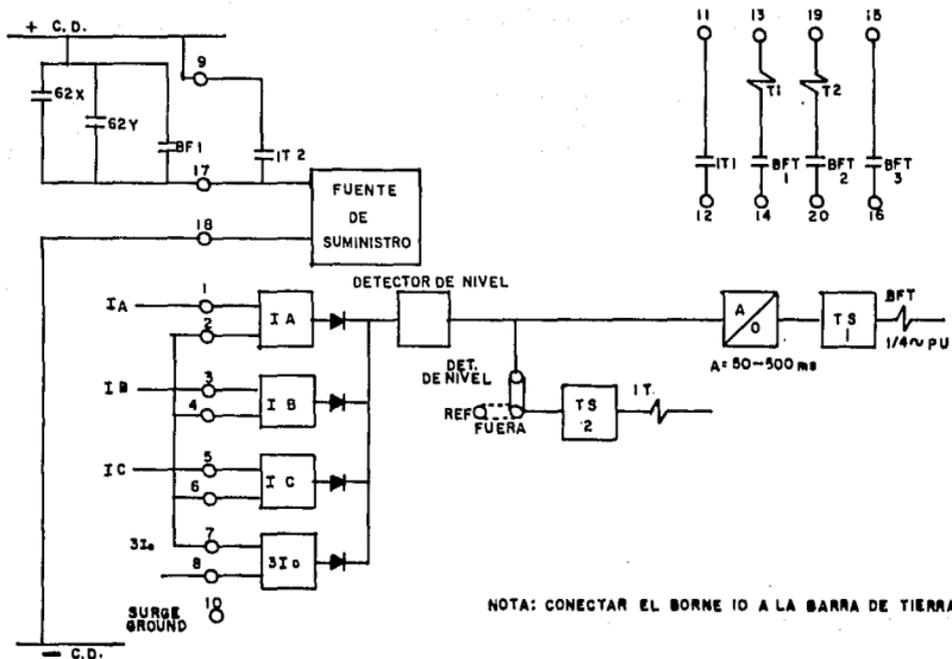


Fig. 2.27 Conexiones externas del relevador SBC 23A

A/O complete su tiempo de ajuste, no ocurriendo así el disparo de los interruptores de respaldo.

La unidad IT en el relevador SBC23A tiene dos contactos de salida. Un contacto tiene un punto común con la fuente de suministro y se usa como función de sello. El otro contacto está eléctricamente separado y se puede usar para proporcionar una salida instantánea del detector de nivel. Este último contacto, se puede usar para aplicar una señal de disparo adicional o redisparo al interruptor primario.

El tiempo de reposición del detector de corriente es de 10 milisegundos.

En las figuras 2.28 y 2.29 se muestran el diagrama de conexiones internas y una vista física del relevador SBC23A.

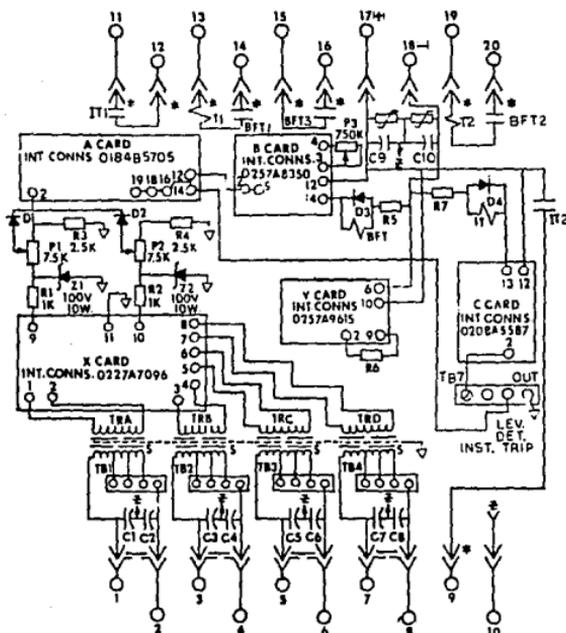


FIG. 2.28 DIAGRAMA DE CONEXIONES INTERNAS DEL RELEVADOR SBC23A

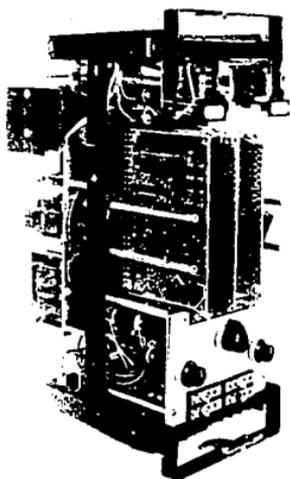


FIG. 2.29. VISTA FRONTAL A 3/4 DEL RELEVADOR
SBC23A FUERA DE SU CAJA.

