

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

GUÍA PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN PLANTAS INDUSTRIALES.

T E S I S

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

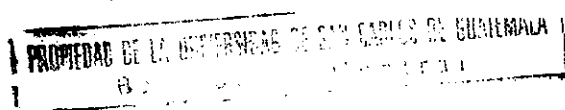
POR

YURY OMAR URBINA COTTO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, 18 DE NOVIEMBRE DE 1,996.



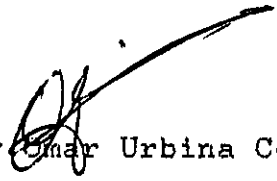
R
08
T(3878)
C.4

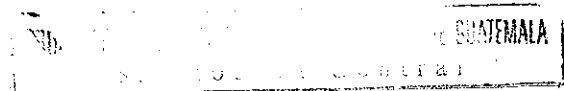
HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

GUÍA PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN PLANTAS INDUSTRIALES.

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica.


Yury Omar Urbina Cotto.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS
VOCAL 1ro.	ING. MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ GUERRA
VOCAL 2do.	ING. JACK DOUGLAS IBARRA SOLÓRZANO
VOCAL 3ro.	ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRÍA MENDEZ
VOCAL 4to.	Br. FERNANDO WALDEMAR DE LEÓN CONTRERAS
VOCAL 5to.	Br. PEDRO IGNACIO ESCALANTE PASTOR
SECRETARIA	ING. GILDA MARINA CASTELLANOS DE ILLESCAS

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN

GENERAL PRIVADO

DECANO	ING. JORGE MARIO MORALES GONZÁLEZ
EXAMINADOR	ING. ENRIQUE EDMUNDO RUIZ CARBALLO
EXAMINADOR	ING. EDGAR FLORENCIO MONTÚFAR URÍZAR
EXAMINADOR	ING. JULIO ROBERTO URDIALES CONTRERAS
SECRETARIO	ING. EDGAR JOSÉ AURELIO BRAVATTI CASTRO

AGRADECIMIENTO.

A:

- JESUCRISTO, MI DIOS Y SALVADOR Porque Jehová da la sabiduría,
y de su boca provienen el
conocimiento y el
entendimiento.
- MIS PADRES Alfonso Urbina Batres
Telma Cotto Morán de Urbina
Con quienes Dios ha bendecido
mi vida.
- MIS HERMANOS Aura Maritza
Erwin Alfonso
Lesbia Leonor
Telma Elizabeth
Quienes me han dado amor
fraternal y apoyo incondicional
en todo momento.
- MI NOVIA Scarlett Jocabed, con quien
comparto sueños, ilusiones,
nuestra vida.
- MI CATEDRATICO Ing. José Luis Herrera Gálvez,
una gran persona y un excelente
profesional.

GUATEMALA

CONFIDENTIAL

1

... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...

... of the ...

... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...

... of the ...

... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...

... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...

... of the ...
... of the ...
... of the ...
... of the ...

... of the ...

Guatemala, 06 de noviembre de 1,996.

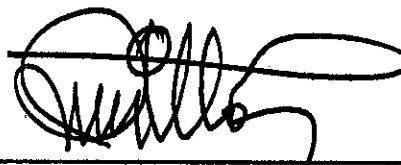
Ingeniero
José Luis Herrera Gálvez,
Coordinador de Área de Electrotecnia,
Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica,
Facultad de Ingeniería,
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Ingeniero Herrera.

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado, completamente, el trabajo de tesis del señor Yury Omar Urbina Cotto titulado "Guía para la coordinación de protecciones en plantas industriales.", manifestándole que, la misma, llena los objetivos propuestos en el anteproyecto de tesis y, por lo tanto, le doy mi aprobación.

Asimismo, le manifiesto que comparto con el autor de esta tesis, la responsabilidad por el contenido y conclusiones de la misma.

Atentamente:



Ing. Rony Otoniel Castillo García.
Colegiado No. 3293



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 7 de noviembre de 1,996

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar ,
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis del señor Yury Omar Urbina Cotto, titulada: Guía para la coordinación de protecciones en plantas industriales, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Luis Herrera Gálvez
Coordinador Área de Electrotecnia

JLHG/sdem.

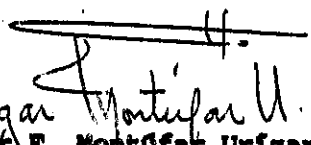


FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Yury Omar Urbina Cotto, titulado: **Gua para la coordinación de protecciones en plantas industriales**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Director

Guatemala, 15 de noviembre de 1,996.





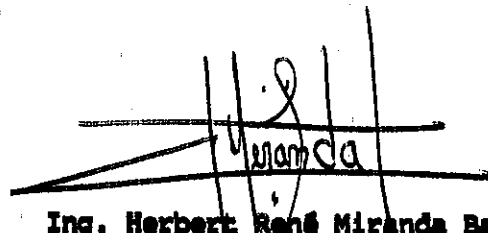
FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

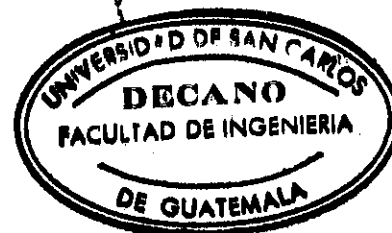
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Guía para la coordinación de protecciones en plantas industriales, del estudiante Yury Omar Urbina Cotto, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:


Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, 18 de noviembre de 1,996.



ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO	PAGINA
Índice general	i
Introducción	vi
1. Cálculo de corrientes de cortocircuito	1
1.1 Fuentes de corriente de cortocircuito	2
1.1.1 Generadores	2
1.1.2 Motores síncronos	2
1.1.3 Motores de inducción	3
1.1.4 Sistema eléctrico de servicio (Transformador de servicio)	4
1.2 Reactancia de las máquinas rotativas	4
1.3 Corrientes simétricas y asimétricas	6
1.3.1 La componente CD de la corriente de cortocircuito asimétrica	10
1.3.2 Corriente de cortocircuito total	11
1.4 Cálculo de las corrientes de cortocircuito	11
1.4.1 Tipos de cortocircuitos en sistemas de potencia	12
1.4.1.1 Cortocircuito trifásico	12
1.4.1.2 Cortocircuito de línea a línea	12
1.4.1.3 Cortocircuito de línea a tierra	14
1.4.1.4 Arco del cortocircuito	15
1.5 Detalle de cálculo de corrientes de cortocircuito	15
1.5.1 Procedimiento paso a paso	15
1.5.2 Diagrama unifilar	16
1.5.3 Requerimiento de tipo y localización de la falla	16
1.5.4 Condiciones del sistema para servicio más severo	16
1.5.5 Preparación del diagrama de impedancia	17
1.5.6 Valores de las impedancias	17
1.5.7 Uso de valores por unidad u ohmios	18
1.5.8 Despreciando la resistencia	18

CAPÍTULO

PAGINA

1.5.9 Representación en valores por unidad	19
1.5.9.1 Ecuaciones básicas para valores por unidad	20
1.5.9.2 El sistema de servicio eléctrico	20
1.5.9.3 Transformadores	21
1.5.9.4 Cables, conductores y barras	21
1.5.9.5 Máquinas rotativas	21
1.5.9.5.1 Motores de más de 600 V nominales	21
1.5.9.5.2 Motores de menos de 600 V nominales.	21
1.5.9.5.3 Sistemas de voltaje múltiple	22
1.5.9.6 Otras impedancias de los circuitos	22
1.5.9.7 Impedancias conectadas en paralelo	22
1.5.9.8 Voltaje equivalente del sistema	23
1.5.10 Determinación de las corrientes de cortocircuito	23
1.5.11 Análisis de componentes simétricas de una red trifásica	24
1.5.11.1 Impedancias de secuencia y redes de secuencia	26
2. Dispositivos de protección y sus aplicaciones	28
2.1 Discusión general	28
2.2 Relés de sobrecorriente	28
2.3 Relés de sobrecorriente con voltaje de restricción o voltaje de control	30
2.4 Relés direccionales	30
2.4.1 Relé direccional de sobrecorriente	30
2.4.2 Relé direccional de tierra	32
2.4.3 Relé direccional de potencia	32
2.5 Relés diferenciales	32

CAPÍTULO

PAGINA

2.5.1 Protección diferencial de motores y generadores	33
2.5.2 Protección diferencial de bancos de transformadores de dos devanados	35
2.5.3 Protección diferencial de barras	35
2.6 Relé de balance de corriente	38
2.7 Protección de falla a tierra	38
2.7.1 Protección de conexión residual	38
2.7.2 Relé de secuencia cero	40
2.7.3 Protección del neutral	40
2.8 Relés de sincronismo y de revisión de sincronismo	41
2.9 Relés de hilo piloto	42
2.10 Relés de voltaje	42
2.11 Relés de distancia	43
2.12 Relés de secuencia de fases o inversión de fases	43
2.13 Relés de frecuencia	44
2.14 Relés sensibles a la temperatura	44
2.15 Relés sensibles a la presión	44
2.16 Relé de imagen térmica	45
2.17 Relés auxiliares	45
2.18 Dispositivos de disparo de acción directa para interruptores de protección de potencia de bajo voltaje	45
2.18.1 Dispositivos de disparo electromecánico	45
2.18.2 Dispositivos de disparo de estado sólido	46
2.19 Fusibles	46
2.19.1 Fusible de potencia (arriba de 600 V)	46
2.19.1.1 Fusibles de potencia limitadores de corriente	49
2.19.1.2 Fusibles del tipo expulsión	50

CAPÍTULO	PAGINA
2.19.2 Fusibles de bajo voltaje (600 V o menos)	50
2.19.3 Consideraciones para la selección de fusibles	55
3. Requerimientos de protección	58
3.1 Transformadores	58
3.1.1 Protección de máxima sobrecorriente	58
3.1.2 Límites de tolerancia de los transformadores	59
3.1.3 Otras consideraciones de protección	60
3.2 Conductores o alimentadores	61
3.3 Motores	64
3.3.1 Máquinas rotativas de corriente alterna de gran tamaño	64
3.3.2 Motores pequeños	68
4. Principios de aplicación de relés de protección	71
4.1 Sistema típico de relevadores para plantas pequeñas	72
4.2 Relevación de protección de sistemas de potencia para una gran planta industrial	74
4.2.1 Protección primaria	74
4.2.2 Protección en medio voltaje	78
4.2.3 Protección de bajo voltaje	80
4.3 Protección para una planta industrial con generación local	81
5. Ejemplos específicos. Aplicación de los fundamentos	88
5.1 Ajuste y coordinación de la protección del sistema de 13.8 kV	88
5.1.1 Alimentadores primarios del transformador de servicio	88
5.1.2 Protección de motores en 13.8 kV	92
5.1.3 Protección de generador	96
5.1.4 Protección del circuito de enlace de 13.8 kV	96
5.1.5 Protección de la subestación principal	97

CAPÍTULO	PAGINA
5.1.6 Protección de falla a tierra en 13.8 kV	99
5.2 Ajuste y coordinación de la protección para el sistema de 2.4 kV	99
5.2.1 Protección de fase	99
5.2.2 Protección de falla a tierra	102
5.3 Ajuste y coordinación del equipo del sistema de protección de 480 V	103
5.3.1 Protección de sobrecorriente de fase	103
5.3.2 Protección de falla a tierra	109
Conclusiones	112
Recomendaciones	114
Bibliografía	115

INTRODUCCIÓN.

El objetivo de los sistemas eléctricos de protección y la coordinación de los distintos equipos se hace para prevenir el daño al personal, para reducir el daño a los componentes del sistema y para limitar el área y la duración de interrupciones del servicio eléctrico cuando ocurran fallas en los equipos, por algún error humano o por eventos naturales adversos que puedan ocurrir en cualquier parte del sistema. Las circunstancias que causan las fallas en el sistema son impredecibles, aunque si se diseña y se le da mantenimiento a un buen sistema de protección se reduce la posibilidad de que ocurran daños graves al ocurrir cualquier falla. El sistema eléctrico debe ser diseñado y debe dársele mantenimiento, de tal manera, que se proteja a sí mismo.

La seguridad y la prevención del daño del personal es el objetivo más importante de la protección eléctrica. Los aparatos de interrupción deben tener la suficiente capacidad interruptiva y las partes energizadas deben estar suficientemente encerradas o aisladas para no exponer al personal a explosiones, incendios, arcos eléctricos o descargas.

Los objetivos de operación más importantes de la protección eléctrica pueden ser tanto la reducción del riesgo del daño del equipo o mantener la continuidad del servicio, dependiendo de la filosofía de operación de un negocio o una planta en particular. Algunas operaciones considerarán la posibilidad de tener largos períodos fuera de servicio para reducir la necesidad de reparación en servicio del equipo o el costo del reemplazo, mientras que otras podrán considerar la posibilidad de mantener la mayor parte del tiempo del servicio, aunque esto les obligue a realizar reparaciones, en servicio o reemplazos. Esta última actitud es dominante en los procesos industriales en donde la continuidad de servicio de la maquinaria es importante, por lo que se hace necesario diseñar y revisar los sistemas de protección para evitar largos períodos fuera de funcionamiento.

Para lograr los objetivos de la protección eléctrica es necesario tener los fundamentos y el orden adecuado de aplicación de éstos. Hace falta una guía que contenga la información necesaria y las indicaciones para que se diseñen los sistemas de protección adecuados para cada uno de los componentes del sistema eléctrico de potencia industrial o comercial y todo el sistema. Este es el objetivo del presente trabajo, integrar la información e indicaciones básicas, no sólo para el diseño, sino, también, para el análisis de los sistemas de protección en plantas industriales.

CAPÍTULO 1.

CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

Los sistemas eléctricos de potencia en las plantas industriales y comerciales están diseñados para servir la carga de la manera más segura y rentable. Una de las más importantes consideraciones que deben hacerse en el diseño de un sistema de potencia, es un control adecuado de los cortocircuitos. Los cortocircuitos pueden causar suspensiones del servicio con la consecuente pérdida en la producción y sus inconvenientes, como la suspensión de servicios vitales, daño de gran cantidad de equipo, lesiones personales y hasta posible daño por incendios.

Los sistemas eléctricos de potencia están diseñados para liberarse de los cortocircuitos tan pronto como sea posible, a través de un cuidadoso diseño del sistema y equipos de protección, con una instalación y mantenimiento adecuado. Sin embargo, aún con éstas precauciones, los cortocircuitos ocurren. Algunas causas son: presencia de roedores en los equipos, conexiones falsas, descargas electroatmosféricas, deterioro de los aislamientos, acumulación de humedad, polvo o contaminantes; el daño mecánico por herramientas, y gran cantidad de fenómenos indeterminados.

Cuando un cortocircuito ocurre en un sistema de potencia, ocurren algunas cosas, todas malas:

1. en el punto de cortocircuito, puede ocurrir un calentamiento y arqueo.
2. las corrientes de cortocircuito circulan de las distintas fuentes al punto de cortocircuito.
3. todos los componentes que llevan las corrientes de cortocircuito están sujetos a esfuerzos térmicos y mecánicos. Estos esfuerzos varían de acuerdo al cuadrado de la corriente " I^2 " y la duración de ésta corriente.
4. el voltaje del sistema cae en proporción a la magnitud de la corriente de cortocircuito. La mayor caída de voltaje ocurre en el punto de falla (a cero para la falla crítica) pero todos los componentes del sistema estarán sujetos en algún grado a una caída de voltaje.

Está bien claro que el cortocircuito debe ser eliminado rápidamente del sistema de potencia y ésta es la función de los dispositivos de protección del circuito (interruptores de protección y fusibles). De acuerdo con esta función, los dispositivos de protección deben ser capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que circula para un cortocircuito en donde se localiza el dispositivo. Al máximo valor de corriente de cortocircuito se le llama "corriente de cortocircuito disponible".

El máximo valor de corriente de cortocircuito está directamente relacionado con el tamaño y capacidad de la fuente de potencia y es independiente de la corriente de carga del circuito protegido por el dispositivo de protección. Mientras mayor sea la capacidad de la fuente de potencia, mayor será la corriente de cortocircuito.

Por ejemplo, en un circuito en donde la impedancia que determina el flujo de la corriente de carga es una impedancia de 20 ohmios de un motor. Si el cortocircuito ocurre en un punto F, la única impedancia que limitará el flujo de la corriente de cortocircuito será la impedancia del transformador (0.1 ohm comparado con los 20 ohm para el motor); entonces, la corriente de cortocircuito es de 1,000 amperios o, sea, 200 veces mayor que la corriente de carga. En consecuencia, el interruptor de potencia debe ser capaz de interrumpir 1,000 amperios.

Si se incrementa la carga y el transformador de potencia de 100 amperios se sustituye por uno de 1,000 amperios, entonces, la corriente de cortocircuito en el punto de falla estará limitada por una impedancia de 0.01 ohm, la impedancia del transformador de potencia. Aunque la corriente de carga se mantiene en cinco amperios, la corriente de cortocircuito se incrementa a 10,000 amperios. El interruptor de potencia debe ser capaz de interrumpir esta corriente.

1.1 Fuentes de corriente de cortocircuito.

Cuando se determina la magnitud de la corriente de cortocircuito, es extremadamente importante que todas las fuentes de corriente de cortocircuito sean consideradas y que las impedancias características de estas sean conocidas.

Hay cuatro fuentes de corriente de cortocircuito básicas:

1. generadores.
2. motores síncronos.
3. motores de inducción.
4. la red de servicio eléctrico.

Todas éstas pueden alimentar la corriente de cortocircuito en caso de ocurrir éste, en la figura 1.1 se muestra un esquema de estas fuentes.

1.1.1 Generadores.

Los generadores están movidos por turbinas, motores diesel, turbinas hidráulicas u otro tipo de primotor. Cuando ocurre un cortocircuito en el circuito alimentado por el generador, el generador continúa produciendo un voltaje porque la excitación del campo se mantiene y el primotor mueve el generador a la velocidad normal. El voltaje del generador produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que circula desde el generador o generadores al cortocircuito. Este flujo de corriente de cortocircuito está limitado, únicamente, por la impedancia del generador y del circuito entre el generador y el cortocircuito. Cuando el cortocircuito ocurre en las terminales del generador, la corriente del generador está limitada, únicamente, por su propia impedancia.

1.1.2 Motores síncronos.

Los motores síncronos están contruidos de igual forma que los generadores; esto es, tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado estatórico en el que circula corriente alterna. Normalmente, los motores síncronos toman potencia CA de la línea y convierten la energía eléctrica a mecánica.

Durante un cortocircuito en la red, el voltaje se reduce a un valor bastante bajo. Consecuentemente, el motor detiene su entrega

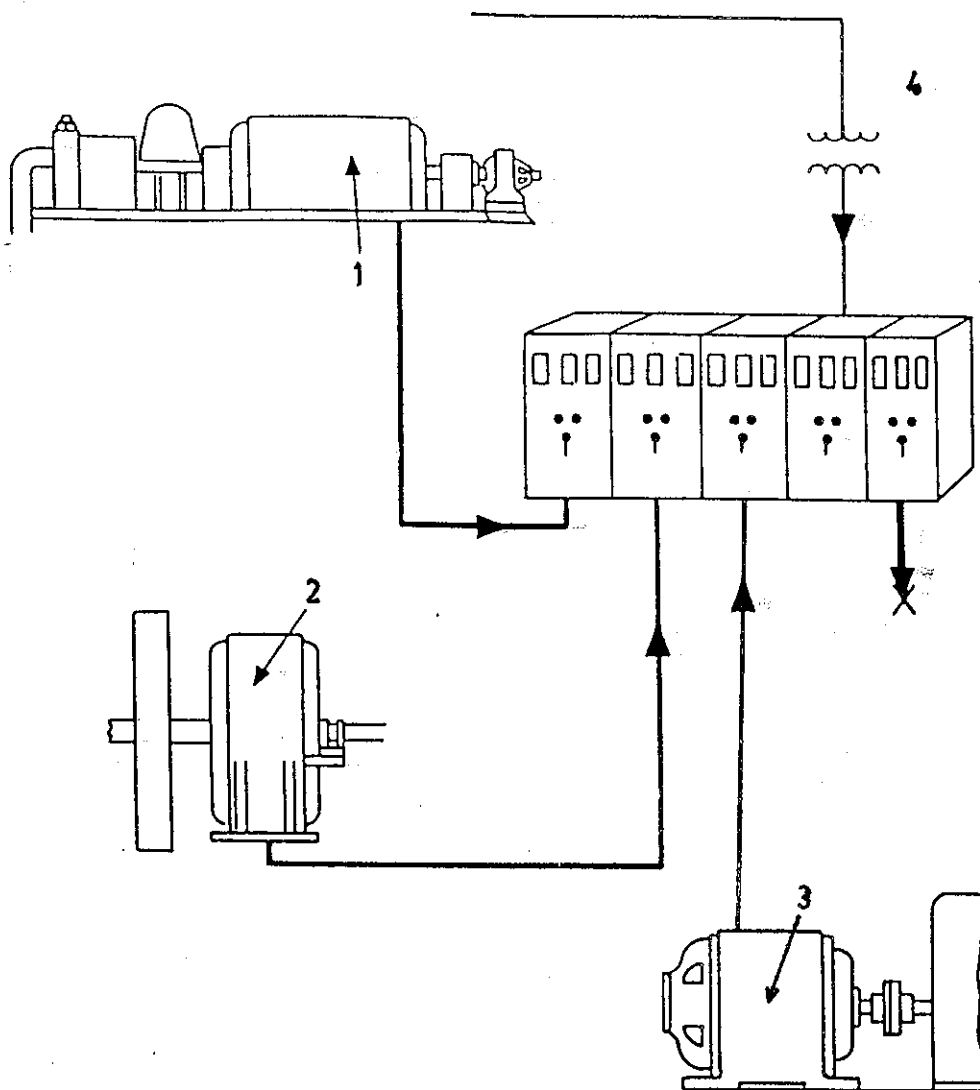


Figura 1.1

Fuentes de corriente de cortocircuito. 1. Generadores 2. Motores síncronos 3. Motores de inducción
4. Sistema eléctrico

de energía a la carga mecánica y empieza a pararse. Sin embargo, así como el primotor mueve al generador, la inercia de la carga y el rotor del motor mueven el motor síncrono. El motor síncrono se convierte en un generador y entrega corriente de cortocircuito durante algunos ciclos después de la ocurrencia del cortocircuito. La proporción de la corriente de cortocircuito producida por el motor depende de la impedancia del motor síncrono y la impedancia de la red al punto de cortocircuito.

1.1.3 Motores de inducción.

La inercia de la carga y el rotor del motor tienen el mismo efecto en un motor de inducción que en un motor síncrono; esto es,

el motor continúa rotando después de la ocurrencia del cortocircuito. Pero, hay una gran diferencia. El motor de inducción no tiene devanado de campo, pero, hay un flujo durante la operación normal del motor. Este actúa de la misma forma que el flujo producido por el devanado de campo CD en el motor síncrono.

El campo del motor de inducción es producido por inducción del estator sobre el devanado del rotor. El flujo de rotor aparece tan pronto como el voltaje es aplicado al estator desde la fuente. Pero si la fuente es desconectada repentinamente, como ocurre con un cortocircuito en la red, el flujo en el rotor no cambia instantáneamente, debido a que el flujo del rotor no desaparece, instantáneamente, y, a que la inercia de las partes móviles del motor de inducción lo mantienen girando, un voltaje es generado en el devanado estatístico. Esto provoca que una corriente de cortocircuito circule hasta que el flujo rotórico se convierta a cero. La corriente de cortocircuito desaparece casi por completo en poco más de cuatro ciclos, debido a que no se mantiene la corriente de campo del rotor para originar el flujo, como es el caso en una máquina síncrona.

El flujo producido es suficiente para producir bastante corriente de cortocircuito que afecta el servicio momentáneo de los interruptores de protección y el servicio interruptivo de los dispositivos que abren dentro de uno o dos segundos después de ocurrir el cortocircuito. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito producida por los motores de inducción debe considerarse en algunos cálculos. La magnitud de una corriente de cortocircuito producida por el motor de inducción depende de la impedancia del motor y de la impedancia de la red al punto de cortocircuito. La impedancia de la máquina, efectiva al tiempo del cortocircuito corresponde, aproximadamente, a la impedancia de reposo. Consecuentemente, el valor inicial de la corriente de cortocircuito es, aproximadamente, igual a la corriente de arranque a rotor bloqueado del motor.

1.1.4 Sistema eléctrico de servicio (Transformador de servicio).

La red o el transformador de entrada de la red son considerados, generalmente, como la fuente de la corriente de cortocircuito. En una consideración estricta, esto no es correcto debido a que la red o el transformador de entrada simplemente entregan la corriente de cortocircuito de los generadores del sistema. Los transformadores simplemente cambian el voltaje del sistema y la magnitud de la corriente, pero, no generan ninguno de éstos. La corriente de cortocircuito entregada por el transformador está determinada por su voltaje secundario y su impedancia, la impedancia de los generadores y de la red hasta las terminales del transformador y la impedancia del circuito desde el transformador hasta el cortocircuito.

1.2 Reactancia de las máquinas rotativas.

La impedancia de una máquina rotativa consiste, básicamente, en la reactancia y no es un valor simple como para un transformador o un tramo de cable. Por ejemplo: si un cortocircuito ocurre en las terminales de un generador, la corriente de cortocircuito se

comporta como se presenta en la figura 1.2. La corriente comienza con un valor elevado y se reduce a un valor de estado estable, después de algún tiempo de ocurrir el cortocircuito. Como el voltaje de excitación de campo y la velocidad se mantienen relativamente constantes dentro del corto período de tiempo considerado, debe asumirse que la reactancia de la máquina -para explicar la variación de la corriente- varía con el tiempo, después de que ha ocurrido el cortocircuito.

Una expresión para una reactancia variable para cualquier instante de tiempo, requiere una fórmula complicada que incluye al tiempo como una de sus variables. Pero para efectos de simplificación de los cálculos de las corrientes de cortocircuito a los generadores y motores se les asignan tres valores de reactancia para tiempos específicos. A éstas se les llama la reactancia subtransitoria, la reactancia transitoria y la reactancia síncrona, las que se describen como:

1. reactancia subtransitoria (X''_d) es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que ocurre el cortocircuito y determina la corriente que circula durante los primeros ciclos después del cortocircuito,

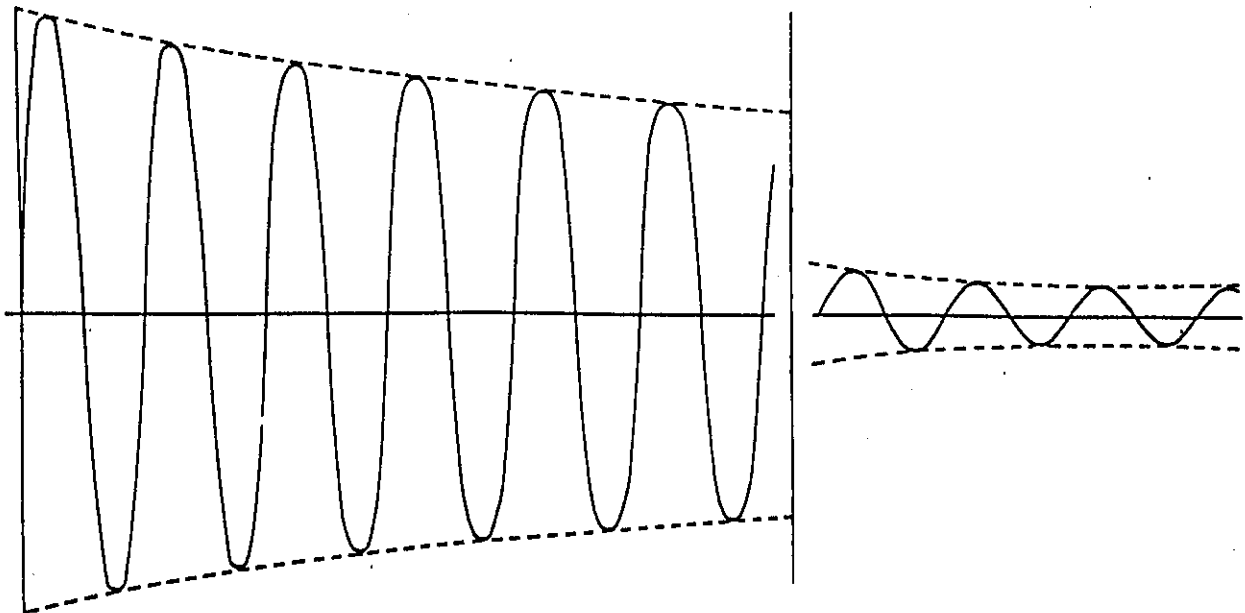


Figura 1.2

Se muestra la curva de la corriente de cortocircuito al momento inicial y cuando ya ha alcanzado su valor estable, el inicio de la gráfica corresponde al punto de ocurrencia de la falla.

2. reactancia transitoria (X'_d) determina la corriente posterior al periodo cuando la reactancia subtransitoria alcanza su valor controlado. La reactancia transitoria es efectiva después de medio segundo o más, dependiendo del diseño de la máquina,
3. reactancia síncrona (X_d) es la reactancia que determina la corriente que circula cuando la condición de estado estable se ha alcanzado. No es efectiva sino hasta algunos segundos después de que ocurre el cortocircuito; por lo tanto, generalmente, no es usada en el cálculo de cortocircuitos.

Un motor síncrono tiene la misma clase de reactancia que un generador. El motor de inducción no tiene bobinas de campo, pero, las barras del rotor actúan como el devanado de amortiguamiento en un generador; entonces, se dice que el motor de inducción solamente tiene reactancia subtransitoria.

1.3 Corrientes simétricas y asimétricas.

Las palabras simétrica y asimétrica describen la forma de las ondas de CA sobre el eje cero. Si la cubierta de los picos de las ondas de corriente son simétricas alrededor del eje cero, se les llama cubiertas de corrientes simétricas figura 1.3. Si la cubierta no es simétrica alrededor del eje cero, se le llama cubiertas de corriente asimétrica. La cubierta es una línea dibujada a través de los picos de la onda, figura 1.4.

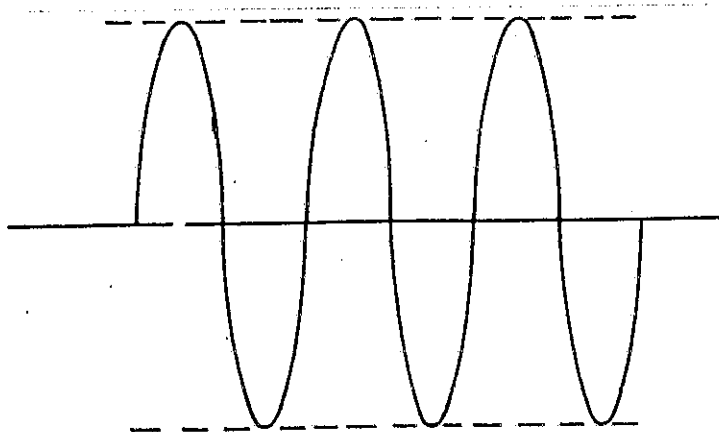


Figura 1.3

Onda de CA simétrica, se observa que la cubierta (línea punteada es simétrica respecto del eje cero)

Muchas de las corrientes de cortocircuito son asimétricas durante los primeros ciclos después de que ocurre el cortocircuito. La corriente asimétrica es mayor durante el primer ciclo después de que ocurre el cortocircuito y en unos pocos segundos, gradualmente, se va haciendo simétrica. Un oscilograma de una corriente de cortocircuito típica se presenta en la figura 1.5.

Generalmente, en los sistemas de potencia, los voltajes generados y servidos son de forma senoidal. Cuando ocurre un cortocircuito, resulta un número considerable de corrientes senoidales de cortocircuito. La siguiente discusión asume que los voltajes y corrientes son senoidales.

El factor de potencia de un cortocircuito está determinado por las resistencia y reactancias en serie en el circuito (desde el cortocircuito hacia atrás, incluyendo la fuente o fuentes de cortocircuito). Por ejemplo, en la figura 1.6, la reactancia es igual al 19%, la resistencia igual al 1.4% y el factor de potencia del cortocircuito igual a 7.4%, determinado por el uso de la fórmula,

$$\begin{aligned}\text{Factor de potencia (en porcentaje)} &= R/Z * 100 \\ &= R/\sqrt{R^2 + X^2} * 100\end{aligned}$$

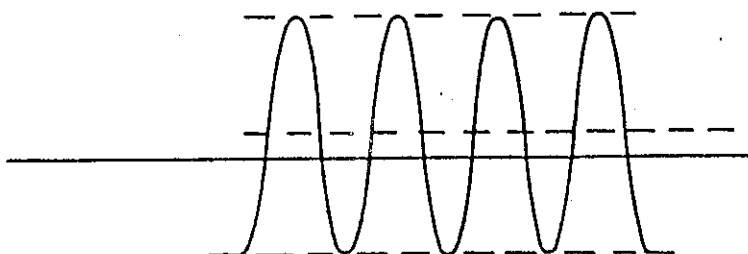
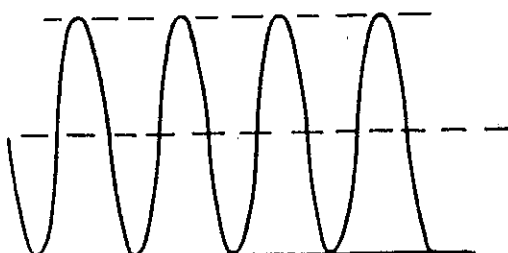


Figura 1.4

Ondas de CA asimétricas. Las envolventes tienen ejes de simetría arriba del eje cero.

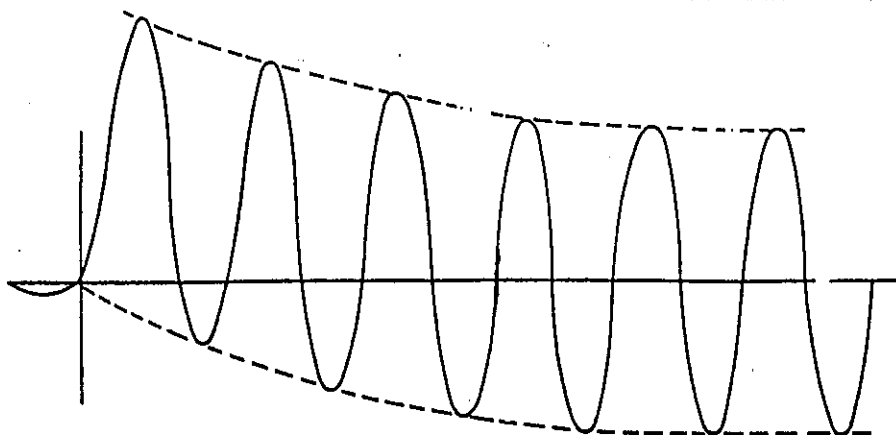


Figura 1.5

Oscilograma de un cortocircuito típico. La cubierta no es sinétrica respecto al eje cero.

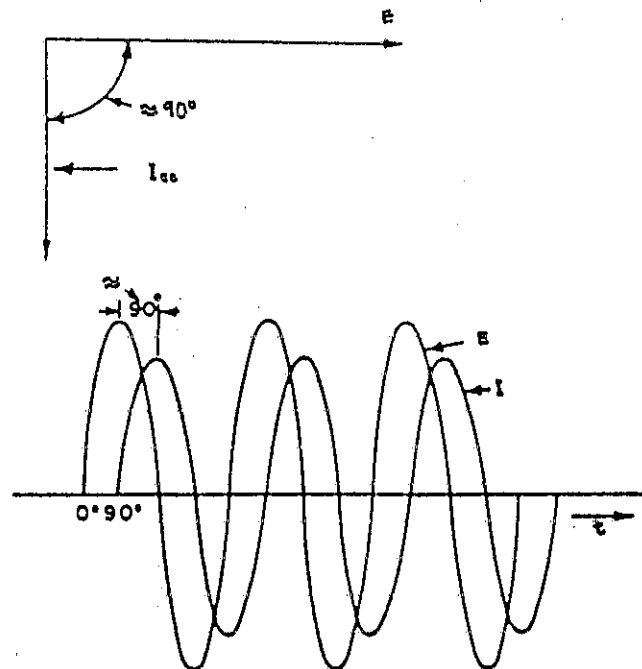
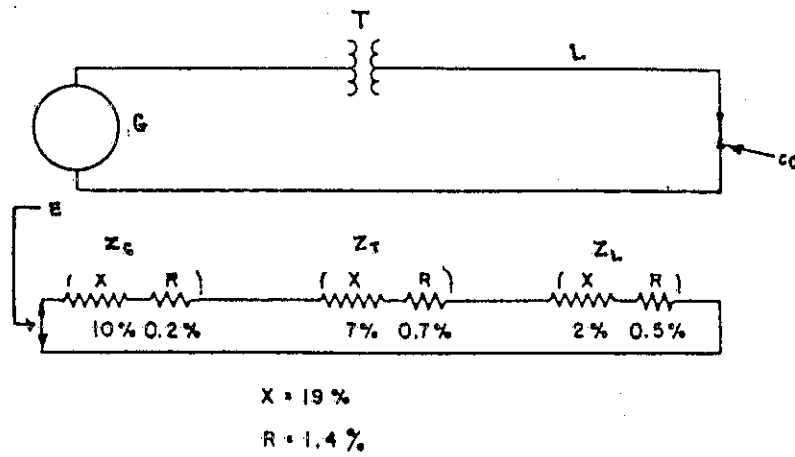


Figura 1.6
Se muestra el diagrama unifilar, el diagrama fasorial y la gráfica de las ondas senoidales de voltaje y corriente de cortocircuito

La relación de la resistencia y la reactancia de un circuito en algunos casos es expresada en términos de la relación X/R . Por ejemplo, la relación X/R del circuito presentado en la figura 1.6 es 13.6.

En circuitos de alto voltaje, la resistencia del circuito incluyendo la resistencia de la fuente, es baja, comparada con la reactancia del circuito. Entonces, la corriente de cortocircuito se retrasa respecto al voltaje de la fuente en, aproximadamente, 90° (véase la figura 1.6). En circuitos de bajo voltaje (abajo de 600 voltios) la tendencia es tener un mayor porcentaje de resistencia y la corriente se retrasará del voltaje en menos de 90° .

Si un cortocircuito ocurre en el pico de la onda de voltaje en un circuito que contiene solamente reactancia, la corriente de cortocircuito iniciará en cero y trazará una onda senoidal que será simétrica respecto del eje cero figura 1.7. Si una corriente de cortocircuito ocurre en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente iniciará en cero pero no será una onda senoidal simétrica respecto del eje cero porque la corriente debe retrasarse respecto al voltaje en 90° . Esto sólo puede ocurrir si la corriente se desplaza del eje cero como se presenta en la figura 1.8.

Los dos casos presentados en las figuras 1.7 y 1.8 son extremos. Uno presenta una corriente totalmente asimétrica y el otro una corriente completamente simétrica. Si el cortocircuito ocurre en algún punto entre el voltaje cero y el voltaje pico, la corriente será asimétrica en algún grado, dependiendo del punto de la onda de voltaje en que ocurre el cortocircuito.

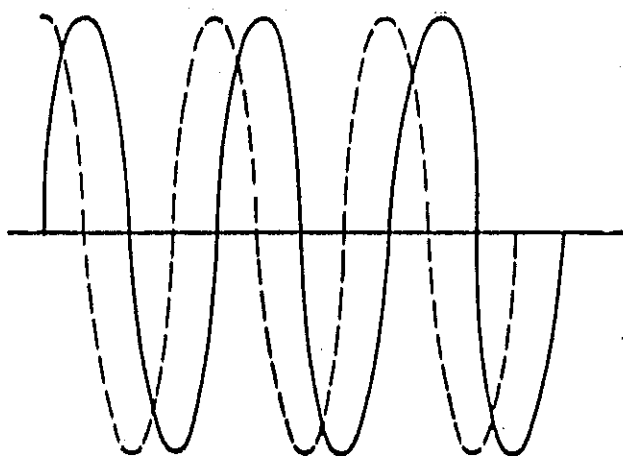


Figura 1.7

Curvas de corriente de cortocircuito (línea continua) y voltaje (línea discontinua) simétricas en un circuito con factor de potencia cero, el cortocircuito ocurre cuando el voltaje es máximo.

En un circuito que contiene resistencia y reactancia, el grado de asimetría puede variar entre los mismos límites que un circuito que solamente contiene reactancia. Pero, el punto de la onda de voltaje en que debe ocurrir el cortocircuito para producir la máxima asimetría, depende de la relación de la resistencia y la reactancia del circuito.

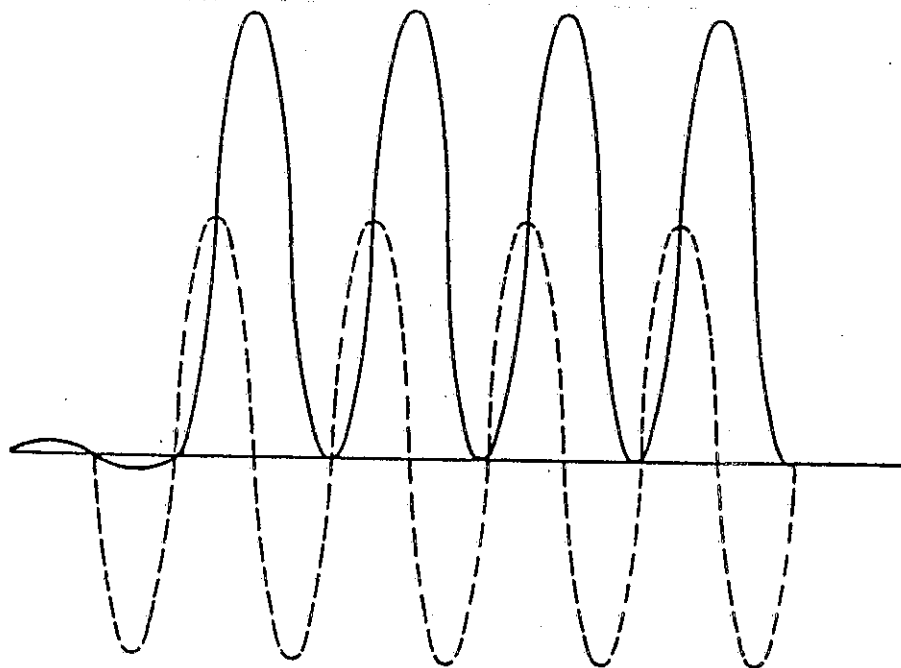


Figura 1.8

Curvas de corriente de cortocircuito (línea continua) y voltaje (línea discontinua) en un circuito con factor de potencia cero, el cortocircuito ocurre cuando el voltaje es igual a cero.

1.3.1 La componente CD de la corriente de cortocircuito asimétrica.

Las corrientes asimétricas se analizan en términos de dos componentes, una corriente simétrica y una componente de CD como se muestra en la figura 1.9. Como se discutió anteriormente, la componente simétrica tiene un máximo en el momento en que ocurre el cortocircuito y decrece a un estado estable debido al aparente cambio de la reactancia de la máquina. En todos los circuitos prácticos, esto es, en lo que contienen resistencia, la componente de CD también decrece (hasta cero) y la energía representada por la componente de CD es disipada con pérdidas I^2R en la resistencia del circuito. La figura 1.10 ilustra el decrecimiento de la componente DC.

La rapidez del decrecimiento de la componente CD está en función de la resistencia y reactancia del circuito. En los circuitos prácticos, la componente de CD decrece hasta cero en uno o seis ciclos.

1.3.2 Corriente de cortocircuito total.

La corriente de cortocircuito total, usualmente, tiene varias fuentes como se ilustra en la figura 1.11. La primera incluye los generadores de la planta o los generadores de la red o ambos. La segunda fuente comprende los motores síncronos. Los motores de inducción y la tercera fuente, están localizados en la planta y/o edificio. Debido a que estas corrientes decrecen con el tiempo debido a la reducción del flujo después del cortocircuito, la corriente de cortocircuito total también decrece con el tiempo. Si se considera solamente la componente simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud de la corriente es máxima en el primer medio ciclo, después del cortocircuito y es de menor valor después de unos cuantos ciclos. Nótese que la componente del motor de inducción desaparece, completamente, después de uno o dos ciclos.