2.8.- APLICACIONES DEL RELEVADOR SBC EN DIFERENTES ARREGLOS DE BARRAS.

Los relevadores estáticos para falla de interruptor tipo SBC están pensados para usarse en la base de uno por interruptor, es decir, existe un relevador para falla de interruptor asociado a cada interruptor en un determinado arreglo de barras. Con esta base, las entradas de corriente a un relevador específico SBC deben venir de los TC's que miden la corriente en el interruptor asociado. La salida de los disparos deben estar encaminados a iniciar el disparo (o disparo transferido) de los interruptores necesarios para librar la falla al no abrir el interruptor asociado al relevador SBC. Este enfoque de disparos de interruptores dependerá del arreglo de interruptores y barras.

La tabla 2.7. cubre las aplicaciones de los relevadores SBC para los arreglos de barras de uso común; los cuales son: barra sencilla e interruptor sencillo, doble barra y doble interruptor, arreglo en interruptor y medio y arreglo en anillo. Los diagramas para este tipo de arreglos se muestran en forma simplificada en las figuras 2.30, 2.31, 2.32 y 2.33, respectivamente.

En la tabla 2.7 se indica el punto de falla, el interruptor que falla, el contacto de iniciación que activa al SBC y cuales son los interruptores o relevadores auxiliares de disparo que deben operarse por los contactos BFT. Por --

T A B L A 2 . 7 .

ARREGLO DE BARRAS E INTERRUPTOR	FIGURA NUMERO	UBICACION DE LA FALLA	INT. FALLADO	CORRIENTE DEL INT. NUMERO	CONTACTO DE ARRANQUE	DISPAROS DEL BFT # 1	DISPAROS DEL BFT # 2	DISPAROS DEL BFT # 3
BARRA SENCILLA INT. SENCILLO	2.30	F1	2	2	LINEA B	RELEVADOR AUXILIAR DE BARRAS	-----	-----
DOBLE BARRA Y DOBLE INTERRUPTOR	2.31	F1 O F2	3	3	LINEA B O BARRAS A	RELEVADOR - AUXILIAR DE BARRAS A	INTERRUPTOR 4	RELEVADOR AUXILIAR QUE TRANSFIERE DISPAROS A LA LINEA B Y BLOQUEA EL RECIERRE DEL INTERRUPTOR 4.
	2.31	F1 O F3	4	4	LINEA B O BARRAS B	RELEVADOR AUXILIAR DE BARRAS B	INTERRUPTOR 3	RELEVADOR AUXILIAR QUE TRANSFIERE DISPAROS A LA LINEA B Y BLOQUEA EL RECIERRE DEL INTERRUPTOR 3.
INTERRUPTOR Y MEDIO	2.32	F1 O F3	4	4	LINEA A O BARRAS A	RELEVADOR AUXILIAR DE BARRAS A	INTERRUPTOR 5	RELEVADOR AUXILIAR QUE TRANSFIERE EL DISPARO AL INTERRUPTOR 10 Y BLOQUEA EL RECIERRE DEL INTERRUPTOR 5.
	2.32	F1 O F2	5	5	LINEA A O LINEA B	INTERRUPTOR 4	INTERRUPTOR 6	RELEVADOR AUXILIAR QUE TRANSFIERE EL DISPARO A LOS INTERRUPTORES 10 Y 11, Y BLOQUEA EL RECIERRE DE LOS INTERRUPTORES 4 Y 6.
	2.32	F2 O F4	6	6	LINEA B O BARRAS B	RELEVADOR AUXILIAR DE BARRAS B	INTERRUPTOR 5	RELEVADOR AUXILIAR QUE TRANSFIERE EL DISPARO AL INTERRUPTOR 11 Y BLOQUEA EL RECIERRE DEL INTERRUPTOR 5.
BARRAS EN ANILLO	2.33	F1 O F2	1	1	LINEA A O LINEA B	INTERRUPTOR 2	INTERRUPTOR 6	RELEVADOR AUXILIAR QUE TRANSFIERE LOS DISPAROS A LOS INTERRUPTORES - 7 y 8, Y BLOQUEA EL RECIERRE DE -- LOS INTERRUPTORES 2 Y 6.

ejemplo, en el arreglo de barra sencilla e interruptor sencillo (figura 2.30), si se va a proteger el interruptor número 2, el SBC recibe la corriente asociada con ese interruptor y el arranque lo da el relevador de protección de la línea B. - Si el interruptor número 2 no abre cuando ocurre una falla -- (marcada como F1), el relevador SBC opera el contacto BFT número 1 y dispara el relevador auxiliar de barras.