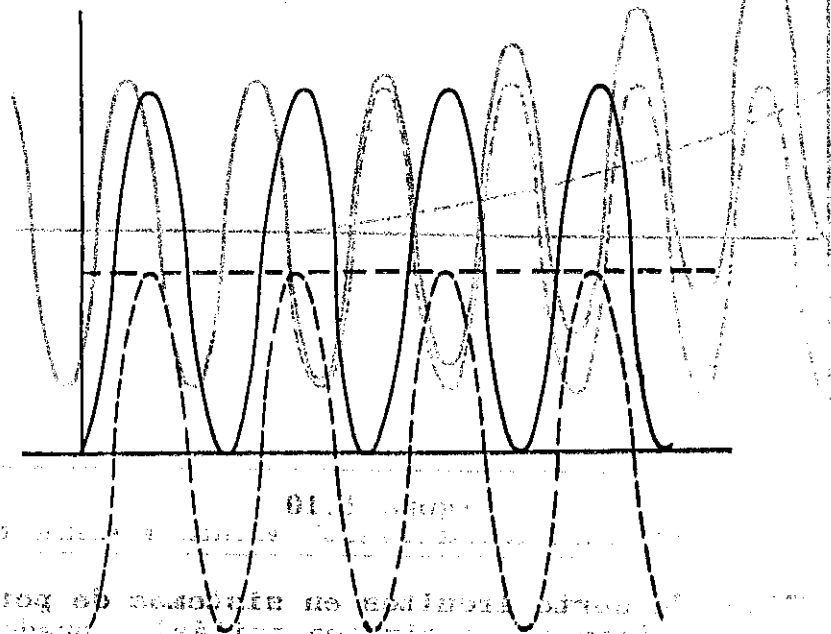


Figura 1.9

Componentes de la corriente de cortocircuito (línea continua) mostrada en la figura 1.8, la componente CD (línea horizontal discontinua) y componente CA (senoidal discontinua)

La magnitud durante los primeros ciclos es incrementada, además, por la componente de CD figura 1.12. Esta componente también decrece con el tiempo, acentuando la diferencia de magnitud de la corriente de cortocircuito en el primer ciclo y unos pocos ciclos después.

1.4 Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

El cálculo del valor preciso de una corriente asimétrica en un tiempo después de la ocurrencia del cortocircuito es un difícil proceso. En consecuencia, métodos simplificados se han desarrollado en los que las corrientes de cortocircuito ceden, parcialmente,

para su ajuste con los rangos de los distintos dispositivos y equipos del sistema de protección.

El valor de la componente simétrica o componente CA se determina por el uso de la impedancia adecuada y el uso de la ecuación $I = E/Z$, en donde E es el voltaje de la red y Z (o X) es la impedancia (o reactancia) propia del sistema de potencia, desde el punto de cortocircuito hacia atrás e incluye la fuente o fuentes de corriente de cortocircuito. El valor de la impedancia propia se determina recordando la base del dispositivo o equipo en consideración.

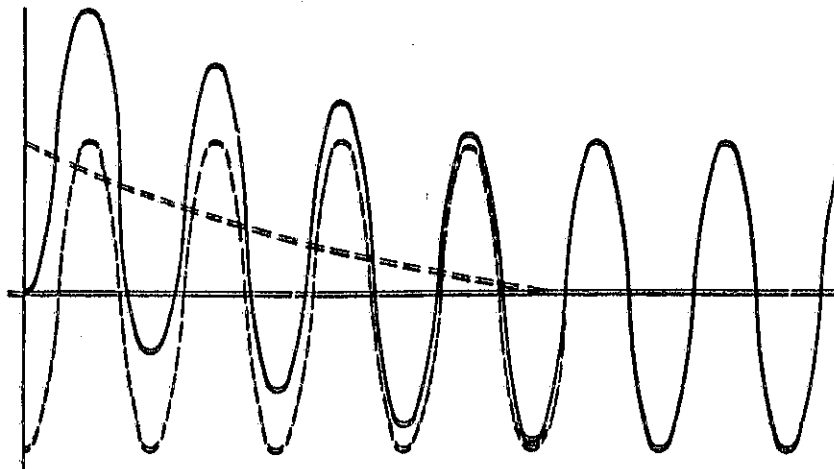


Figura 1.10

Oscilograma mostrando el decaimiento de la componente CD y el efecto de asimetría de la corriente.

1.4.1 Tipos de cortocircuitos en sistemas de potencia.

Los cortocircuitos en un sistema trifásico pueden ocurrir de varias maneras. El dispositivo o equipo de protección debe tener la habilidad de interrumpir o soportar cualquier tipo de cortocircuito que pueda ocurrir. El tipo básico de cortocircuito debe describirse, pero es importante notar que el cálculo básico para la selección de equipo es el cortocircuito trifásico.

1.4.1.1 Cortocircuito trifásico.

Un cortocircuito trifásico describe la condición en la que los tres conductores están conectados con impedancia cero entre ellos, como si estuvieran sólidamente conectados.

Aunque esta condición de cortocircuito no es la de mayor frecuencia de ocurrencia, generalmente, de ésta resulta el mayor valor de cortocircuito y por esta razón es el cálculo básico de cortocircuito en los sistemas de potencia, comerciales e industriales.

1.4.1.2 Cortocircuito de línea a línea.

En muchos sistemas de potencia trifásicos, el nivel de corrientes de cortocircuito de línea a línea es, aproximadamente,

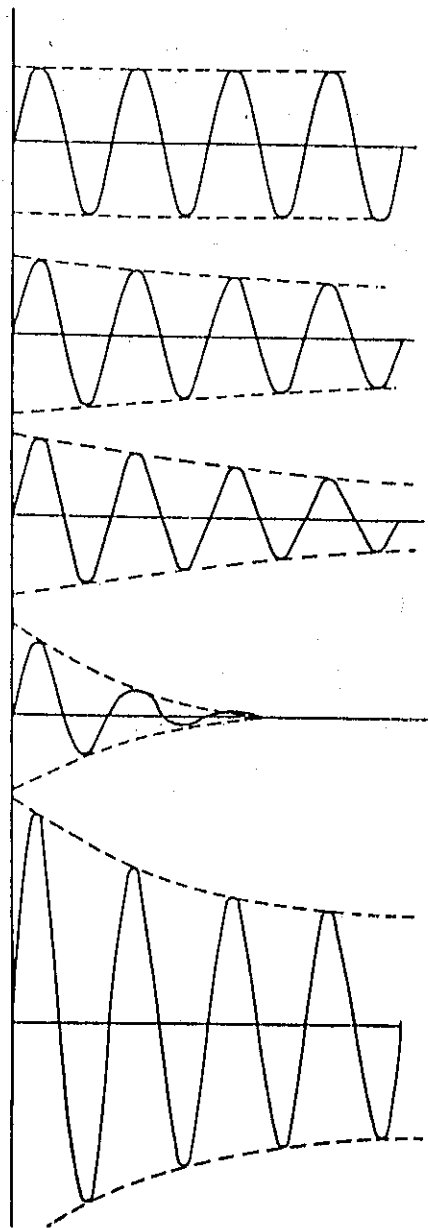


Figura 1.11

Corrientes simétricas de las fuentes de corriente de cortocircuito combinadas en la corriente total. De arriba hacia abajo: servicio eléctrico, generadores, motores síncronos, motores de inducción y la corriente total.

del 87% de la corriente de cortocircuito trifásico, pero, este cálculo, frecuentemente, se requiere porque no es el máximo valor.

1.4.1.3 Cortocircuito de línea a tierra.

En los sistemas sólidamente aterrizados, el cortocircuito de línea a tierra es, usualmente, igual o menor que la corriente de cortocircuito trifásico. Algunas veces es significativamente menor que la corriente de cortocircuito trifásico debido a la elevada impedancia del circuito de retorno a tierra (como, conduits, bandejas, conductor de tierra y acero de la construcción). El cálculo de cortocircuito de línea a tierra es, raras veces, necesario en sistemas de potencia de bajo voltaje, industriales y comerciales sólidamente aterrizados.

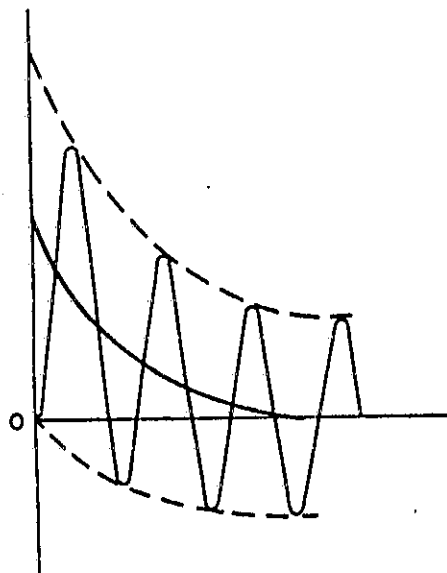


Figura 1.12

Corriente de cortocircuito asimétrica, más la componente de CD de todas la fuentes de corriente de cortocircuito.

Cuando es necesario, la técnica de componentes simétricas es utilizada para el análisis del cortocircuito de línea a tierra, en donde la corriente de línea a tierra puede ser expresada como:

$$I_{sc} = \frac{3 E_{1-n}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_{\pi}}$$

En donde E_{1-n} = Voltaje de línea a neutro.
 Z_1 = Impedancia de secuencia positiva.
 Z_2 = Impedancia de secuencia negativa.
 Z_0 = Impedancia de secuencia cero.
 Z_{π} = Impedancia de retorno a tierra, incluyendo la resistencia del resistor de puesta a tierra, si hay.

En sistemas de medio voltaje (2.4-13.8 kV) con resistencia de puesta a tierra el resistor es seleccionado, generalmente, para limitar la corriente de falla a valores entre los 400 y 2,000 amperios. Las magnitudes de fallas de línea a tierra en estos sistemas está determinada, principalmente, por el resistor en sí mismo y el cálculo de cortocircuito de línea a tierra, generalmente, no se requiere.

1.4.1.4 Arco del cortocircuito.

Muchos cortocircuitos de sistema de potencia, particularmente, en sistemas de bajo voltaje, tienden a presentar arco eléctrico.

La falla con arco puede mostrar un nivel de corriente de cortocircuito mucho más bajo que un cortocircuito directo en el mismo lugar, particularmente, en sistemas de bajo voltaje. Este nivel bajo de corriente de cortocircuito se debe, en parte, a la inserción de la impedancia del arco en el circuito.

Los bajos niveles de corriente de cortocircuito por arqueo en sistemas de bajo voltaje es muy importante en el diseño de un adecuado sistema de protección.

1.5 Detalle de cálculo de corrientes de cortocircuito.

Se van a presentar los detalles de cálculo de corriente de cortocircuito. Muchos de los detalles de los cálculos o estudios de cortocircuito envuelven la representación de las impedancias propias del sistema desde el punto de cortocircuito hacia atrás e incluye las fuentes de corriente de cortocircuito. Después que esta representación es concluida, el cálculo de cortocircuito se hace más sencillo. Se presenta un procedimiento paso a paso que proporcionará las bases para hacer los cálculos de cortocircuito para muchos tipos de sistemas de potencia, industriales y comerciales desde una gran planta industrial en donde el servicio primario puede ser de 115 kV con voltajes de distribución y utilización de 13.8 kV, 2.4 kV, 480Y/277 voltios y 208Y/120 voltios, incluyendo generación en planta, para un sistema de un edificio en donde los voltajes de servicio y utilización son de 208Y/120 voltios. El sistema industrial requerirá una representación grande y muchos pasos, mientras que el sistema del edificio puede requerir una representación mínima con solamente unos cuantos pasos. A veces, un cálculo de cortocircuito es requerido sólo para una parte del sistema -por ejemplo, para determinar la capacidad nominal de cortocircuito del equipo requerida para servir desde un nuevo alimentador a un equipo de servicio de un edificio o para sistemas de bajo voltaje en donde las únicas fuentes de corriente de cortocircuito son los transformadores de entrada (o el sistema de servicio eléctrico) y motores de inducción.

1.5.1 Procedimiento paso a paso.

Los siguientes pasos identifican las consideraciones básicas para hacer los cálculos de corrientes de cortocircuito. En los sistemas más simples, varios pasos pueden ser combinados -por ejemplo, el uso de un diagrama unifilar combinado con un diagrama de impedancias.

1. Prepárese un diagrama unifilar del Sistema. Inclúyanse todos los elementos significativos del sistema.

2. Defina el punto de localización de la falla y el tipo de cálculo de cortocircuito que requiera, basado en el tipo de equipos que estará aplicando. Considérense las variaciones requeridas de las condiciones de operación del sistema para mostrar los funcionamientos más severos. Asígnese número de barra o identificación conveniente a la localización del cortocircuito.

3. Prepare un diagrama de impedancias. Para sistemas arriba de 600 Voltios, dos diagramas son los que, usualmente, se requieren para calcular la interrupción y la operación momentánea para interruptores de protección de alto voltaje. Anteriormente, ya se desarrolló sobre los rangos de cortocircuito que se requieren para las varias clases de equipos como también las reactancias de la máquinas a utilizarse para el diagrama de impedancia. Selecciónese el voltaje y la potencia aparente en kVA base para el estudio cuando se utiliza el sistema por unidad.

4. Para las condiciones y localización de cortocircuito designados, se resuelve la red de impedancia y se calcula la corrientes simétricas requeridas (E/Z o E/X).

1.5.2 Diagrama unifilar del sistema.

El diagrama unifilar es fundamental para el análisis de cortocircuito. Deberán incluirse todos los equipos y componentes significativos y mostrar su interconexión. La figura 1.13 ilustra un diagrama unifilar de un sistema típico.

1.5.3 Requerimiento de tipo y localización de la falla.

Todas las barras deberán ser numeradas o identificadas de alguna manera. Se debe seleccionar la localización en donde se requieren los cortocircuitos. En muchos estudios, se considera que todas las barras sufren falla. El tipo de corrientes de cortocircuito que se requiere está basado en los rangos de cortocircuito de los equipos localizados en la barra fallada.

1.5.4 Condiciones del sistema para servicio más severo.

Algunas veces es bastante difícil predecir cuál de las propuestas o posibles condiciones del sistema podrán ser investigadas para revelar las más severas condiciones de operación para los distintos componentes. Las condiciones de servicio más severas son las más probables en la contribución de las capacidades de los componentes. El crecimiento futuro y el cambio en el sistema pueden modificar las corrientes de cortocircuito. Por ejemplo, la corriente de cortocircuito del sistema de servicio eléctrico disponible para una planta puede ser de 150 MVA. Pero los planes de crecimiento futuro pueden incrementar la corriente disponible a 750 MVA después de varios años. Este incremento podrá incrementar, sustancialmente, la capacidad de los equipos en la planta. Por eso, el incremento debe ser considerado en los cálculos presentes para que se seleccione el equipo adecuado para la planta. De manera similar, el crecimiento de la planta hará que la disponibilidad de cortocircuito se incremente en varias partes del sistema de potencia, de manera que las expansiones futuras deben considerarse inicialmente.

La condición de servicio más severa ocurre cuando la máxima concentración de maquinaria está en operación y todas las

interconexiones están cerradas. Las condiciones que más probablemente influyan en el servicio crítico incluyen:

1. ¿Qué máquinas y circuitos van a ser considerados en operación real?
2. ¿Qué unidades interruptoras van a ser abiertas o cerradas?
3. ¿Qué expansiones futuras o cambios en el sistema afectarán las corrientes de cortocircuito en la planta?

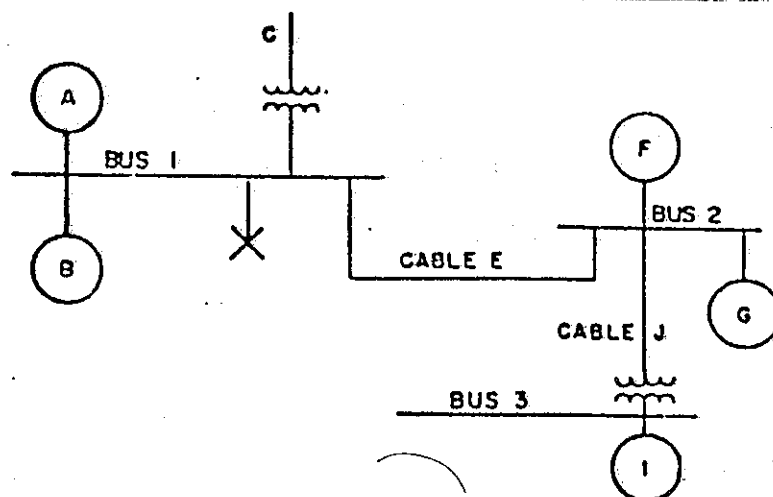


Figura 1.13
Diagrama Unifilar de un sistema eléctrico industrial típico.

1.5.5 Preparación del diagrama de impedancia. El diagrama de impedancias muestra las impedancias de los circuitos interconectados que influyen en la magnitud de la corriente de cortocircuito. El diagrama se deriva del diagrama unifilar, mostrando una impedancia para cada componente del sistema que ejerce un efecto significativo en la magnitud de la corriente. No solamente deben interconectarse las impedancias para reproducir las condiciones actuales del circuito, también será muy útil preservar el mismo patrón usado en el diagrama unifilar, como en la figura 1.14.

1.5.6 Valores de las impedancias. Los valores de las impedancias de los componentes están expresados en términos de las siguientes unidades:

1. Ohmios por fase,
2. porcentajes en un rango de kVA o una base de referencia en kVA.
3. por Unidad en una potencia en kVA de referencia.

En la formulación del diagrama de impedancias, todos los valores de impedancias deben ser expresados en las mismas unidades.

1.5.7 Uso de valores por unidad u ohmios. Los cálculos de cortocircuito pueden hacerse con impedancias representadas en valores por unidad o en ohmios. Ambas representaciones darán resultados idénticos, pero ¿Cuál deberá usarse?

En general, si el sistema que se estudia tiene varios niveles de voltaje o es un sistema de alto voltaje (arriba de 600 V), la representación en impedancias en valores por unidad dará un fácil y más directo cálculo. El sistema por valores por unidad es ideal para el estudio de sistemas de voltajes múltiples. También, muchos de los componentes incluidos en redes de alto voltaje, (máquinas, transformadores y sistemas de potencia) dan sus valores en porcentaje o en valores por unidad y, entonces, no se requiere de una conversión.

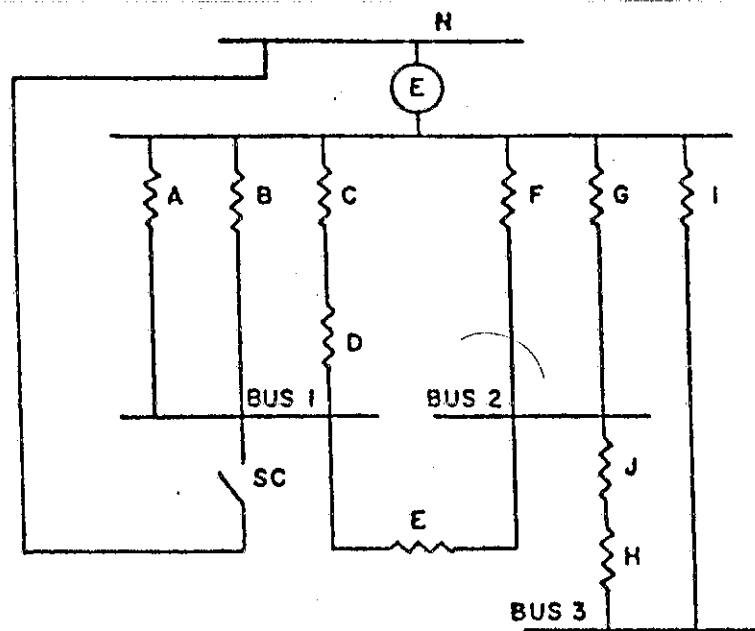


Figura 1.14

Diagrama de impedancias equivalente al sistema representado en la figura 1.13

Por otro lado, sistemas en donde hay pocas o ninguna transformación de voltaje y en donde muchos conductores están incluidos en la impedancia de la red, la representación de los elementos del sistema en ohmios puede dar un fácil y más directo método de cálculo.

1.5.8 Despreciando la resistencia. Todos los componentes del sistema tienen una impedancia Z que consiste en una resistencia R y una reactancia X , en donde:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Muchos de los componentes del sistema tales como las máquinas rotativas, transformadores y reactores, tienen elevados valores de reactancia comparados con la resistencia. Cuando la impedancia del sistema está integrado, principalmente, de tales componentes, la magnitud de la corriente de cortocircuito que se calcula por la ecuación básica $I=E/Z$, es determinada, principalmente, por la reactancia, de tal manera que la resistencia puede ser, prácticamente, despreciada en el cálculo. Esto permite un cálculo mucho más simple porque entonces $I=E/X$.

Sin embargo, los conductores (cables, barras y líneas aéreas) tienen una resistencia significativa comparada con su reactancia así que cuando el sistema de impedancia contiene considerable impedancia de conductores, la resistencia puede tener un efecto en la magnitud de la corriente de cortocircuito y debe incluirse en el cálculo.

El resultado es el aparente uso intercambiable de Z y X . El concepto adecuado es que cuando la resistencia no afecte, significativamente, el cálculo de la corriente de cortocircuito, se puede usar una red de reactancias solas, representando la impedancia del sistema. Cuando la relación de la reactancia y la resistencia (relación X/R) de las impedancias del sistema es mayor de 4, resultarán errores despreciables (menos del 3%) al haber despreciado la resistencia. El despreciar la resistencia introduce algún error pero siempre incrementa la corriente calculada.

En sistemas arriba de 600 V, las relaciones de X/R , usualmente, son mayores de 4 y la resistencia puede ser despreciada, generalmente, en los cálculos de cortocircuito. Sin embargo, en sistemas de menos de 600 V, la relación de X/R del circuito en los puntos lejanos del transformador de servicio, puede ser baja y la resistencia de los conductores del circuito deben ser incluida en los cálculos de cortocircuito. Por su alta relación de X/R , las máquinas rotativas, los transformadores y los reactores son, generalmente, representados solamente por su reactancia sin hacer caso del voltaje del sistema, siendo una excepción los transformadores con impedancias de menos de 4%.

1.5.9 Representación en valores por unidad. En el sistema en valores por unidad, hay cuatro cantidades base: Potencia o kVA base, voltaje base, ohms base y corriente o amperios base. Cuando a dos de los cuatro se les asignan valores, los otros dos valores pueden ser calculados. Es una práctica común para realizar estudios establecer los valores base de kVA y voltaje. Los amperios base y los ohms base se calculan para cada uno de los niveles de voltaje en el sistema. Los kVA asignados pueden ser los kVA nominales de una de las piezas predominantes en los equipos del sistema, tal como un generador o transformador, pero se selecciona un número más conveniente como base, tal como 10,000 kVA. La última selección tiene alguna ventaja de ser común cuando se hacen muchos estudios, dado que, así, la impedancia o reactancia de los componentes no deberá convertirse a una nueva base.

El voltaje nominal del sistema de línea a línea es usado, normalmente, como voltaje base. La conversión de impedancias a valores por unidad de un estudio con una base de kVA puede ser

ilustrado por varios equipos que lo componen. A continuación se muestran algunas relaciones de uso frecuente para valores por unidad.

1.5.9.1 Ecuaciones básicas para valores por unidad.

$$\text{Voltaje por unidad} = \frac{\text{Voltaje real}}{\text{Voltaje base}}$$

$$\text{Corriente por unidad} = \frac{\text{Corriente real}}{\text{Corriente base}}$$

$$\text{Ohmios por unidad} = \frac{\text{Ohmios real}}{\text{Ohmios base}}$$

Para sistemas trifásicos:

Valores asignados:

Voltaje base: voltaje de línea a línea

Potencia base: potencia trifásica (kVA)

Valores derivados:

$$\text{Corriente base} = \frac{\text{kVA base (1 000)}}{\sqrt{3} (\text{Voltaje base})}$$

ó

$$= \frac{\text{kVA base}}{\sqrt{3} \text{ kV}}$$

$$\text{Ohmios base} = \frac{\text{Voltaje base}}{\sqrt{3} (\text{Corriente base})}$$

$$\text{Ohmios base} = \frac{(\text{kV base})^2 (1.000)}{\text{kVA base}}$$

Para el cambio de un valor por unidad en una base anterior a una base nueva

$$\text{Nueva } X_{pu} = \text{Anterior } X_{pu} \frac{(\text{kVA Nueva base})}{(\text{kVA Anterior base})}$$

1.5.9.2 El sistema de servicio eléctrico. El sistema de servicio eléctrico, usualmente, es representado por una reactancia equivalente simple referida al punto de conexión del usuario con su corriente de cortocircuito disponible, equivalente del sistema. Este valor es obtenido de la compañía de servicio eléctrico y se expresa de varias maneras.

1. kVA de cortocircuito trifásico disponible.
2. Corriente de cortocircuito trifásico disponible a un voltaje dado.
3. Reactancia en porcentaje o por unidad en una base de kVA específica.
4. Reactancia en ohmios por fase (algunas veces $R + jX$) a un voltaje dado.

La relación de X/R de la fuente del sistema varía grandemente. Las fuentes cercanas a la plantas de generación tiene altas relaciones de X/R (15-30) mientras que los niveles de cortocircuito de líneas aéreas largas tienen bajas relaciones de X/R (2-15). Típicamente, los valores de X/R de una fuente del sistema es de 5 a 12. Como se explicó anteriormente, la resistencia puede ser despreciada con pequeños errores (menores del 3%) cuando la relación de X/R es mayor de 4. Sin embargo, siempre es más preciso cuando se incluye la resistencia. Si la relación de X/R se conoce o se estima, entonces, la resistencia se puede determinar partiendo del valor de X y la relación X/R .

1.5.9.3 Transformadores. La reactancia (impedancia) de los transformadores muy comúnmente se expresa como un valor en porcentaje ($X\%$ o $Z\%$) en los kVA nominales del transformador (estos valores de impedancia están expresados usualmente en los kVA nominales con autoenfriamiento).

1.5.9.4 Cables, conductores y barras. La resistencia y reactancia de las barras, cables y conductores, frecuentemente, están disponibles en términos de ohmios por fase, por unidad de longitud. Para cables de alto voltaje (arriba de 600 V) generalmente, se puede despreciar la resistencia; de hecho, para cables de alto voltaje cortos (menos de 300 m) se desprecia toda su impedancia con un pequeño error.

1.5.9.5 Máquinas rotativas. Las reactancias de las máquinas rotativas, usualmente, están expresadas en términos de reactancia porcentuales ($X\%$) o reactancias por unidad (X_{pu}) en los kVA nominales de la máquina. Tanto la reactancia subtransitoria (X'') como la reactancia transitoria (X') deben seleccionarse, dependiendo del cálculo de cortocircuito que se requiere.

1.5.9.5.1 Motores de más de 600 V nominales. Estos motores son, generalmente, de elevados caballajes y tienen un aporte significativo para la magnitud de la corriente de cortocircuito. Los motores grandes de varios miles de caballos deberán ser considerados individualmente a sus reactancias, deberán ser determinadas con mucha precisión antes de iniciar un estudio de cortocircuito. Sin embargo, en las plantas más grandes en donde hay gran número de motores de cientos de hp, cada uno localizado en una barra, es algo deseable agrupar tales motores y representarlos como un motor único equivalente con una reactancia en el diagrama de impedancias.

1.5.9.5.2 Motores de menos de 600 V nominales. En sistemas de 600 V o menos, los motores grandes (o sea motores de varios cientos de hp) son muy pocos en número y representan solamente una pequeña fracción del total de potencia motriz conectada. Estos motores grandes pueden representarse, individualmente, o, agruparse con los motores pequeños, representando el grupo completo como un motor único en el diagrama unifilar. Los motores pequeños, frecuentemente, son conectados y desconectados, lo que hace, prácticamente imposible, predecir cuáles estarán en línea cuando ocurra el cortocircuito. Por lo tanto, los motores pequeños, generalmente, se agrupan y se asume que están funcionando.

En donde no están disponibles los datos, se pueden utilizar los siguientes procedimientos para representar la reactancia de un grupo de motores misceláneos:

1. En sistemas de 600 ó 480 V, se asume que los motores en funcionamiento están agrupados en la barra secundaria del transformador y tienen una reactancia del 25% en un rango de kVA igual al 100% del rango del transformador.

2. En todos los sistemas de 208 y 240 V, una importante fracción de la carga está formada por los circuitos de iluminación, se asume que los motores en operación están agrupados en la barra secundaria del transformador y tienen una reactancia del 25% en un rango de kVA igual al 50% del rango del transformador.

3. Los grupos de pequeños motores de inducción que están servidos desde un centro de control de motores (CCM) pueden ser representados por un grupo que tiene una reactancia del 25% en el rango igual a la potencia motriz conectada.

1.5.9.5.3 Sistemas de voltaje múltiple. Las prácticas recomendadas por las normas para representar máquinas rotativas en los cálculos de cortocircuito para sistemas con voltaje múltiple son las siguientes:

TIPO DE MAQUINA ROTATIVA	PRIMER CICLO	1.5-4 CICLO
Todos los generadores de turbina, todos lo generadores hidráulicos sin devanados de amortiguamiento, todos los condensadores	$1.00 X''_d$	$1.00 X''_d$
Todos los generadores hidráulicos con devanados de amortiguamiento	$0.75 X''_d$	$0.75 X''_d$
Todos los motores sincrónicos	$1.00 X''_d$	$1.50 X''_d$
Motores de Inducción		
Arriba de 1,000 hp a 1,800 rpm o menos	$1.00 X''_d$	$1.50 X''_d$
arriba de 250 hp a 3,600 rpm	$1.00 X''_d$	$1.50 X''_d$
todos los otros arriba de 50 hp	$1.20 X''_d$	$3.00 X''_d$
todos los otros de menos de 50 hp	$1.67 X''_d$	Despreciable

Tabla 1.1 Representación de Máquinas Rotativas.

1.5.9.6 Otras impedancias de los circuitos. Hay otras impedancias de los circuitos tales como las asociadas con los interruptores de protección, los transformadores de corriente, la estructura y conexión de las barras las cuales con tal de facilitar el cálculo son despreciadas usualmente en los cálculos de cortocircuito. La exactitud de los cálculos, generalmente, no es afectada porque los efectos de las impedancias son pequeños y omitirlas da una corriente elevada de cortocircuito. Sin embargo, en sistemas de bajo voltaje y particularmente en 208 V, hay casos en los que la inclusión de estas impedancias en los cálculos resulta en bajas corrientes de cortocircuito y permite el uso de componentes del circuito de rangos más bajos de corriente.

1.5.9.7 Impedancias conectadas en paralelo. Además de los componetes ya mencionados, cada sistema incluye otros componentes

o cargas que podrán ser representados en un diagrama como impedancias en paralelo. Como ejemplo están las luminarias, soldadoras, hornos y capacitores. Una solución técnica precisa requiere que estas impedancias sean incluidas en el circuito equivalente que se utilizará en los cálculos de corriente de cortocircuito, pero, las consideraciones prácticas permiten como práctica general omitirlas. Tales impedancias son, relativamente, de altos valores y su omisión no afecta, significativamente, el resultado de los cálculos.

1.5.9.8 Voltaje equivalente del sistema. El voltaje equivalente del sistema (E) en la ecuación básica puede ser representado por el uso de un voltaje general simple como se muestra en la figura 1.14, mejor que el arreglo de voltajes generados desiguales e individuales actuando dentro de las máquinas rotativas individuales. Este voltaje de sistema equivalente simple es igual al voltaje, previo a la falla en los puntos de ocurrencia de la falla. El circuito equivalente es una transformación válida lograda por la aplicación del Teorema de Thevenin y permite una determinación precisa de la corriente de cortocircuito para los valores asignados a la impedancia del sistema. El voltaje previo a la falla, referido, normalmente, se toma como el voltaje nominal del sistema en el punto de falla, así, este cálculo le da el valor de la máxima corriente de cortocircuito que puede producirse por el máximo voltaje de operación probable.

Cuando se hace el cálculo de cortocircuito en sistemas trifásicos balanceados, una representación monofásica del sistema trifásico se utiliza de manera que todas las impedancias están expresadas en ohmios por fase y el voltaje equivalente del sistema (E) es expresado en el voltaje de línea a neutro. El voltaje de línea a neutro es igual al voltaje de línea a línea dividido entre $\sqrt{3}$.

Cuando se usa el sistema en valores por unidad, si las impedancias del sistema en valores por unidad están establecidas en el voltaje base igual al voltaje nominal del sistema, el voltaje equivalente del sistema es igual a 1.0. En el sistema en valores por unidad, tanto el voltaje de línea a línea como el voltaje de línea a neutro tienen el mismo valor, es decir 1.0.

Cuando los valores de impedancia del sistema están expresados en ohmios por fase más que en valores por unidad, el voltaje equivalente del sistema deberá ser igual al voltaje del sistema de línea a neutro; por ejemplo, 277 V para un voltaje del sistema de 480 V.

1.5.10 Determinación de las corrientes de cortocircuito. Después que se ha preparado el diagrama de impedancias, se puede determinar la corriente de cortocircuito. Esto puede lograrse por medio de operaciones manuales o por medio de computadoras.

En general, la presencia de anillos cerrados en la red de impedancias, tal como puede ocurrir en un sistema de plantas industriales de alto voltaje y la necesidad de conocer las capacidades de cortocircuito en muchos puntos del sistemas puede favorecer la selección del uso de una computadora haciéndose económico por la rapidez de los resultados. Los sistemas radiales

simples, tales como los usados en sistemas de bajo voltaje, pueden resolverse fácilmente.

Los cálculos para obtener la corriente simétrica de cortocircuito son $I=E/Z$ en donde E es el voltaje equivalente del sistema y Z (o X) es la impedancia simple equivalente de la red.

Cuando los cálculos son hechos en valores por unidad se aplican las siguientes fórmulas:

-corriente de cortocircuito trifásico simétrico en valores por unidad

$$I_{pu} = E_{pu}/Z_{pu}$$

Corriente de cortocircuito trifásico simétrico en amperios

$$I = I_b/Z_{pu}$$

Potencia de cortocircuito trifásico simétrico en kVA

$$kVA = kVA_b/Z_{pu}$$

En donde:

I_{pu} = Corriente en valores por unidad.

Z_{pu} = Impedancia equivalente de la red en valores por unidad.

E_{pu} = Voltaje equivalente en valores por unidad.

I_b = Corriente base.

kVA_b = Potencia base.

Cuando los cálculos se hacen en ohmios:

Corriente de cortocircuito trifásico simétrico en amperios

$$I = E_{1-n}/Z$$

en donde E_{1-n} = voltaje de línea a neutro

Z = impedancia equivalente de la red en ohmios por fase.

Se necesita una nueva combinación de impedancias para determinar la impedancia equivalente de la red para cada uno de los puntos de localización de falla.

Para sistemas radiales, se pueden resolver con la ecuaciones simples. Para sistemas que contienen anillos o lazos puede ser necesario utilizar la conversión de estrella a delta de impedancias o viceversa.

1.5.11 Análisis de componentes simétricas de una red trifásica.

Un sistema de potencia, normalmente, se trata como un sistema trifásico balanceado. En general, cuando ocurre una falla, la simetría de la red balanceada desaparece, resultando la aparición de corrientes y voltajes desbalanceados en la red. La excepción a esta regla es la falla trifásica, porque en ésta se ven envueltas igualmente las tres fases en la misma ubicación, y ésta se describe como una falla simétrica. Por medio del uso de la teoría de las componentes simétricas y el empleo del concepto de reemplazar las fuentes normales del sistema por una fuente en el punto de falla es posible analizar estas condiciones de falla.

Desde el punto de vista de la aplicación de las protecciones es esencial conocer la distribución de la corriente de falla a través del sistema y los voltajes en las diferentes partes del sistema debido a la falla. Además, los valores del límite de la corriente deben conocerse si la falla será eliminada selectivamente.

Por medio del Principio de superposición se puede demostrar que cualquier sistema trifásico de fasores puede ser reemplazado por tres sistemas de fasores (simétricos) balanceados; dos sistemas son trifásicos, pero, tienen rotación inversa de fases y un sistema está compuesto de tres fasores en fase. Estos sistemas de fasores son descritos como componentes de secuencia positiva, componentes de secuencia negativa y componentes de secuencia cero, respectivamente.

Las ecuaciones entre las magnitudes de fase y secuencia son las siguientes:

$$E_a = E_1 + E_2 + E_0$$

$$E_b = a^2 E_1 + a E_2 + E_0$$

$$E_c = a E_1 + a^2 E_2 + E_0$$

$$E_1 = 1/3(E_a + a E_b + a^2 E_c)$$

$$E_2 = 1/3(E_a + a^2 E_b + a E_c)$$

$$E_0 = 1/3(E_a + E_b + E_c)$$

en donde todas las cantidades están referidas a la fase A.

Un conjunto de ecuaciones similares se puede escribir para las corrientes de fase y secuencia. La figura 1.15 ilustra la solución de un sistema de vectores desbalanceados.

Cuando ocurre una falla en un sistema de potencia, las impedancias de fase ya no son idénticas (excepto en caso de fallas trifásicas) y resultan voltajes y corrientes que están desbalanceados, el punto de mayor desbalance viene a ser el punto de falla. Utilizando el teorema de Thevenin se puede reemplazar todo el sistema por una sola fuente de voltaje con un voltaje igual al voltaje en el punto de falla antes de que ésta ocurra y una impedancia equivalente. De aquí, el sistema de impedancias permanece simétrico, visto desde la falla y el punto de falla puede ser considerado como el punto de inyección al sistema de los voltajes y corrientes desbalanceados.

Esta es una muy importante aproximación en la definición de las condiciones de falla dado que permite representar al sistema por una red de la secuencia correspondiente, utilizando el método de componentes simétricas.

Las redes se describen como redes de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero; y, solamente, aparecen las corrientes y voltajes de la secuencia apropiada, no habiendo ninguna conexión entre las redes.

1.5.11.1 Impedancias de secuencia y redes de secuencia. La caída de tensión que se origina en una parte cualquiera de un circuito por la corriente de una secuencia determinada, depende de la impedancia de tal parte del circuito para la corriente de dicha secuencia. La impedancia de una sección cualquiera de una red equilibrada frente a la corriente de una secuencia, puede ser distinta a la impedancia frente a la corriente de otra secuencia.

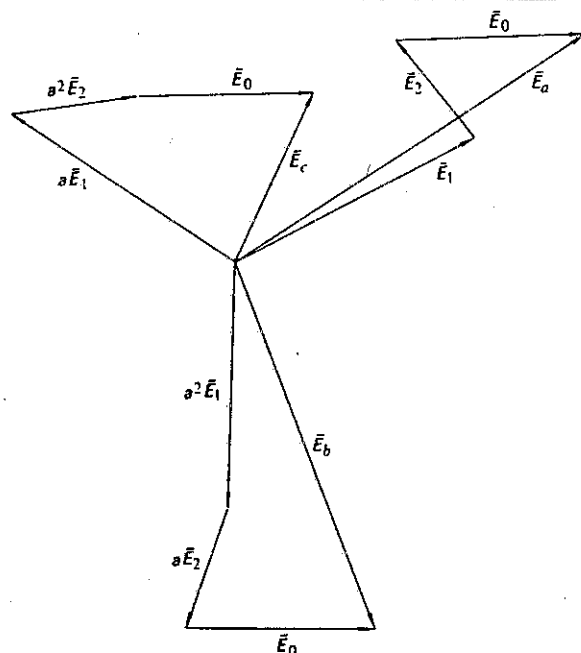


Figura 1.15
Solución de un sistema de fasores desbalanceados.

La impedancia de un circuito cuando por él circulan solamente corrientes de secuencia positiva se llama impedancia a la corriente de secuencia positiva. Similarmente, si sólo existen corrientes de secuencia negativa, la impedancia se denomina impedancia a la corriente de secuencia negativa. Cuando existen únicamente corrientes de secuencia cero, la impedancia se llama impedancia a la corriente de secuencia cero. Estas designaciones de las impedancias de un circuito a las corrientes de las distintas secuencias se suelen abreviar, reduciéndolas a las denominaciones menos descriptivas siguientes: impedancias de secuencia positiva, impedancias de secuencia negativa e impedancia de secuencia cero.

El análisis de una falla asimétrica en un sistema simétrico consiste en la determinación de las componentes simétricas de las corrientes desequilibradas que circulan. Cómo las corrientes componentes de la secuencia de una fase dan lugar a caídas de tensión solamente de la misma secuencia y son independientes de las corrientes de las otras secuencias, en un sistema equilibrado, las corrientes de cualquier secuencia pueden considerarse como

circulando en una red independiente formada solamente por las impedancias a la corriente de tal secuencia. El circuito equivalente monofásico formado por las impedancias a la corriente de cualquier secuencia, exclusivamente, se denomina red de secuencia para tal secuencia particular. La red de secuencia incluye los voltajes generados de igual secuencia. Las redes de secuencia que transportan las corrientes I_{a1} , I_{a2} e I_{a0} se interconectan para representar diversas condiciones de fallas desequilibradas. Por tanto, para calcular el efecto de un fallo por el método de las componentes simétricas, es esencial determinar las impedancias de secuencia y combinarlas para formar las redes de secuencia.

CAPÍTULO 2.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y SUS APLICACIONES.

2.1 Discusión general. Los dispositivos de protección de Sistemas de Potencia proveen la inteligencia e inician la acción para habilitar a los equipos de interrupción de los circuitos para responder a condiciones anormales o peligrosas del sistema. Normalmente son los interruptores de protección de potencia controlados por relés para rangos arriba de 600 V e interruptores de protección de bajo voltaje de operación multipolar con elementos autocontenidos de respuesta a la corriente para aislar circuitos que experimentan sobrecorrientes en cualquier rama. De la misma manera, fusibles e interruptores de operación monopolar tanto solos o en combinación con otras maneras disponibles para proveer un adecuado aislamiento del circuito sobrecargado o fallado. En otros casos, tipos especiales de relés que responden a condiciones anormales del sistema eléctrico pueden causar que interruptores de protección u otros dispositivos de interrupción desconecten el equipo defectuoso del resto del sistema.

La siguiente es una breve descripción de los tipos y características de relés y otros dispositivos de protección de los más usados en los sistemas de potencia de plantas industriales, junto con algunas breves consideraciones de aplicación.

2.2 Relés de sobrecorriente. El relé más común para protección de cortocircuito en los sistemas de potencia industriales es el relé de sobrecorriente. Los relés de sobrecorriente usados en la industria son principalmente los de atracción electromagnética, inducción y del tipo de estado sólido. Los relés con elemento bimetálico usados para la protección térmica de sobrecarga se explican en 2.16. El más simple relé de sobrecorriente que utiliza el principio de atracción electromagnética es el tipo solenoide. El elemento básico de este relé es una bobina solenoide alrededor de un núcleo de hierro y un émbolo o armadura de acero que se mueve dentro del solenoide y soporta los contactos móviles. Otro relé del tipo de atracción electromagnética tiene armaduras con bisagras o badajos de diferentes formas.

La construcción de los relés de sobrecorriente de inducción de disco es similar a la de los medidores de watios-hora a partir de que consiste de un electroimán y una armadura móvil, que usualmente es un disco de metal en un eje vertical refrenado por un resorte espiral. Los contactos del relé son operados por la armadura móvil.

La corriente de arranque o de operación de todos los relés de sobrecorriente es ajustable. Cuando la corriente a través de la bobina del relé excede al ajuste dado, los contactos del relé se cierran e inician la operación de disparo del interruptor de protección. Los relés por lo general operan con la corriente de los secundarios de los transformadores de corriente.