Como otro ejemplo, considérese el arreglo de barras en anillo que se muestra en la figura 2.33. Si el interruptor número 1 es el que se va a proteger, el relevador SBC recibe las corrientes asociadas con el interruptor número 1. - El arranque se tiene de los relevadores de protección de la línea A para la falla en F1; y para la falla en F2, los relevadores de protección de la línea B, proporcionan el arranque.

Suponiendo que el interruptor 1 es el que falla, para una falla en F1, el relevador SBC opera, y los contactos - BFT disparan lo siguiente:

El BFT número 1 dispara el interruptor número 2.

El BFT número 2 dispara el interruptor número 6.

El BFT número 3 dispara el relevador auxiliar, el cual a su vez, transfiere el disparo a los interruptores números 7 y 8 y además bloquea el recierre de los interruptores 2 y 6.

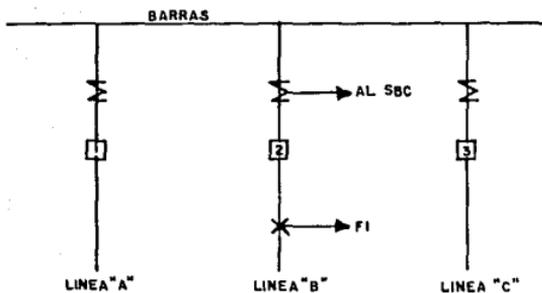


Fig. 2.30 Aplicación de los relevadores SBC al arreglo de barra sencilla e interruptor sencillo

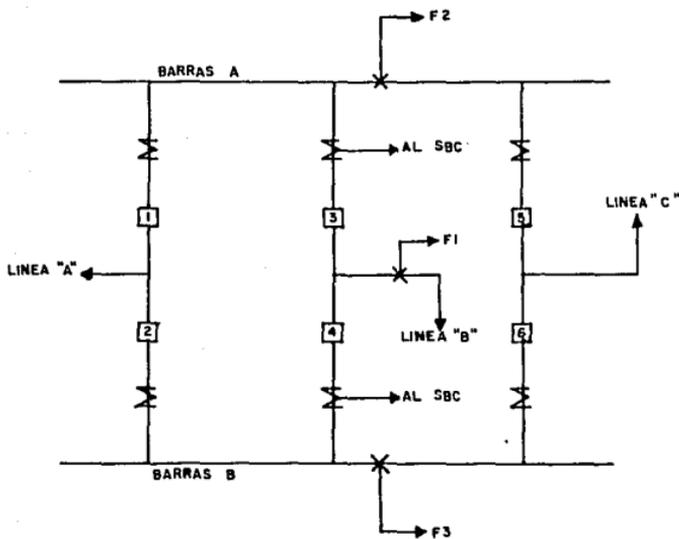


Fig. 2.31 Aplicación de los relevadores SBC al arreglo de doble barra y doble interruptor.