Si la corriente opera el relé sin retraso de tiempo intencional, a la protección se le llama protección de sobrecorriente instantánea. Cuando la sobrecorriente es de naturaleza transitoria como la que es causada por el arranque de un

motor o por alguna sobrecarga súbita de breve duración, el interruptor de protección no deberá abrir. Por esta razón muchos de los relés de sobrecorriente están equipados con un retardo de

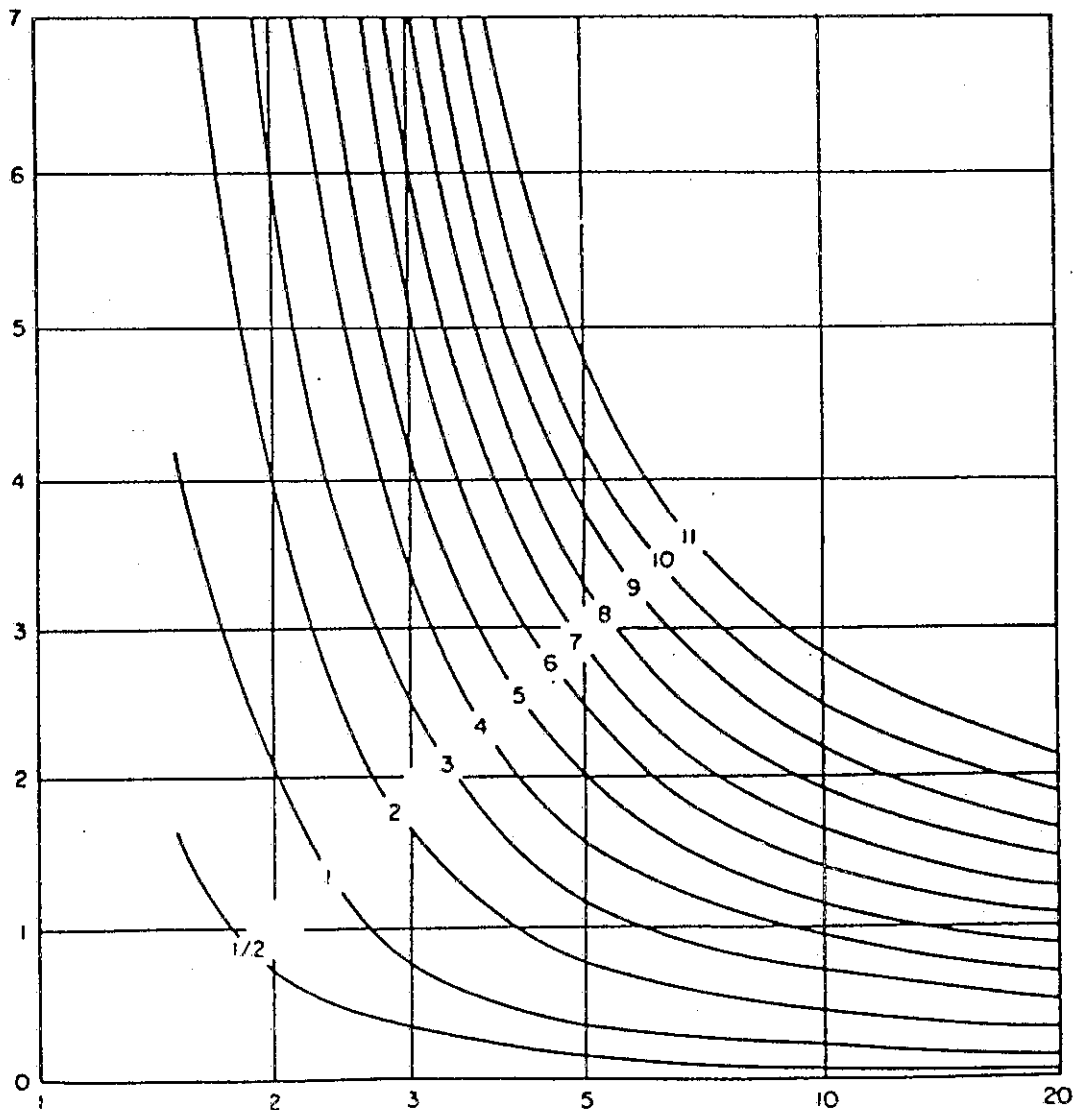


Figura 2.1

Curva característica típica de tiempo-corriente de un relé de sobrecorriente de tiempo inverso, la abscisa indica los múltiplos de los valores de la derivación de la corriente y la ordenada el tiempo en segundos.

tiempo que permite a corrientes de varias veces en exceso del ajuste del relé persistir para un limitado período de tiempo sin cerrar los contactos. Si un relé opera tan rápido como la corriente se incrementa, se dice que tiene una característica de tiempo inverso. Los relés de sobrecorriente están disponibles con

características de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso para ajustarse a requerimientos de aplicaciones particulares. Hay también relés de tiempo mínimo definido que tienen un tiempo de operación que es prácticamente independiente de la magnitud de la corriente después que se alcanza cierto valor de corriente. Los relés de sobrecorriente de disco están provistos de variaciones de ajuste del tiempo y permiten cambiar el tiempo operación para una corriente dada. Este ajuste es el llamado la palanca de tiempo o disco de ajuste de tiempo del relé. La figura 2.1 muestra la familia de curvas de operación de tiempo-corriente disponible en un relé de sobrecorriente típico de tiempo inverso. Curvas similares se publican para los otros relés de sobrecorriente teniendo diferentes características de retardo de tiempo. Como es evidente, es posible ajustar el tiempo de operación de los relés. Esto es importante dado que normalmente son utilizados para disparar selectivamente interruptores de protección que operan en serie en el mismo sistema de circuitos. Cuando se incrementan los valores de corriente, el tiempo de operación del relé decrecerá en una manera inversa, bajando a cierto valor mínimo. La figura 2.2 muestra las curvas características de relés de tiempo inverso (A), muy inverso (B) y extremadamente inverso (C) cuando son ajustados en sus mínimas y máximas posiciones del disco de tiempo. También presenta las características de elementos instantáneos que generalmente tienen estos relés.

2.3 Relés de sobrecorriente con voltaje de restricción o voltaje de control. Un cortocircuito en un sistema eléctrico siempre es acompañado por su correspondiente caída de voltaje, mientras que una sobrecarga causará solamente una pequeña caída de voltaje. Por lo tanto, un relé de sobrecorriente con restricción de voltaje o voltaje de control está habilitado para distinguir entre una condición de sobrecarga o una condición de falla. Un relé de sobrecorriente con voltaje de restricción está sujeto a dos torques opuestos, un torque de operación debido a la corriente y un torque de restricción debido al voltaje. Como tal, la sobrecorriente requerida para operar el relé es mayor al voltaje normal que a un voltaje reducido. Un relé de sobrecorriente con voltaje de control opera en virtud del torque de corriente solamente, la aplicación del cual es controlada por otro elemento relevador ajustado para operar a algún valor de voltaje predeterminado. Tal característica de relevadores son muy usadas en donde es necesario ajustar el relé cerca o abajo de la corriente de carga, mientras mantiene la certeza que no operará inadecuadamente con corrientes normales de carga.

2.4 Relés direccionales.

2.4.1 Relé direccional de sobrecorriente. Los relés direccionales de sobrecorriente consisten en una unidad típica de sobrecorriente y una unidad direccional que son combinadas para operar en conjunto para un ángulo de fase predeterminado y una magnitud de corriente. En la unidad direccional la corriente en una bobina es comparada en su posición de ángulo de fase con un voltaje o una corriente en otra bobina de esta unidad. El voltaje o corriente de referencia es llamado de Polarización. Tal relé opera

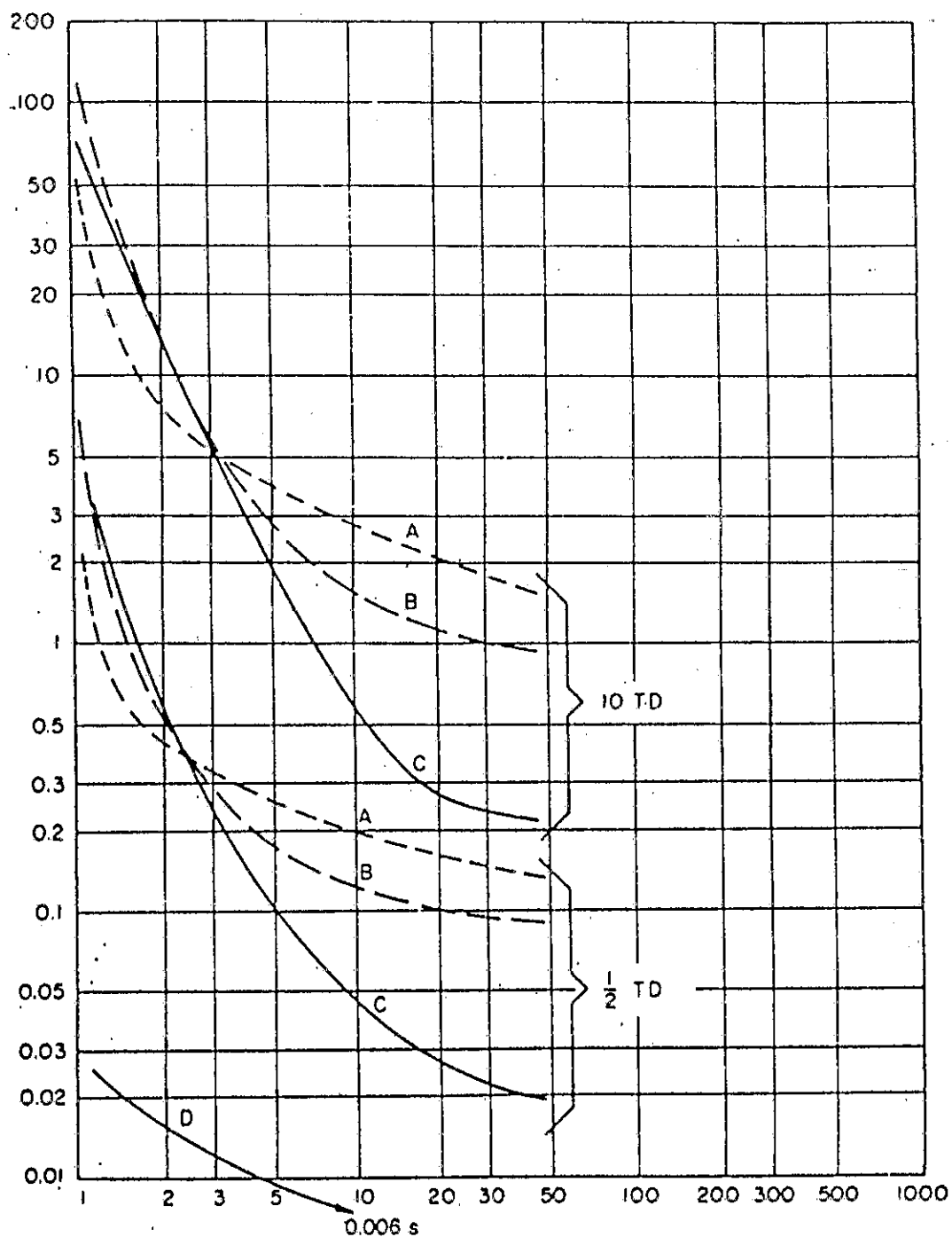


Figura 2.2

Característica típica de tiempo-corriente de un relé. Abcisa: corriente. Ordenada: tiempo.

- A Inverso
- B Muy inverso
- C Extremadamente inverso
- D Instantáneo
- TD Ajuste de tiempo del relé

solamente por el flujo de corriente de falla en una dirección y se vuelve insensible para corriente circulando en la dirección opuesta. La unidad de sobrecorriente del relé direccional de sobrecorriente es, prácticamente, la misma para el relé de sobrecorriente usual y tiene características similares de tiempo mínimo definido, características de tiempo inverso y muy inverso. Los relés direccionales de sobrecorriente puede suministrarse con restricción de voltaje en el elemento de sobrecorriente.

El relé direccional más comúnmente utilizado es el direccional controlado, esto es, la unidad de sobrecorriente es inerte hasta que la unidad direccional detecta la corriente en la dirección de disparo y libera o activa la unidad de sobrecorriente. Muchos relés direccionales están equipados con elementos instantáneos, que en algunos casos operan sin importar la dirección y a menos que sea posible determinar la dirección de la falla por la magnitud, solamente, la característica de disparo instantáneo no direccional no deberá utilizarse.

2.4.2 Relé direccional a tierra. Los sistemas de potencia industriales con el neutral aterrizado consisten de circuitos en paralelo o anillos que pueden utilizar relés direccionales a tierra, que son contruídos, generalmente, de la misma manera que los relés direccionales de sobrecorriente usados en los cables de fase. Para asegurar la percepción de la dirección del flujo de la corriente de falla, se requiere una fuente de polarización que puede ser tanto de voltaje como corriente, según como la situación lo requiera. La obtención de una fuente de polarización conveniente requiere consideraciones especiales de las condiciones del sistema durante las fallas que envuelven el aterrizado y una aplicación única de dispositivos auxiliares.

2.4.3 Relé direccional de potencia. El relé direccional de potencia es, en principio, un wattímetro monofásico o trifásico que hace contacto y opera a un predeterminado valor de potencia. Generalmente, es utilizado como un relé de sobrepotencia direccional ajustado para operar si un exceso de energía fluye hacia afuera del sistema de potencia de una planta hacia el sistema de servicio eléctrico. Bajo ciertas condiciones, también es usado como un relé de baja potencia para separar los dos sistemas si el flujo de potencia cae por debajo de un valor predeterminado. Se debe tener cuidado cuando se utilizan relés monofásicos de potencia porque ciertos valores de factor de potencia pueden causar una operación de disparo falsa.

2.5 Relés diferenciales. Todos los relés descritos anteriormente tienen en común la característica de ajuste para operar a un valor dado de alguna cantidad eléctrica, como corriente, voltaje, frecuencia, potencia o una combinación de corriente y voltaje o corriente y ángulo de fase. Hay otros relés de protección de falla que funcionan en virtud de una continua comparación de dos o más corriente (figura 2.3). Las condiciones de falla pueden causar un cambio de estos valores que se comparan en referencia a cada uno y otro y resulta una corriente diferencial que puede ser utilizada para operar un relé. Sin embargo, los transformadores de corriente tienen un pequeño error en la relación

de transformación y el ángulo de fase entre las corrientes primarias y secundarias, dependiendo de las variaciones de fabricación, la magnitud de la corriente y la carga conectada al secundario del transformador de corriente. Estos errores pueden causar una corriente diferencial que circula aún cuando las corrientes primarias están balanceadas. La corriente de error puede venir a ser, proporcionalmente, mayor durante condiciones de falla, especialmente cuando hay una componente de CD en la corriente de falla. Los relés diferenciales, claro, no deben operar para la máxima corriente de error que puede circular para una condición de falla externa a la zona protegida. Para dar esta característica, se ha desarrollado el relé del tipo de porcentaje (relé 87) que se muestra a la derecha de la figura 2.3; tiene devanados de restricción especiales para prevenir la operación indeseable debida a las corrientes de error en condiciones de falla severa mientras que proporciona detección muy sensible de fallas de baja magnitud dentro de la zona diferencialmente protegida.

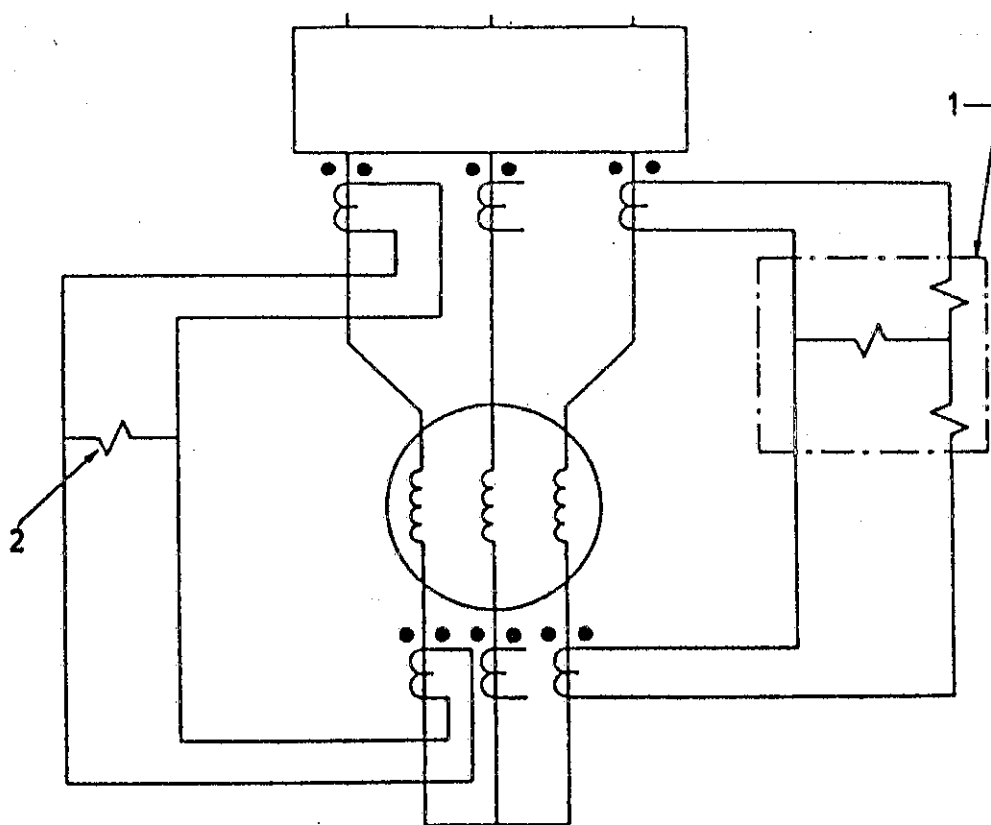


Figura 2.3

Arreglo de protección diferencial para Motor y Generador, usando (1) relé diferencial de porcentaje (relé 87) o (2) relé de sobrecorriente con retardo de tiempo (relé 51).

2.5.1 Protección diferencial de motores y generadores. Usando los arreglos de conexión, ilustrados en el lado izquierdo de la

figura 2.3, los relés de sobrecorriente pueden ser utilizados para la protección diferencial de un motor o generador. Como mucha de la corriente circulando en cada uno de los devanados del motor es igual a la corriente circulando hacia afuera de dichos devanados, no hay una corriente neta circulando por la bobina de operación del relé (si se ignora la corriente de error del transformador de corriente). Cualquier escape de corriente de falla a las otras fases o a tierra perturbará este balance y enviará una corriente diferencial a través del devanado de operación. Cuando esta corriente es mayor que la corriente mínima de operación del relé, sus contactos se cierran para activar el disparo del interruptor de protección y desconectar el aparato fallado.

Como con en este esquema no hay un medio para prevenir la operación en falso en la corriente de error del transformador de corriente, los relés de sobrecorriente deben ajustarse, de tal manera, que no operarán con la corriente de error máxima que pueda circular por el relé durante una falla externa. Esto dá como resultado un sacrificio sustancial de la sensibilidad para las fallas internas de baja magnitud: El relé diferencial de porcentaje presentado a la derecha de la figura 2.3 supera esta desventaja.

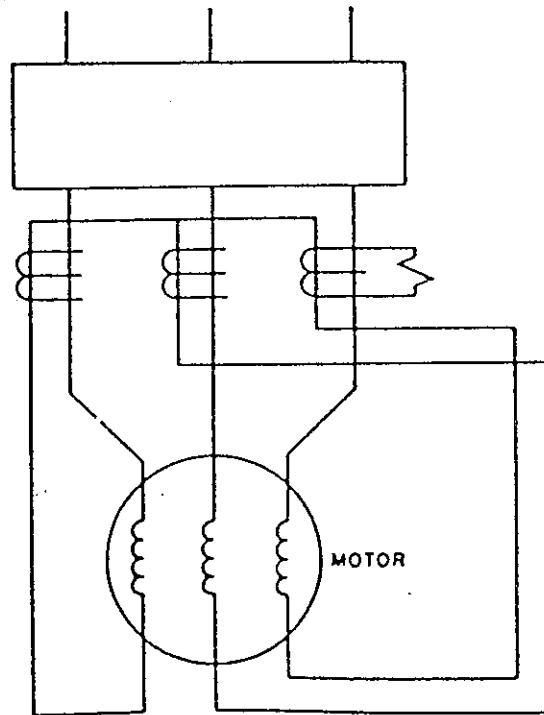


Figura 2.4

Protección diferencial para motores usando relés instantáneos (relé 50) en cada fase

Las bobinas de restricción pueden seleccionarse para proporcionar un torque de restricción del 10-25% de la corriente que las atraviesa para fallas externas, pero, produce una restricción de cero para fallas internas.

Otra forma de la protección diferencial de motores envuelve una ruta especial de las terminales de fase y el neutral de cada etapa a través de un transformador de corriente común del tipo ventana como se muestra en la figura 2.4. Bajo condiciones normales el flujo de magnetización producido por las corrientes de fase y neutral suman cero y no se produce corriente de salida para el relé instantáneo. Una falla en cualquiera de los devanados resultará en la desviación de la corriente del transformador de corriente, causando una corriente diferencial (y un flujo magnético) que redundará en producir una señal de salida. El relé sencillo y el transformador de corriente empleado para las fases en este esquema es menos costoso, aunque se requiere de espacio adicional en la caja de terminales de la máquina para el cableado del conductor neutral.

2.5.2 Protección diferencial de bancos de transformadores de dos devanados. Cuando los relés diferenciales son usados para la protección de transformadores, las características inherentes de los transformadores de potencia introducen un número de problemas que no existen en los generadores y motores. Si las corrientes secundarias de los transformadores de corriente en los dos lados del transformador difieren en magnitud en más del rango proporcionado por las derivaciones del relé, las corrientes del relé pueden ser alteradas por medio de los transformadores de corriente auxiliares o por los autotransformadores para el balanceo de corrientes. Si la corriente de línea de los lados de alto y bajo voltaje no están en fase debido a la conexión estrella-delta en el transformador, las corrientes secundarias pueden llegar a estar en fase por la conexión de los transformadores de corriente en delta en el lado de estrella y en estrella en el lado de delta. La señal diferencial de salida de los transformadores de corriente está sujeta a los mismos errores que se discutieron anteriormente para los generadores. En adición, una señal de corriente de disparo significativa puede observarse a la entrada del relé debido a la corriente de magnetización en el lado primario, que ocurre en el momento de energización del transformador. Este es el porqué los relés de sobrecorriente comunes no pueden dar un ajuste sensible, y los relés diferenciales del tipo de porcentaje son algunas veces utilizados en lugar de éstos. La mejor protección puede darse utilizando el relé de restricción de armónicas. Este relé, típicamente, tiene un filtro para la bobina de operación que bloquea las corrientes de las armónicas y un filtro para las bobinas de restricción que deja pasar solamente las corrientes armónicas. Usando esta técnica, la operación indeseada en la corriente inicial de magnetización es prevenida mientras se mantiene una buena sensibilidad para las condiciones de falla.

2.5.3 Protección diferencial de barras. Las grandes barras de los sistemas de potencia, industriales, muchas veces tienen interruptores de protección seccionalizadores de tal manera que una

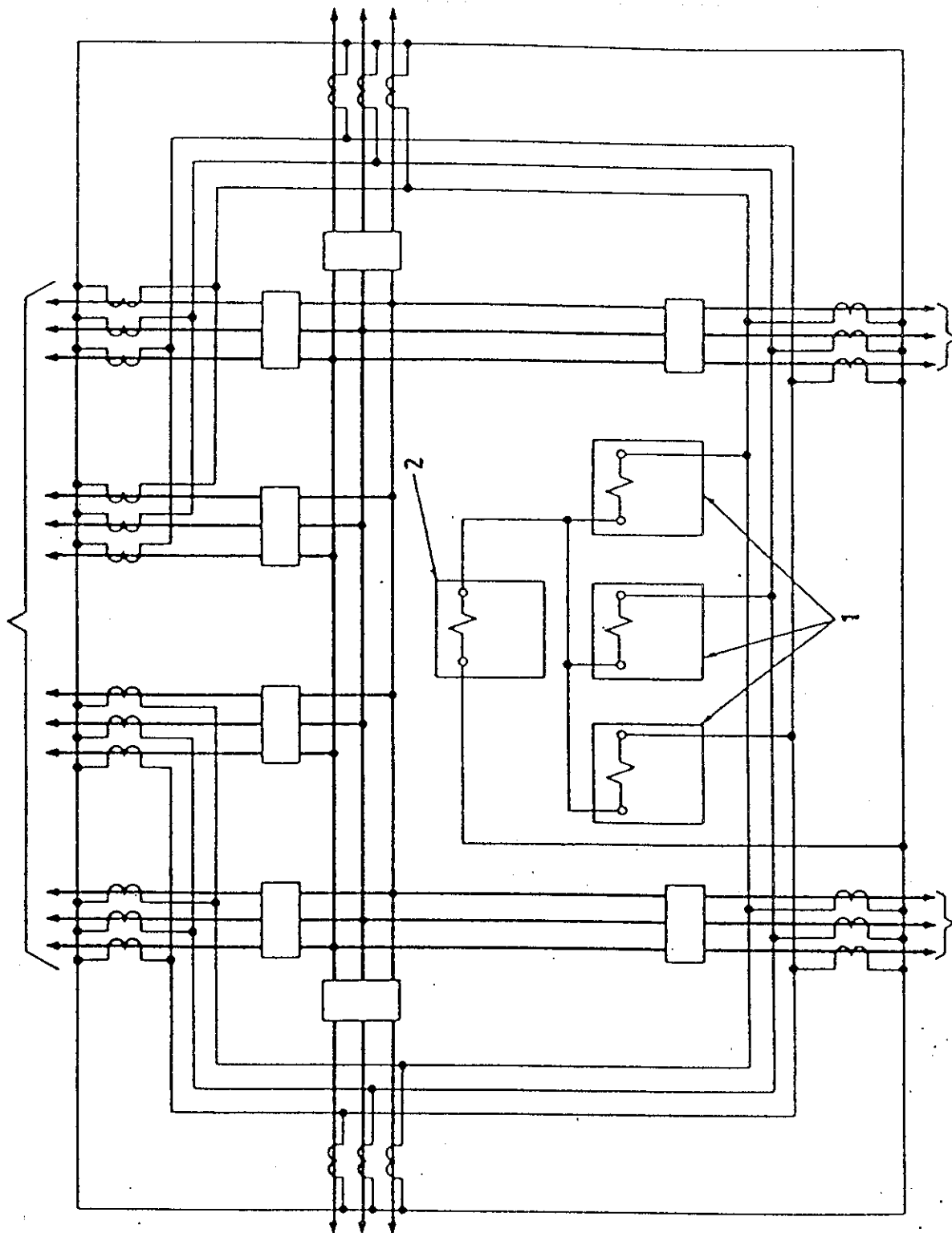


Figura 2.5
 Protección de fase y tierra de una barra de ocho circuitos usando relés de sobrecorriente de disco inducido normales para cada fase (1) y relé de tierra (2).

falla en una de las secciones de la barra puede ser aislada sin envolver al resto de las secciones. Cada una de las secciones de la barra o, en algunos casos, la barra completa (si no está seccionada) pueden proveerse con protección de relé diferencial, que en caso de una falla interna, aíslan la sección de la barra afectada.

La protección diferencial de barra distingue entre las fallas internas y externas por la comparación de la magnitud de la corriente que circula hacia adentro y hacia afuera de la barra protegida. La mayor diferencia entre la protección de barra y la protección de generadores o transformadores está en el número de circuitos en la zona protegida y en la magnitud de la corriente que envuelve a varios circuitos. La figura 2.5 muestra la protección diferencial de fase y tierra de una barra de ocho circuitos usando relés de sobrecorriente. Este método, seguramente, está sujeto a las mismas desventajas discutidas en los párrafos anteriores. Algunos tipos de relés protectores de barra más aceptables son usados, incluyendo el relé diferencial de porcentaje, el acoplador lineal, y el relé diferencial de voltaje.

(1) *Relé diferencial de porcentaje.* En donde el número de circuitos conectados a la barra es relativamente pequeño, se pueden usar relés diferenciales de porcentaje similares a los relés diferenciales de los transformadores. El problema del uso de los relés diferenciales de porcentaje para la protección de barra, sin embargo, se incrementa con el número de circuitos conectados a la barra. Todos los transformadores de corriente que alimentan a los relés deben tener características y relaciones de transformación, idénticas. Las variaciones en las características de los transformadores de corriente, particularmente el fenómeno de saturación bajo condiciones de cortocircuito, presenta el mayor problema para este tipo de protección y muchas veces limita su aplicación en donde hay un número limitado de alimentadores.

Varios esquemas de desensibilización de los relés se utilizan para evitar la operación cuando se operan los interruptores de los transformadores por la corriente inicial de magnetización. El tipo de restricción de armónicas tiene la característica que distingue entre la corriente de magnetización inicial y la corriente de falla interna. Otro tipo utiliza relés temporizados externos y resistores en paralelo durante el intervalo de conexión y desconexión.

(2) *Acoplador lineal.* El esquema de protección de barra del tipo acoplador lineal elimina la dificultad debido a diferencias en la características de los transformadores de corriente de núcleo de hierro por el uso de inductancia mutuas de núcleo de aire. Como no contiene ningún hierro en su circuito magnético, los acopladores lineales están libres de cualquier saturación en CD o AC. Los acopladores lineales de los diferentes circuitos están conectados en serie y producen voltajes que son directamente proporcionales a las corrientes en los circuitos. Para las condiciones normales o para fallas externas, la suma de los voltajes producida por los acopladores lineales es cero. Durante fallas internas de la barra, sin embargo, este voltaje no es cero y opera un relé sensible que

dispara todos los interruptores de protección para liberar la falla de la barra.

(3) *Relés diferenciales de voltaje*. Otro método de protección de barras es el uso de los relés diferenciales de voltaje. Este esquema usa transformadores de corriente de núcleo de hierro del tipo ventana. El problema de saturación de los transformadores de corriente es superado por el uso de una bobina de operación de respuesta al voltaje (alta impedancia) en el relé.

La protección de barras usando acopladores lineales o relés diferenciales de voltaje no está limitada por el número de fuentes o alimentadores de carga y, en general, es más rápida la operación de la protección que con el uso del principio del diferencial de porcentaje. Debe notarse que los acopladores lineales o los transformadores de corriente utilizados para los relés diferenciales de voltaje no pueden ser utilizados para otros propósitos. Se requieren transformadores de corriente, separados para la medición y protección de la línea.

2.6 Relé de balance de corriente. El principio del relé diferencial es aplicado para la protección de maquinaria rotativa, requiere que los transformadores de corriente estén disponibles a ambos extremos de los devanados de fase para permitir la comparación entre las magnitudes de corriente en estos extremos. En algunos casos, particularmente en las unidades pequeñas, puede que no sea posible justificar el costo de instalación de estos transformadores de corriente o llevar hacia afuera las terminales del devanado para hacer posible la instalación de los relés diferenciales. En tales casos, los relés de balance de fase de comparación de corriente pueden proporcionar un aceptable sustituto de la protección diferencial. Un relé de corriente de secuencia negativa es el dispositivo más sensible que también detecta desbalances de corriente de fase. En la aplicación de este relé se asume que bajo condiciones normales las corrientes de fase en las tres fases que alimentan al equipo y las señales de salida correspondientes de cada transformador de corriente de fase están balanceadas. Debido a que la falla ocurre en el generador o motor y envuelve una o dos fases, o, debido a un circuito abierto que se da en alguna de las fases, las corrientes se convertirán en desbalanceadas y el relé operará. Además, para proteger contra fallas en el devanado, el relé de corriente de balance de fase proporciona protección contra el daño del motor o generador debido a la operación monofásica. Este tipo de protección no es provista por los relés diferenciales usuales. Otro tipo de balance de corriente o de protección diferencial para motores, que es tan simple como relativamente barato, es proporcionado por el uso de un esquema de relé de secuencia cero y transformador de corriente.

2.7 Protección de falla a tierra.

2.7.1 Protección de conexión residual. En donde el neutral del sistema de potencia industrial está aterrizado intencionalmente y la corriente de falla a tierra puede circular en los conductores, se debe usar protección de tierra para proveer una protección mejorada. Este muchas veces es un relé de sobrecorriente conectado

con el cable común de los secundarios de los tres transformadores de corriente, conectados en estrella. La figura 2.6 muestra la conexión típica de los transformadores de corriente y el relé para esta aplicación. Cuando se usa en sistemas de cuatro hilos, un transformador de corriente adicional en el conductor neutral se requiere para el balance de la señal residual de las corrientes normales de carga de línea a neutro. El relé de tierra debe ajustarse para una corriente mínima de operación a valores de corriente muy pequeños que los relés de fase porque no hay corriente circulando en el circuito residual debido a la corriente normal de carga.

Los relés de sobrecorriente usados para la protección de falla a tierra son, generalmente, los mismos que son usados para la protección de falla de fase, excepto que un rango más sensible de valores de corrientes mínimas de operación es posible a partir de que solamente ven las corrientes de falla. Los relés con características de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso, como también relés de operación instantánea son aplicables para relés de protección de falla a tierra. Se debe tener precaución; sin embargo, en la aplicación de este tipo de relés residuales conectados a tierra, a partir de que están sujetos a operación molesta debido al error de corriente que proviene de la saturación de los transformadores de corriente y las características disparejas en la manera descrita para los relés diferenciales. Muchas veces la velocidad óptima y la sensibilidad del relé residual de tierra deben comprometerse por esta causa.

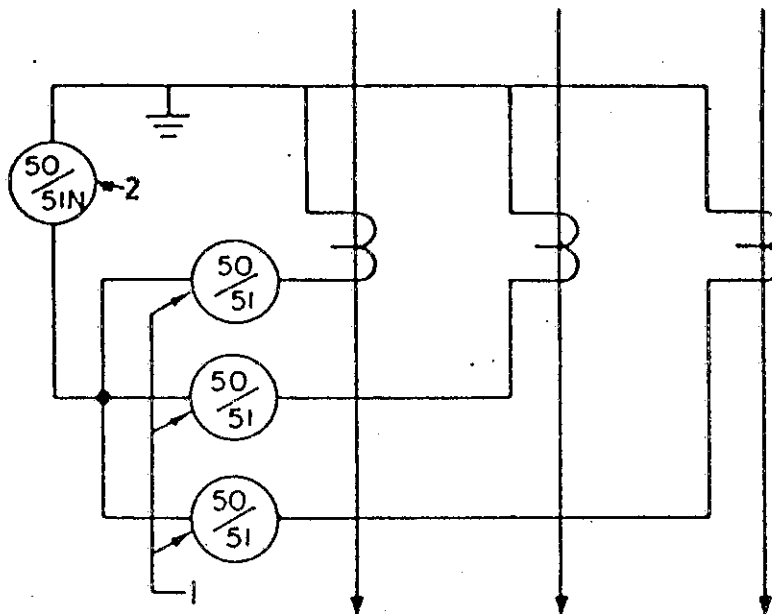


Figura 2.6

Arreglo normal para relé de tierra conectado residualmente. (1) Relé de fase, (2) relé de tierra.

2.7.2 Relé de secuencia cero. Un relé de protección de falla a tierra que se utiliza es el que se obtiene por un esquema de relé de secuencia cero en el que un transformador de corriente del tipo ventana es montado para encerrar los tres conductores de fase como se ilustra en la figura 2.7. En sistemas de cuatro hilos con posible desbalance de cargas de línea a neutro, el conductor neutral también debe pasar a través de la ventana del transformador de corriente. Solamente las fallas que incluya la tierra producirán una corriente en el secundario del transformador de corriente para operar el relé. Dado que solamente un transformador de corriente es empleado en este método de percibir la fallas a tierra, la protección no está sujeta a errores de los transformadores de corriente debido a la disparidad de la relación o los efectos de la saturación por DC; sin embargo, la saturación de CA puede causar un apreciable error. Además, cada una de las combinaciones de relé-transformador de corriente deberá ser probada antes de ser utilizada formalmente para asegurar su actuación predecible. Este esquema es ampliamente utilizado en sistemas de 5 kV y 15 kV y también es usado en sistemas de bajo voltaje grandes para proveer dicha protección. También muchas veces es utilizado como una opción económica a la protección diferencial para motores grandes en sistemas aterrizados.

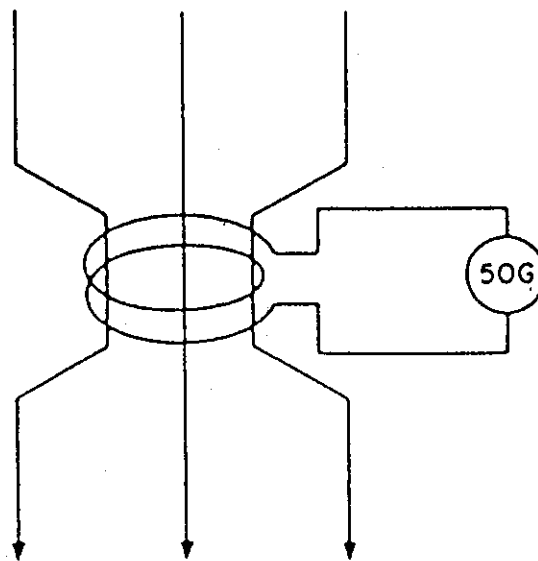


Figura 2.7

Conexión de relé y transformador de corriente para relé de tierra de Secuencia Cero.

2.7.3 Protección de neutral. A veces un relé de sobrecorriente, relé 51G, conectado a un transformador de corriente localizado en el neutral aterrizado de un transformador o generador, provee un método conveniente y de bajo costo para

detectar corrientes de falla a tierra. Partiendo del hecho que solamente las corrientes de falla a tierra circulan en este relé, se puede ajustar para operar en valores de corriente muy bajos. Este esquema es ampliamente utilizado en sistemas de 5 kV y 15 kV en donde una baja resistencia de puesta a tierra es, frecuentemente, utilizada y la corriente de falla puede ser tan baja como 200 A. El relé puede ser ajustado a los valores mínimos de corriente mínima de operación y retardos de tiempo, que se harán selectivos con los relés de falla a tierra de los alimentadores.

Este sistema también es usado en sistemas trifásicos de tres y cuatro conductores sólidamente aterrizados de 480 V. En sistemas de cuatro conductores el transformador de corriente debe conectarse en el enlace principal de la barra de tierra y la barra neutral para asegurar que la corriente de carga desbalanceadas no circularán en el relé. El relé debe ajustarse para operar en valores de corriente pequeños y retardos de tiempo que sean selectivos ante la corriente mínima de operación del relé y el retardo de tiempo debe ajustarse para ser selectivo con la característica de disparo del mayor interruptor de los alimentadores.

Otra forma de protección de neutral utilizada es cuando el resistor de neutral es dimensionado para limitar la corriente de falla a tierra a unos pocos amperios; esto es, 1-10 A. Este método, conocido como aterrizado de alta resistencia, limita el daño al punto de falla tal que la falla no es liberada, automáticamente, pero es detectada y se opera una alarma. Un relé de sobrevoltaje, relé 59G, es usado, como está conectado con el resistor y percibe el voltaje que aparece a través de él solamente durante las fallas a tierra.

2.8 Relés de sincronismo y de revisión de sincronismo. El relé de revisión de sincronismo es utilizado para verificar cuando dos circuitos de CA están dentro de los límites de ángulo de fase de voltaje y frecuencia para permitirles que operen en paralelo. Estos relés deben emplearse en aplicaciones de conmutación en sistemas que se sabe que normalmente están conectados en paralelo y algunos otros lugares en donde solamente se está revisando que las dos fuentes no vengán a estar eléctricamente separadas o desplazadas por un ángulo de fase inaceptable. El relé de sincronismo, por otro lado, monitorea dos sistemas separados que van a ser conectados en paralelo, automáticamente, inicia la conexión como una función del desplazamiento del ángulo de fase, la diferencia de frecuencia (o abatimiento de frecuencia) y desviación de voltaje, como también el tiempo de operación del equipo de conmutación, para efectuar la interconexión cuando las condiciones son aceptables. Un ejemplo de esta aplicación es una planta que tiene su propia generación en operación en paralelo enlazada con el sistema de servicio eléctrico. Al final del sistema de servicio eléctrico y el enlace de la línea debe tener relés de sincronismo que revisarán las condiciones en ambos sistemas antes de conectarlos en paralelo e inicia la interconexión para evitar cualquier posibilidad de enlace fuera de fase con los generadores de la planta industrial.

2.9 Relés de hilo piloto. La protección de líneas de enlace, tanto entre el sistema industrial y el sistema de servicio eléctrico o entre los mayores centros de carga dentro del sistema industrial, muchas veces presentan un problema especial. Como las líneas deben ser capaces de llevar las corrientes de carga máximas en caso de emergencia durante cierto período de tiempo y deben desconectarse del servicio rápidamente cuando ocurre una falla. Un tipo de relé diferencial llamado relé de hilo piloto responde muy rápidamente a fallas en la línea protegida. Las fallas son prontamente liberadas, con la reducción de daño de la línea y disturbios al sistema; no obstante, el relé es normalmente insensible a las corrientes de carga y a las corrientes que circulan a fallas en otras líneas y equipos. De los varios tipos de esquemas de protección de hilo piloto todos operan en el principio de comparación en los extremos de la línea protegida, el relé es conectado para operar si la comparación indica falla en la línea. La información necesaria para esta comparación es transmitida entre los extremos por un circuito de hilo piloto, de aquí la designación para este tipo de relé. Así, como todos los esquemas diferenciales, es completa e inherentemente balanceado dentro de sí mismo y completamente selectivo, el esquema de relé de hilo piloto no da protección para fallas de la barra de la estación adyacente o más allá de sí. El nuevo relé diferencial de hilo piloto estático opera de acuerdo con el principio de circulación de la corriente. Ofrece una forma ideal de protección diferencial de cables para plantas industriales.

2.10 Relés de voltaje. Los relés de voltaje funcionan a valores predeterminados de voltaje, que puede ser sobrevoltaje, bajo voltaje, una combinación de ambos, desbalance de voltaje (comparando dos fuentes de voltaje) voltaje de fase inverso y voltaje de secuencia negativa en exceso (esto es, operación monofásica de un sistema trifásico). Hay relés de voltaje del tipo de émbolo, tipo inducción o relés de estado sólido. Estos relés se pueden encontrar con ajuste de voltaje mínimo de operación, pérdida de voltaje y operación temporizada. Los relés del tipo de émbolo, usualmente, son de operación instantánea, aunque pueden modificarse para tener retardos de tiempo. La característica de retardo de tiempo, usualmente, se requiere para que los disturbios que provocan voltajes transitorios no causen una operación indeseable del relé. Algunas operaciones típicas de los relés de voltaje son las siguientes:

- (1) relés de sobrevoltaje o bajo voltaje:
 - (a) control de conexión de capacitores,
 - (b) protección de sobrevoltaje o bajo voltaje CA y CD de generadores,
 - (c) transferencia automática de suministro de potencia,
 - (d) desconexión de carga por bajo voltaje,
 - (e) protección de bajo voltaje para motores;
- (2) relé de balance de voltaje. Bloqueando la operación de un relé de corriente controlado por voltaje cuando el fusible de un transformador de voltaje se funde,
- (3) Relé de voltaje de inversión de fase.

- (a) detección de conexión en fase inversa o interconexión de circuitos, transformadores, motores y generadores,
- (b) prevención de cualquier intento de arranque de un motor con una fase del sistema abierta,

(4) relés de voltaje de secuencia negativa. Detección de operación monofásica, desbalance de voltaje de fase dañino y rotación inversa de fase para dar protección a los equipos rotativos.

2.11 Relés de distancia. Los relés de distancia comprenden a una familia de relés que miden el voltaje y la corriente y la relación es expresada en términos de impedancia. Típicamente, esta impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de la línea de transmisión desde el punto en donde se encuentra el relé hasta la falla. La impedancia también puede representar la impedancia equivalente de un generador o un motor síncrono grande cuando el relé de distancia es usado para la protección de pérdida de campo.

El elemento de medición es, generalmente, de acción instantánea, con un elemento temporizador que provee un retardo de tiempo para lograr el retardo constante, después de la medición por el elemento de medición. En una aplicación típica en una línea de transmisión se utilizan tres elementos de medición. La primera opera solamente para fallas dentro de la primera zona de protección de la línea y dispara el interruptor de protección sin un retardo de tiempo intencional. El segundo elemento opera para fallas no solamente en la primera zona de protección, sino, también, en una zona de protección adyacente o como respaldo e inicia la operación después de un pequeño retardo. El tercer elemento es ajustado para incluir una zona aún más remota y para disparar después de un tiempo mayor. Estos relés son ampliamente utilizados en donde es necesaria y esencial la operación progresiva de interruptores de protección en serie, en donde los cambios en las condiciones de operación pueden causar amplias variaciones en la magnitud de las corrientes de falla, y donde las corrientes de carga pueden ser bastante grandes, en comparación con las corrientes de falla, que hacen indeseables los relés de sobrecorriente.

Los tres tipos principales de relés de distancia y sus aplicaciones habituales son los siguientes:

- (1) tipo impedancia. Protección de falla de fase para líneas de longitud moderada,
- (2) tipo mho. Protección de falla de fase para líneas largas o donde pueden ocurrir severas descargas de potencia sincronizadas. Protección de pérdida de campo de motores síncronos grandes y generadores,
- (3) tipo reactancia. Protección de falla de fase y de tierra en líneas muy cortas y línea de diseño físico tal que se espera que ocurran altos valores de resistencia de arco de falla y afecten el alcance del relé y en sistemas en donde no son un factor importante las severas descargas de potencia sincronizada.

2.12 Relés de secuencia de fases o inversión de fases. La inversión de la rotación de fases de un motor puede resultar en un

daño muy costoso para las máquinas, largos períodos de no operación y pérdidas en la producción. Los motores importantes son frecuentemente equipados con protección de relés de secuencia de fase o inversión de fases. Estos relés están conectados a una fuente de voltaje conveniente y cerrarán sus contactos cuando la rotación de fases esté en la dirección opuesta. También pueden hacerse sensibles a voltajes desbalanceados o condiciones de bajo voltaje.

2.13 Relés de frecuencia. Los relés de frecuencia perciben condiciones de baja o alta frecuencia durante los disturbios en el sistema. Muchos relés de frecuencia están provistos para ajustar su operación con la frecuencia y el voltaje. La velocidad de operación depende de la desviación de la frecuencia respecto de los valores de ajuste. Otros operan de acuerdo a la rapidez de cambio de la frecuencia. La aplicación usual de este tipo de relés es para la desconexión selectiva de carga basada en la disminución de la frecuencia, de tal manera, que se restablezca la estabilidad normal del sistema.

2.14 Relés sensibles a la temperatura. Los relés sensibles a la temperatura, usualmente, operan en conjunto con dispositivos de detección de temperatura, como una resistencia detectora de temperatura o termocoplas localizadas en los equipo que van a protegerse y son utilizados para la protección contra sobrecalentamiento de motores grandes (más de 1,500 hp) devanados estatóricos de generadores y devanados de grandes transformadores.