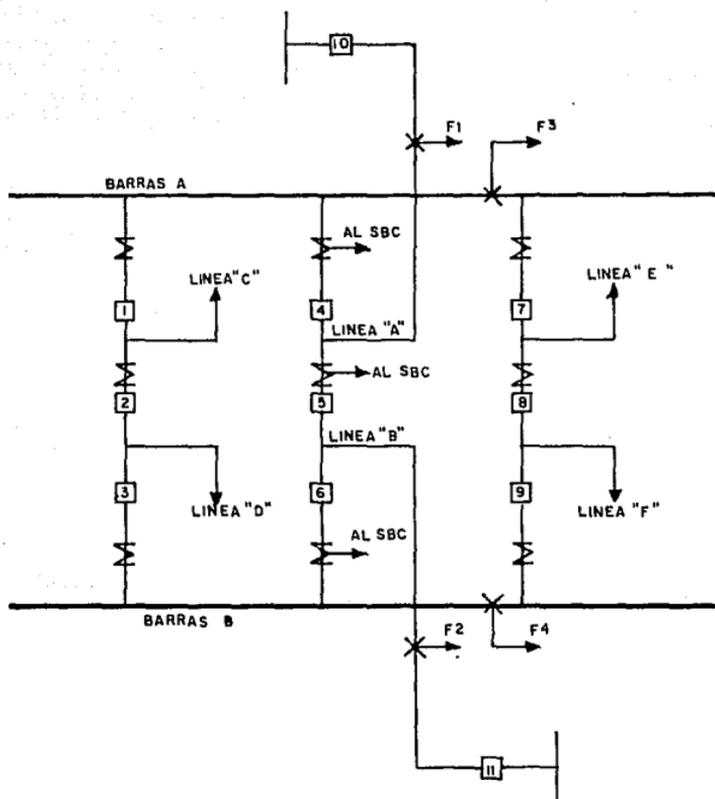


Fig. 2.32 Aplicación de los relevadores SBC al arreglo de interruptor y medio.

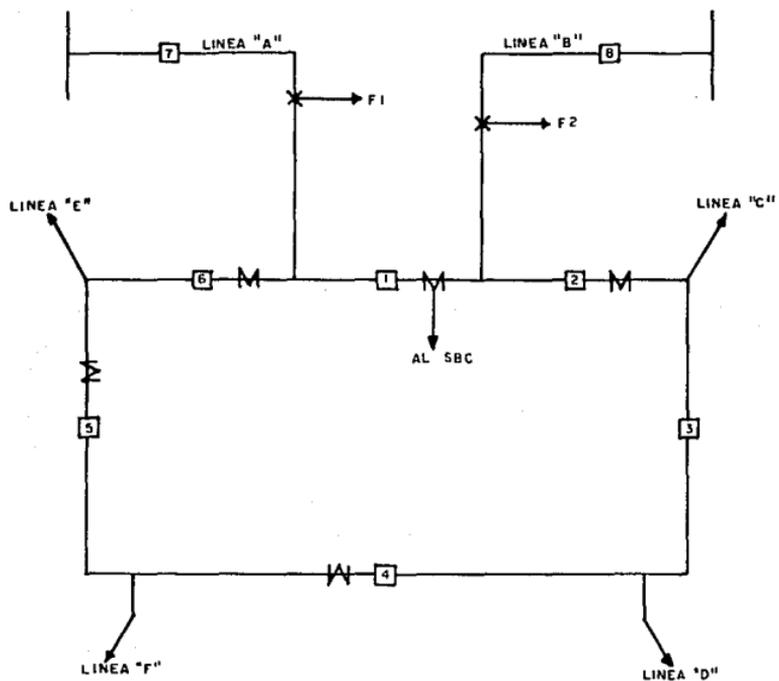


Fig. 2.33 Aplicaciones del relé SBC al arreglo de barras en anillo

BIBLIOGRAFIA

- | | |
|--|--|
| APPLIED PROTECTIVE RELAYING | WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. |
| PROTECTIVE RELAYS APLICATION GUIDE, | GEC MEASUREMENTS 1975. |
| PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS CONTRA SOBREINTENSIDADES. | JOSE RAMIREZ VAZQUEZ
EDICIONES CEAC. |
| EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES. | C. RUSSELL MASON
COMPANIA EDITORIAL CONTINENTAL, S. A., MEXICO. |
| TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE MEDIDA Y DE PROTECCION. | ENRIQUE RAS OLIVA
MARCOMBO BOIXAREU EDITORES. |
| NORMA CCONNIE 2.2.-1 | COMITE CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA. |
| NORMA CCONNIE 2.2.-4 | COMITE CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACION DE LA INDUSTRIA ELECTRICA. |
| NORMA NOM-J-109 | DIRECCION GENERAL DE NORMAS D.G.N. |
| NORMA NOM-J-168 | DIRECCION GENERAL DE NORMAS D.G.N. |
| NORMA ANSI C.57.13 - 1978
REQUERIMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS. | |
| NORMA ASA C-37.04 - 1964 | AMERICAN STANDARD ASSOCIATION. |

EVENTO: "IEEE BREAKER FAILURE
SYMPOSIUM AT CHICAGO

INSTRUCTIVO: GEK-45464 "STATIC BREAKER GENERAL ELECTRIC
BACK-UP RELAYS TYPES
SBC23A, SBC23B, SBC23C"