Para los generadores y motores grandes, algunos detectores de temperatura son introducidos dentro de los devanados del estator y la lectura obtenida por medio de pruebas del detector más caliente es conectada en el circuito de puente del relé de temperatura. El circuito de puente es balanceado para esta temperatura y un incremento en la temperatura de devanado incrementará la resistencia del detector, desbalanceando el circuito de puente y causando la operación del relé. Los relés de temperatura de los transformadores operan de manera similar desde el juego de dispositivos de detección en las áreas calientes del devanado. Algunos relés están provistos con una característica de 10°C de diferencia que previene la reenergización del equipo hasta que la temperatura del devanado haya bajado 10°C.

2.15 Relés sensibles a la presión. Los relés sensibles a la presión usados en los sistemas de potencia responden, tanto a la rapidez de incremento de la presión de gas (relés de presión súbita) o, la lenta acumulación de gas (relé detector de gas) o a una combinación de ambos. Tales relés son complementos valiosos para la protección diferencial u otra protección en transformadores de potencia, regulación y rectificación.

Un súbito incremento en la presión de gas sobre un medio aislante líquido en un transformador sumergido en aceite indica que una falla interna mayor está ocurriendo. El relé de presión súbita responderá rápidamente a esta condición y desconectará el transformador fallado. La lenta acumulación de gas (en transformadores del tipo con tanque conservador) indica la presencia de una falla menor, como una pérdida de contactos,

aterrizado de partes, cortocircuito entre espiras, fuga o aire en el tanque, etc. El relé detector de gas responderá a esta condición y operará una alarma o desconectará el transformador fallado.

2.16 Relé de imagen térmica. Los relés térmicamente activados responden al calor generado por la corriente que circula en exceso de un valor predeterminado. La entrada al relé es normalmente la salida de un transformador de corriente cuya relación deberá ser cuidadosamente seleccionada para hacer juego con los rangos de relés disponible. Muchos tipos están disponibles, los más comunes son los de cinta bimetalica y los del tipo de aleación fundente. Los relés deben revisarse para variaciones de las características de operación como una función de la temperatura ambiente.

Partiendo de las característica de operación de estos relés del tipo imagen térmica que son muy aproximadas a las curvas de calentamiento de los motores de uso general en las áreas de baja o mediana sobrecarga, estos son muy utilizados exclusivamente para la protección contra sobrecarga de los motores de más de 1,500 hp.

2.17 Relés auxiliares. Los relés auxiliares son utilizados en los esquemas de protección cuando un dispositivo de protección no puede por sí solo proveer todas las funciones necesarias para la satisfactoria desconexión de la falla. Este tipo de relés está disponible con un amplio rango de bobinas, arreglos de contactos, y funciones de disparo, cada uno adaptado para una aplicación en particular. Algunas de las aplicaciones más comunes de los relés auxiliares son los bloqueos de interruptores de protección, el enclavamiento de interruptores de protección, señalización, multiplicación de contactos, temporización, supervisión de circuitos, y alarmas.

2.18 Dispositivos de disparo de acción directa para interruptores de protección de potencia para bajo voltaje

2.18.1 Dispositivos de disparo electromecánico. Por muchos años los interruptores de protección de potencia para bajo voltaje estaban equipados con dispositivos serie de disparo electromagnético como la forma básica de protección. La tecnología de estado sólido ha reemplazado los dispositivos de disparo electromecánicos en interruptores de bajo voltaje, sin embargo, estos viejos dispositivos pueden aún estar disponibles para reemplazarse en los interruptores. El disparo electromecánico en serie es del tipo de armadura móvil, usando una bobina de cobre robusta que lleva la corriente de plena carga para proveer la fuerza magnetizante. La protección de sobrecarga es provista por una palanquita que restringe el movimiento de la armadura. La protección contra cortocircuito es provista cuando una fuerza magnética súbita sobreviene a un resorte restrictor distinto. Es necesaria una unidad ajustable separada para cada rango de disparo.

Disparos de sobrecorriente de largo tiempo, corto tiempo e instantáneo están disponibles en este tipo de dispositivos de disparo y cualquier combinación de las tres formas de protección, cada tipo tiene características ajustables. Estas unidades tienen alguna desventajas inherentes. El punto de disparo variará dependiendo de la edad y severidad del servicio de la unidad que tiene un rango de calibración limitado. Como las curvas de disparo

características de los dispositivos electromecánicos tiene una forma muy inversa con una banda de operación algo ancha (figura 2.8), la coordinación de disparo con otros dispositivos es difícil.

2.18.2 Dispositivos de disparo de estado sólido. En contraste con los dispositivos electromecánicos, los dispositivos de disparo de estado sólido operan desde una señal de baja corriente generada por sensores de corriente o transformadores de corriente en cada fase. La salida de los sensores es alimentada en la unidad de disparo de estado sólido, que evalúa la magnitud de la señal de entrada respecto de sus puntos de calibración y actúa disparando el interruptor de protección cuando los valores ajustados son excedidos. Sumados a la protección de fase, los dispositivos de disparo de estado sólido están disponibles con protección de falla a tierra integrada.

Los dispositivos de disparo de estado sólido están más accesibles en el interruptor de protección que lo que están los dispositivos electromecánicos de disparo y son mucho más fáciles para calibrar a partir de que valores bajos de corriente pueden alimentarse a través del dispositivo para simular el efecto de una señal de corriente de falla actual. A veces son necesarios cuidados especiales y precauciones para garantizar la operación predecible cuando se utilizan dispositivos de disparo de estado sólido en cargas que tienen otras formas de onda de corriente más que la onda senoidal pura. En la calibración de los dispositivos de disparo de estado sólido no tiene ningún efecto virtual ni la vibración, temperatura o el ciclo de servicio. Por consiguiente, generalmente, es posible una rentabilidad excelente. La más importante ventaja de los dispositivos de disparo de estado sólido es la forma de la curva característica de disparo, que es esencialmente una línea recta a lo largo de su porción de trabajo (figura 2.9). Estos dispositivos tienen una banda de operación muy estrecha y predecible, que lo habilita muchas veces para ser un dispositivo con coordinación selectiva.

2.19 Fusibles. El término fusible se define como un "dispositivo de protección de sobrecorriente con una parte abrecircuito fusible, que es calentada y dañada por el paso de sobrecorrientes a través de él". De ésta definición puede verse que un fusible está destinado para responder a la corriente y proveer protección contra condiciones de sobrecorriente del sistema.

2.19.1 Fusible de potencia (arriba de 600 V). Los fusibles de potencia clasificados arriba de 600 V son tanto del tipo limitadores de corriente como del tipo de expulsión. Los del tipo limitadores de corriente están categorizados tanto como fusibles de propósito general fusibles E o clasificados fusibles R. Estos difieren en que los fusibles de propósito general están diseñados para operar sobre un amplio rango de niveles de sobrecorrientes mientras que los fusibles clasificados R son solamente destinados para interrumpir corrientes de falla de gran magnitud. Muchos de los fusibles del tipo limitadores de corriente como del tipo de expulsión de propósito general cumplen con los requerimientos de clasificación E, que se definen como sigue:

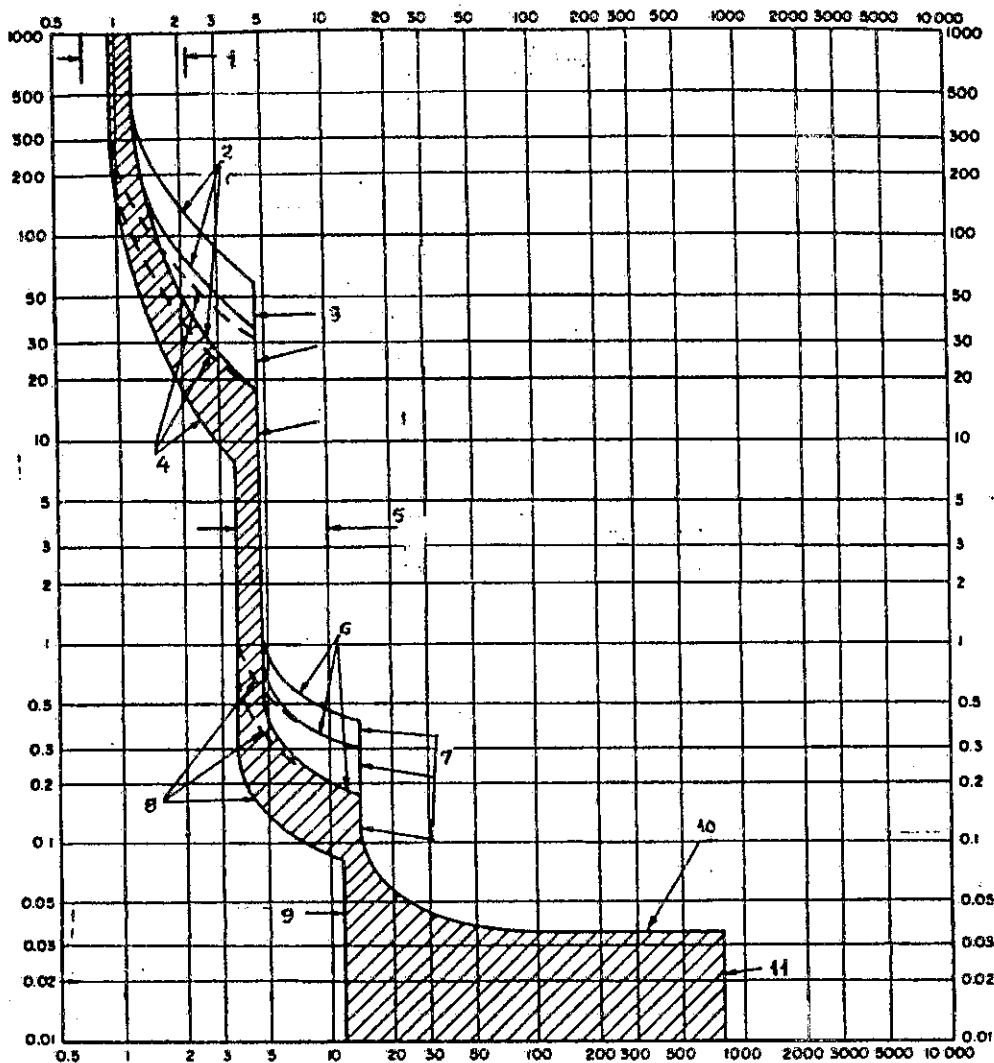


Figura 2.8

Gráfica de tiempo-corriente típica para dispositivos de disparo electromecánico. (1) Gran retardo de tiempo ajustable desde 80% hasta 160% de la corriente nominal continua (se muestra ajustado al 100%), (2) Máximo tiempo de eliminación de falla del interruptor de protección, (3) Banda de gran retardo de tiempo 1. Máximo 2. Intermedio 3. Mínimo (4) Máximo tiempo de restablecimiento del interruptor de protección, (5) Corto retardo de tiempo ajustable de 400 a 1,000% de la corriente nominal continua (se muestra ajustado al 400%), (6) Máximo tiempo de eliminación de falla del interruptor de protección, (7) Banda de corto retardo de tiempo 1. Máximo 2. Intermedio 3. Mínimo (8) Máximo tiempo de restablecimiento del interruptor de protección, (9) Elemento de disparo instantáneo ajustable de 500% a 1,500% (se muestra ajustado al 1,500%), (10) Máximo tiempo de eliminación de falla del interruptor de protección con disparo instantáneo, (11) Zona de disparo instantáneo. Abcisa: corriente en amperios. Ordenada: tiempo en segundos.

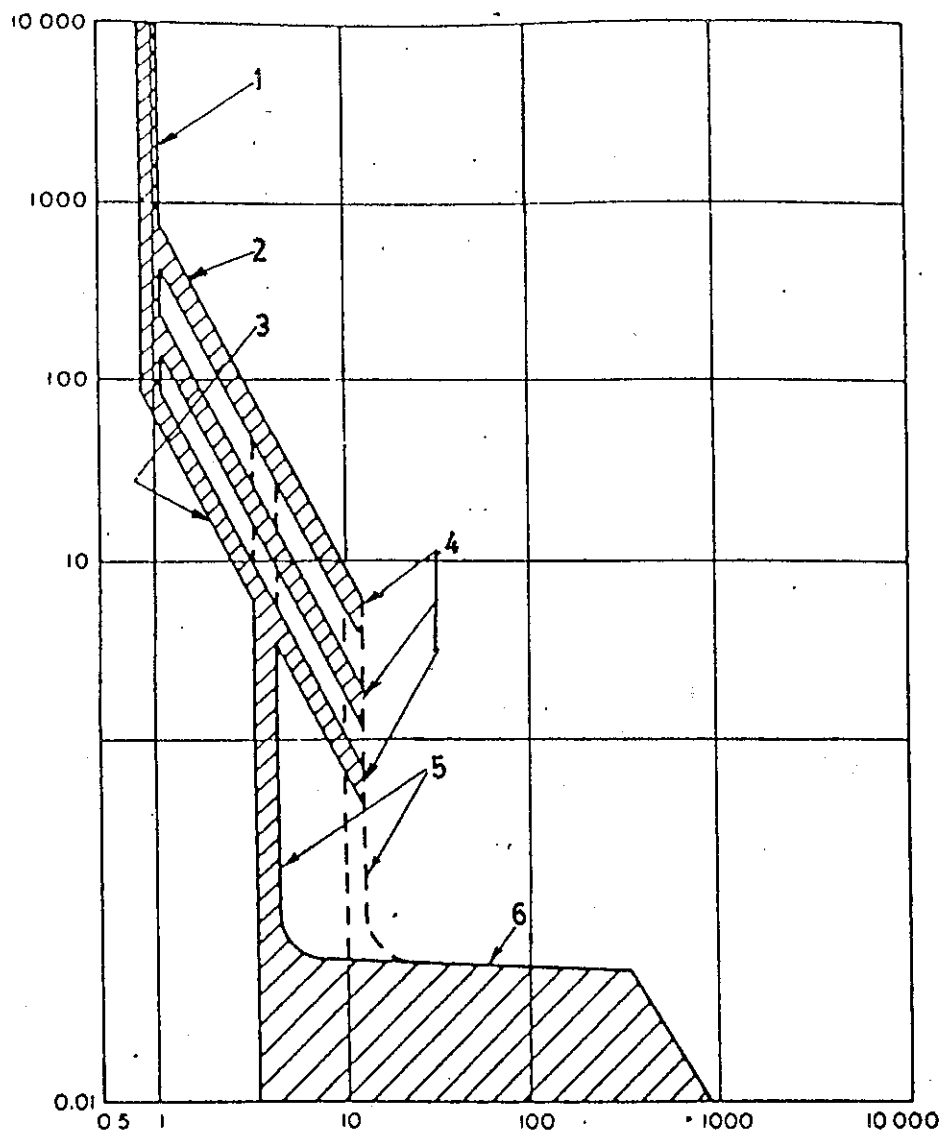


Figura 2.9

Gráfica típica de tiempo-corriente para dispositivos de disparo de estado sólido. (1) Ajuste de largo tiempo ajustable a 0.8, 0.9, 1.0, 1.1, 1.2 veces la corriente de derivación de ajuste. (2) Límite superior y (3) Límite inferior de la banda de largo tiempo. (4) Retardo de las bandas de largo tiempo. (5) Arranque instantáneo ajustable a 4, 5, 6, 8, 10, 12 veces la corriente de derivación de ajuste (se muestra a 4X y 12 X) (6) Tiempo máximo de apertura con disparo instantáneo.

(1) un fusible debe ser capaz de llevar su corriente nominal continuamente.

(2) un fusible clasificado de 100 A o menos debe abrir entre 300 segundos a un valor de corriente eficaz dentro del rango del 200-240% de su rango continuo.

(3) un fusible clasificado arriba de 100 A debe abrir entre 600 segundos a una corriente eficaz dentro del rango de 220-264% de su rango continuo.

2.19.1.1 Fusibles de potencia limitadores de corriente. Este tipo de fusibles están diseñados tal que la fusión del elemento fusible introduce gran resistencia de arco en el circuito adelantado al pico de corriente esperado en el primer medio ciclo. Si la magnitud de la corriente de falla es suficientemente grande, el arco de voltaje que aumenta rápidamente limitará eficazmente la corriente a un valor pico que es menor que el pico esperado. Este valor pico reducido se refiere a cómo dejar pasar el pico de corriente, que puede ser una pequeña fracción de la corriente de pico que podría circular sin la acción limitadora de corriente del fusible.

Un fusible limitador de corriente de propósito general está definido como un fusible capaz de interrumpir todas las corrientes desde la corriente máxima de interrupción de su rango hasta llegar a la corriente que causa la fusión del elemento fusible en una hora. Este tipo de fusible no intenta proveer protección contra corriente de sobrecarga de baja magnitud, dado que puede interrumpir confiablemente corrientes arriba de, aproximadamente, el doble de su rango continuo para fusibles clasificados E y usualmente aproximadamente arriba de tres veces su rango continuo para fusibles no clasificados E. Sus aplicaciones típicas son para la protección de transformadores de potencia, transformadores de potencial y circuitos alimentadores. Una curva característica de tiempo-corriente para este tipo de fusibles se presenta en la figura 2.10. A causa de que la característica del fusible está próxima a una línea recta vertical, puede ser difícil coordinarlo con relés de sobrecorriente.

Los fusibles limitadores de corriente de los clasificados R son los más comúnmente utilizados en los arrancadores de motores utilizando contactores que no son capaces de interrumpir las altas magnitudes de las corrientes de falla. La designación "R" no está relacionada con el rango de la corriente continua, aunque cada fusible tiene una corriente continua permisible que es publicada por el fabricante. El número R es 1/100 de los amperios requeridos para abrir el fusible alrededor de 20 segundos. El fusible provee la protección necesaria para cortocircuitos, pero, debe ser usado en combinación con un dispositivo de protección de sobrecarga para percibir los bajos valores de las sobrecorrientes que están dentro de la capacidad del contactor. Los fusibles de este tipo son, generalmente, diseñados para interrumpir corrientes que fundirán el elemento fusible en menos de 100 segundos, pero el fusible no está autoprotegido para pequeñas sobrecorrientes.

La acción de eliminación de la corriente de los fusibles limitadores de corriente durante la interrupción producen sobrevoltajes transitorios en el sistema, que requerirán la aplicación de aparatos protectores contra sobrevoltajes

convenientes para tener un adecuado control. El servicio impuesto en los pararrayos puede ser relativamente severo y deberá ser cuidadosamente considerado en la selección del equipo que se utilizará.

Los fusibles de potencia limitadores de corriente están disponibles en varios rangos de frecuencia, voltaje, capacidad de corriente continua de operación y rangos de interrupción.

2.19.1.2 Fusibles del tipo expulsión. Este tipo de fusible, generalmente, es utilizado en los cortacircuitos de los sistemas de distribución o en interruptores de desconexión. Para interrumpir una corriente de falla, se emplea un tubo para la confinación de arco con una fibra de revestimiento desionizante y un elemento fusible. La extinción del arco es acompañada por la rápida producción de gases a presión dentro del tubo del fusible, el cual extingue el arco desde el extremo abierto o los extremos del fusible.

Hay fusibles de expulsión del tipo cerrado, abierto, de eslabón abierto para utilizarse en cortacircuitos. Los fusibles cerrados tienen terminales, sujetadores del fusible y portafusibles montados completamente dentro de una misma cajuela. Los fusibles abiertos tienen completamente expuestas estas partes. Los fusibles de eslabón abierto no tiene portafusibles como una parte integral y el tubo de confinación del arco es incorporado como una parte del eslabón de fusible.

Los cortacircuitos con fusibles y los interruptores de desconexión son usados en exteriores para la protección de sistemas de distribución de plantas industriales y se utilizan como protección de fallas de línea y protección de sobrecarga de los circuitos alimentadores de distribución, protección contra falla en el primario de los transformadores y protección contra fallas en bancos de capacitores.

Dado que los gases son liberados rápidamente durante el proceso de interrupción, la operación de los fusibles del tipo expulsión es bastante ruidosa. Cuando se utilizan en una cajuela como en los interruptores de desconexión, se debe tener un cuidado especial para ventilar cualquier gas ionizado que pueda ser liberado y que pueda causar un flameo entre las partes vivas internas. Despreciando estas desventajas, los fusibles del tipo expulsión son generalmente utilizados porque tienen características inversas de tiempo-corriente que son más compatibles con los relés de sobrecorriente (figura 2.10).

2.19.2 Fusibles de bajo voltaje (600 V o menos). Los fusibles tipo tapón son los tres tipos básicos, todos clasificados en 125 V de línea a tierra o menos y arriba de 30 A máximos. Aunque éstos no tienen rango de interrupción, ellos están sujetos a una prueba de cortocircuito con una corriente disponible de 10,000 A. Los tres tipos son los de base Edison sin retardo de tiempo en que todos los rangos son intercambiables; los de Base Edison con retardo de tiempo y rangos intercambiables; y, los de Base S disponibles en tres rangos de corrientes no intercambiables: 0-15 A, 16-20 A, y, 21-30 A. Estos dos últimos tipos normalmente tienen una

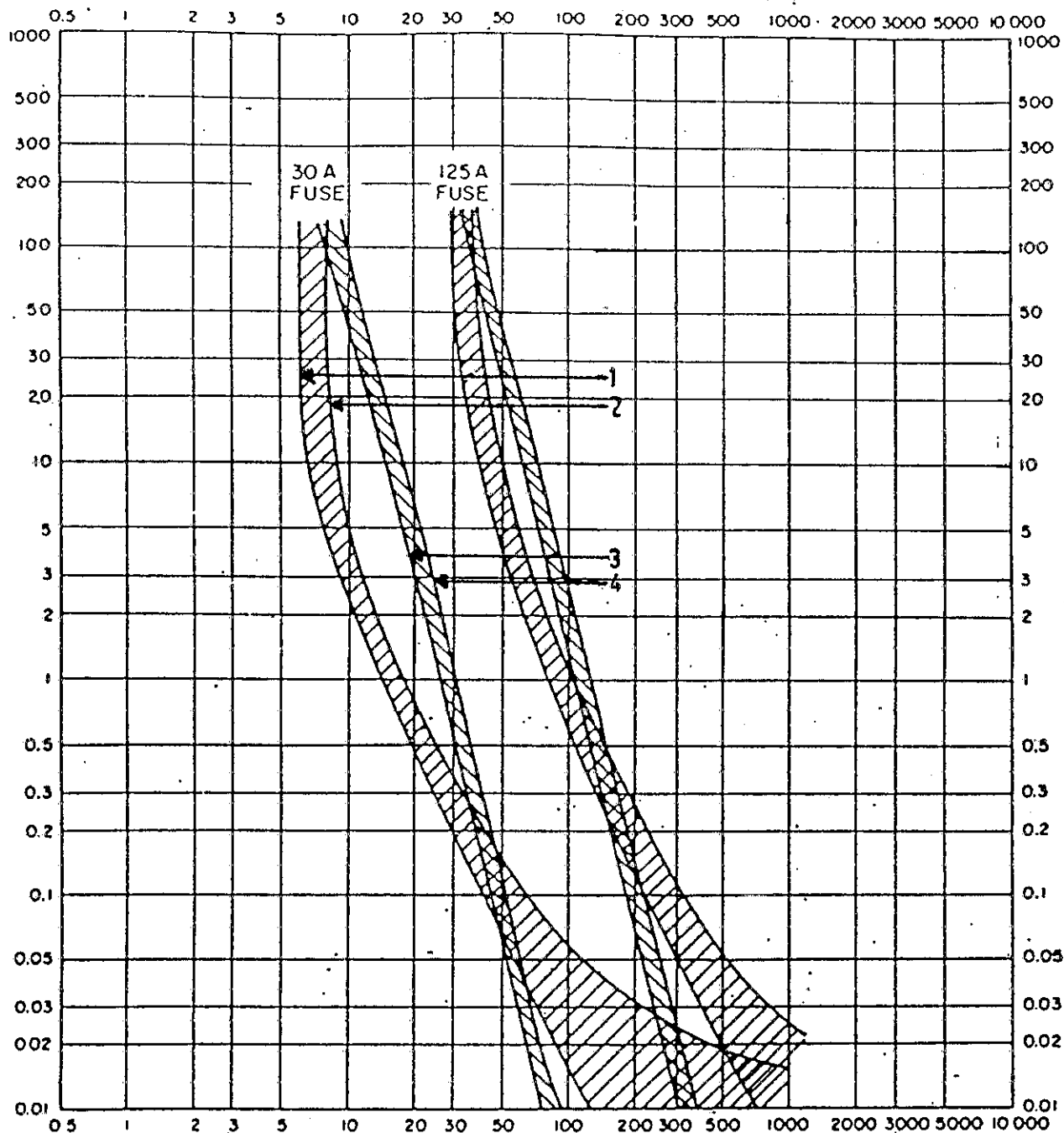


Figura 2.10

Curvas características de tiempo-corriente mostrando la diferencia entre fusibles de expulsión con ácido bórico como medio de extinción del arco con una interrupción nominal (ventilado) de 20 kA rms simétricos (1) Característica mínima de fusión (2) Característica de apertura total y fusibles limitadores de corriente usando arena de sílice como medio de extinción del arco con una interrupción nominal de 50 kA rms simétricos (3) Característica mínima de fusión (4) Característica de apertura total.

característica de retardo de tiempo de menos de 12 segundos al 200% de su rango, aunque los fusibles de tapón con retardo de tiempo mayores no son requeridos.

Los fusibles de cartucho pueden ser tanto renovables como no renovables. Los fusibles no renovables son ensamblados en la

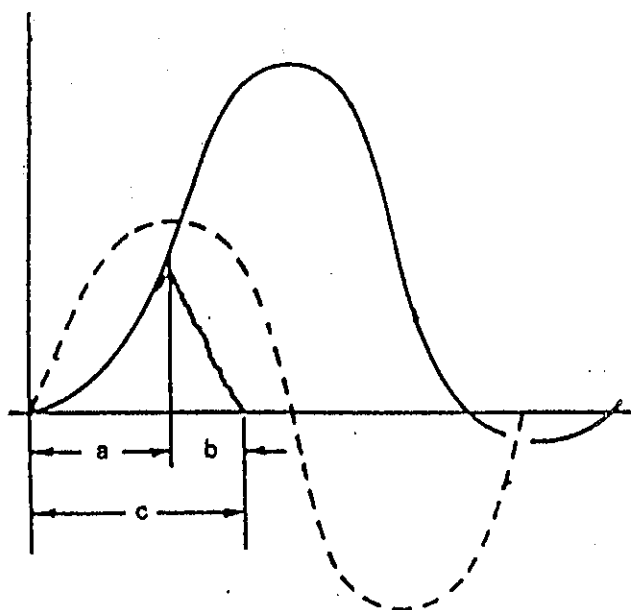
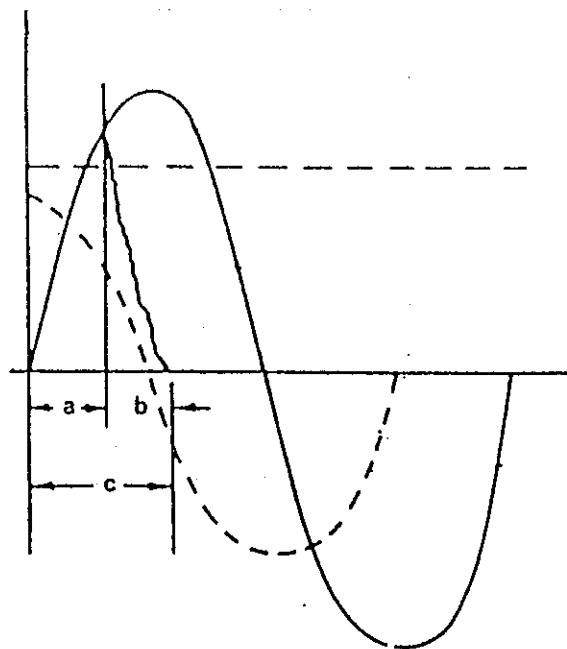


Figura 2.11

Característica típica de limitación de corriente mostrando el pico de corriente permisible y la máxima corriente de falla esperada como función del tiempo de la ocurrencia de la falla (100 kA de corriente simétrica eficaz disponibles). Arriba cuando la falla ocurre en el pico de voltaje y abajo cuando ocurre a voltaje cero (voltaje representado con la senoidal punteada). a. Tiempo de fusión, b. Tiempo de arco, c. Tiempo total de apertura. (1) Característica de eliminación del fusible.

fabrica y deberán reemplazarse después de operar. Los fusibles renovables pueden ser desensamblados y el elemento fusible reemplazado. Los elementos renovables son usualmente diseñados para dar un mayor retardo de tiempo que los fusibles no renovables ordinarios y en algunos diseños el retardo para sobrecorrientes moderadas es considerable. Los fusibles del tipo renovable no están disponibles en los rangos de interrupción mayores.

(1) *Fusibles no limitadores de corriente (Clase H)*. Estos fusibles interrumpen sobrecorriente arriba de los 10,000 A pero no limitan la corriente que circula en el circuito en el mismo grado como se les reconoce a los fusibles limitadores de corriente. Como una regla general, éstos sólo deben ser utilizados en circuitos en donde la máxima corriente de falla disponible es de 10,000 A y para proteger equipos diseñados de soportar el valor de pico máximo de corriente disponible asociado con la operación de liberación de falla, a no ser que tales fusibles sean específicamente aplicados como parte de una combinación de equipos que han sido diseñados y probados para usarse a los elevados niveles de corriente de falla, disponibles.

(2) *Fusibles limitadores de corriente*. Los fusibles limitadores de corriente tienen el propósito de usarse en circuitos en donde la corriente de cortocircuito disponible está más allá de la capacidad de soporte de los equipos posteriores al fusible o del rango de interrupción de los fusibles ordinarios o los interruptores de protección normales. Un fusible limitador de corriente alternativo es un fusible que interrumpe con seguridad todas las corrientes disponibles dentro de su rango de interrupción y, dentro de su rango de limitación de corriente, limita el tiempo de eliminación de falla al voltaje nominal en un intervalo igual o menor que la duración del primer ciclo importante o corriente simétrica y limita el pico permisible de corriente a un valor menor que el pico de corriente que podría ser posible con el fusible reemplazado por un conductor sólido de la misma impedancia. Por lo tanto, un fusible limitador de corriente, coloca un límite máximo definido en el pico de corriente permisible y la energía térmica, dando protección al equipo contra daño por excesivos esfuerzos magnéticos y energía térmica.

Estos fusibles son ampliamente utilizados en arrancadores de motores, interruptores de protección con fusibles, interruptores fusibles de motores y circuitos alimentadores para protección de barras y cables.

(3) *Consideraciones de permisibilidad*. La figura 2.11 ilustra las características típicas de operación de un fusible durante la interrupción de una alta corriente de falla. En las aplicaciones en las que se ven envueltas altas corrientes de falla disponibles, las características del fusible limitador de corriente limitan la corriente real que es permitida para que circule a través del circuito a un nivel sustancialmente menor que el máximo posible. La corriente pico permisible de un fusible limitador de corriente es el valor de pico instantáneo de la corriente a través del fusible durante la apertura del fusible. La I²t permisible de un fusible es

la medida de la energía térmica desarrollada desde el principio hasta el fin del circuito completo durante la eliminación de la falla. Ambos valores son importantes en la evaluación del funcionamiento del fusible y pueden ser determinados de las curvas de I^2t pico permisible que proporcionan los fabricantes de fusibles. Un valor de corriente permisible considerablemente menor que la corriente de falla disponible reducirá, grandemente, los esfuerzos magnéticos (que se incrementan con el cuadrado de la corriente) y, entonces, reduce el daño por la falla en el equipo protegido. En algunos casos será posible el uso de componentes (esto es, arrancadores de motores, interruptores de desconexión, interruptores de protección y ductos de barras) en el sistema que tienen capacidades de falla mucho menor que la corriente de falla máxima disponible. La baja corriente de pico permisible y los niveles de I^2t pueden lograrse con fusibles limitadores de corriente por su extremadamente rápida velocidad de respuesta (de menos de un cuarto de ciclo) cuando son sometidos a altas corrientes de cortocircuito.

La velocidad de respuesta es controlada por el diseño del fusible. Para altísima velocidad, se usan eslabones de plata mediante configuraciones especiales rodeados de arena de cuarzo.

Los valores de pico de corriente permisible solos no pueden determinar la efectividad comparativa de los fusibles limitadores de corriente; también deberá considerarse el producto del tiempo total de liberación y el valor efectivo del cuadrado de la corriente permisible I^2t o energía térmica.

La energía de fundición I^2t de un fusible no varía con el voltaje. Sin embargo, la energía del arco de I^2t es dependiente del voltaje y el arco I^2t a 480 V, por ejemplo, no será tan grande como a 600 V.

(4) *Fusibles de doble elemento o con retardo de tiempo.* Un fusible de doble elemento tiene elementos de respuesta a la corriente de dos características fusibles diferentes en serie en un solo cartucho. La operación del fusible es una a la vez y el elemento de acción rápida responde a sobrecorrientes que están en el rango de cortocircuito. El elemento con retardo de tiempo permite sobrecargas de corta duración, pero, se funde si estas sobrecargas se mantienen. La aplicación más importante de estos fusibles es la protección de motores y transformadores. Estos no abren para el arranque del motor o la corriente inicial de magnetización del transformador, pero, protegen al motor y los circuitos de derivación de daños por sobrecargas sostenidas.

(5) *Fusibles normalizados (cartucho).* Los fusibles de cartucho difieren en dimensiones de acuerdo con sus rangos de voltaje y corriente. Tienen contactos de abrazadera en el rango de 60 A, o, menos o de cuchilla en los rangos mayores. Los fusibles de cartucho de varios tipos y características se clasifican así:

(a) *Fusibles de cartucho misceláneos.* Estos fusibles no tienen la intención de usarse en circuitos de derivación sino, más bien, en circuitos de control, equipos electrónicos especiales o automáticos, etc. Tienen los rangos de 125, 250, 300, 500 y 600 V.

(b) *Fusibles Clase H.* Estos fusibles pueden ser renovables o no renovables y están contruidos de eslabones de zinc. Están en los rangos y clasificados arriba de 600 A tanto para 250 V o menos o 600 V o menos. Están cosntruidos con doble elemento o sencillos, pero si están etiquetados con retardo de tiempo deben tener un retardo mínimo de 10 segundos al 500% de su rango. Estos fusibles no tienen rango de interrupción, pero, han sido probados con corriente alterna disponible de 10,000 A y son usados generalmente cuando la corriente no excede esta magnitud.

(c) *Fusibles clase K de alta capacidad interruptiva.* Están fabricados en tamaños idénticos a los fusibles clase H, con los que son intercambiables, y, por lo tanto, no pueden etiquetarse con las palabras limitadores de corriente. Sin embargo, éstos han sido probados a varios niveles de alta corriente de falla disponibles arriba de su máximo rango nominal, que puede ser de 50,000, 100,000, ó 200,000 A de valor eficaz.

(d) *Fusibles clase R limitadores de corriente.* Estos son fusibles de cartucho no renovables limitadores de corriente que se fabrican con las dimensiones normalizadas de los fusibles clase H y tienen un rango interruptivo simétrico de 200,000 A de valor eficaz. La designación R significa el hecho que el fusible está construido con una característica de rechazo que consiste en ranuras o muescas provistas tanto a abrazaderas o cuchillas, dependiendo del tamaño. Los equipos clasificados y aprobados solamente para uso con fusibles que tienen las características de limitación de corriente de los fusibles clase R se proveen con accesorios que solamente permiten la instalación de fusibles ranurados. Dado que la característica de rechazo elimina la posibilidad de intercambio de fusibles limitadores de corriente con fusibles no limitadores de corriente, los fusibles clase R están marcados con las palabras limitadores de corriente.

(e) *Fusibles clase J limitadores de corriente.* Son fabricados en rangos arriba de 600 A y en dimensiones que no permiten intercambiarse con los fusibles clase H, y K. Están marcados como limitadores de corriente. No hay para 250 V o menos, todos están clasificados para 600 V o menos y deben ser utilizados solamente en portafusibles de las dimensiones de clase J recomendable.

(f) *Fusibles clase L limitadores de corriente.* Tienen un rango de 601 a 6,000 A de valor eficaz, a voltajes de 600 V o menos. No hay para 250 V o menos. Los fusibles clase L tienen rangos de interrupción de 200,000 A de valor eficaz y pueden interrumpir confiablemente sobrecorrientes arriba de este valor. Al igual que los fusibles clase J, cada una de las dimensiones de cajuela o de montaje (agujeros de montaje perforados en las cuchillas) tiene un máximo permitido de pico de corriente permisible y un valor de I^2t .

2.19.3 Consideraciones para la selección de fusibles. para cada clasificación de fusibles son particularmente importantes las siguientes características de diseño para la aplicación de fusibles: corriente nominal, voltaje nominal, frecuencia nominal, capacidad interruptiva, pico de corriente máxima permisible y la máxima energía térmica I^2t de eliminación de falla. Las normas

también especifican los tiempos máximos de apertura a ciertos valores de sobrecarga tales como 135 y 200% del nominal y para la calificación del retardo de tiempo, el tiempo mínimo de apertura a un porcentaje de sobrecarga específica. Dentro de estos parámetros y dentro de otros datos de prueba de sobrecorriente, los fabricantes construyen la curvas de tiempo-corriente. Normalmente tales curvas se basan en una corriente eficaz disponible en 0.01 segundos y más y en el promedio de fundición, fundición mínima o tiempo total de eliminación. Se debe tener precaución en el uso de tales curvas para cuando se comparan ciertas características equivalentes.

Un fusible debe seleccionarse para el voltaje nominal, corriente nominal y capacidad interruptiva nominal. Cuando los fusibles se coordinan con otros fusibles o interruptores de protección, deben usarse las curvas características de tiempo-corriente, de pico de corriente permisible y de I^2t . Las características de la carga dictaminarán el funcionamiento del retardo de tiempo requerido al fusible. Si los fusibles se utilizaran en serie en un circuito, es esencial para la coordinación de cortocircuito que la eliminación de I^2t del fusible posterior durante una falla sea menor que la energía de fusión I^2t del fusible anterior. Los fabricantes de fusibles publican tablas de relación de fusibles que dan una lista de fusibles que se sabe que operan selectivamente. El uso de tablas permite la coordinación sin la necesidad de un análisis detallado, con tal que los fusibles utilizados sean todos del mismo fabricante.

Cuando se coordina un interruptor de protección anterior a un fusible posterior, la energía permisible del fusible debe ser menor que la cantidad requerida para liberar el enclavamiento de disparo del interruptor de protección. Esto no se logra fácilmente con muchos tipos de interruptores de protección. La operación crítica ocurre en la región para corrientes mayores que la corriente mínima de operación del dispositivo de disparo instantáneo del interruptor de protección para períodos de tiempo menores de 0.01 segundos, aún cuando una curva de tiempo-corriente pueda sugerir que el funcionamiento selectivo existe. Problemas similares existen cuando se intenta coordinar interruptores de protección posteriores a fusibles anteriores. El tiempo de liberación de la falla del interruptor de protección puede exceder al tiempo mínimo de fusión del fusible. La coordinación de sobrecarga para fallas de baja o moderada magnitud puede establecerse con la superposición de las curvas de tiempo-corriente normalizadas.

Para la protección de interruptores de protección, posteriores, con un fusible anterior durante corrientes de falla, elevadas, el pico de corriente permisible del fusible debe ser compatible con la tolerancia momentánea nominal del interruptor de protección. Las tablas de los fabricantes para la selección de fusibles para proteger interruptores de protección ofrecen una fácil solución con tal que tales tablas estén basadas en estilos, tipos y clases de fusibles e interruptores de protección.

Aunque la adecuada selección de un fusible para proteger a un interruptor de protección, arrancador o cable, generalmente,

previene la falla del equipo durante la condición de falla, algunas prácticas de diseño de aparatos permiten el daño a los bimetales, contactos y otras partes. A menos que la combinación haya sido probada específicamente y clasificada como una unidad, el uso de un fusible para un rango de interrupción dado en un interruptor u otro dispositivo fusible no le da el rango del equipo involucrado. Un interruptor, por ejemplo, puede que no soporte la energía permisible de un fusible limitador de corriente durante ciertas condiciones de corriente de falla. Cuando un rango de combinación no está disponible, el rango del fusible o del dispositivos, el que sea menor, debe utilizarse.

El voltaje nominal de un fusible deberá seleccionarse igual o mayor que el voltaje nominal del sistema en el cual se usará. Cuando se usa un fusible limitador de corriente de alto voltaje en un voltaje nominal dado en un circuito de bajo voltaje, se deberá dar consideración a la magnitud y efecto del sobrevoltaje que puede inducirse debido a la acción forzada de corriente cero del fusible durante la interrupción de corriente de falla de gran magnitud. Un fusible de bajo voltaje de cualquier valor nominal, siempre funcionará satisfactoriamente en voltaje de servicio menor. Esto no es problemático en 600 V o menos.

La corriente nominal de un fusible deberá seleccionarse como que eliminará una falla o sobrecarga solamente y no una corriente inicial. Se deberá considerar que la temperatura ambiente y el tipo de encajuelado afecta el funcionamiento del fusible. Los fabricantes proporcionan un factor de corrección para temperatura ambiente inusual.

CAPÍTULO 3.

REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN.

El propósito principal de un estudio de coordinación es determinar los rangos satisfactorios y los ajustes para los dispositivos de protección del sistema eléctrico. Los dispositivos de protección deberán seleccionarse de manera que las corrientes de arranque y los tiempos de operación sean pequeños pero suficientemente grandes para permitir las sobrecargas transitorias del sistema como las corrientes de magnetización inicial que se experimentan cuando se energizan transformadores o se arrancan motores. Además, los dispositivos deberán coordinarse de tal manera que el interruptor más próximo a la falla se abra antes que los demás dispositivos.

La determinación de los rangos y ajustes para los dispositivos de protección requieren estar familiarizados con los requerimientos de las normas para la protección de cables, motores y transformadores, así como los límites para las corrientes de magnetización inicial y los daños térmicos y magnéticos de los transformadores.

3.1 Transformadores

3.1.1 Protección de máxima sobrecorriente. Algunas normas especifican el nivel máximo de sobrecorriente al que los dispositivos de protección deben ajustarse. Si no hay protección en el secundario, los transformadores con voltajes primarios nominales de no más de 600 V requieren interruptor de protección o fusible en el lado primario que operarán a no más del 300% o 250% de la corriente de plena carga del transformador, respectivamente. La mejor protección se realiza cuando el ajuste del interruptor o el rango del fusible es menor que este nivel; el valor real depende de la naturaleza de la carga específica que se ve envuelta. Cuando se provee tanto de protección en el lado primario como protección en el lado secundario, los niveles de protección máxima, depende de la impedancia del transformador y del voltaje secundario. Estos niveles máximos se muestran en la Tabla.

Impedancia Nominal del Transformador	Transformadores con protección primaria y secundaria				
	Primario de más de 600 V		Secundario		
	Ajuste del Interruptor de Protección	Valor Nominal del Fusible	de más de 600 V		600 V o menos
			Ajuste del Interruptor de Protección	Valor Nominal del Fusible	Ajuste del Interruptor de Protección o Valor Nominal del Fusible
No más del 6%	600	300	300	250	250
Más del 6% pero no más del 10%	400	300	250	225	250

Tabla 3.1 Protección de máxima sobrecorriente (en porcentaje)

Por otro lado, los transformadores con voltajes primarios nominales de 600 V o menos, requieren protección en el lado primario normalizada al 125% de la corriente de plena carga cuando no está presente la protección en el lado secundario y de 250% como el rango máximo del dispositivo de sobrecorriente del alimentador primario cuando la protección secundaria está ajustada a no más del 125% del rango del transformador. Ciertas excepciones a éstos requerimientos pueden ocurrir para permitir la aplicación de dispositivos de protección disponibles en los rangos normalizados. El rango del fusible que se permite, generalmente, es menor que el ajuste del interruptor de protección debido a la diferencia en las características de apertura de circuito en la región de sobrecarga.

3.1.2 Límites de tolerancia de los transformadores. Por años, los dispositivos de protección del lado primario de los transformadores se requerían para eliminar fallas de cortocircuito franco en el secundario dentro de límites de tiempo específicos. Estos límites de tiempo definían la capacidad de tolerancia de los transformadores y estaban basados en la impedancia de los transformadores como sigue:

Impedancia (porcentaje)	Corriente (veces el valor base)	Tiempo (segundos)
4	25	2
5	20	3
6	16.6	4
7 y más	14.3 o menos	5

Tabla 3.2 Límites de tolerancia de transformadores.

A niveles de corriente en exceso del 400-600% de plena carga, la característica de tolerancia del transformador puede ser aproximada, conservadoramente, por una gráfica constante I^2t (calentamiento) que es representada por una línea recta de pendiente -2 extendiéndose y terminando en el punto de tolerancia de cortocircuito apropiado.

Ha sido ampliamente reconocido que el daño de transformadores debido a fallas es el resultado de efectos mecánicos y térmicos. Lo anterior, ha ganado reconocimiento como el mayor factor en fallas de transformadores.

La siguiente discusión revisa brevemente los lineamientos para protección de fallas directas para transformadores de Categoría II (501-1,667 kVA monofásico, 501-5,000 kVA trifásico) y transformadores Categoría III (1,668-10,00 kVA monofásico, 5,001-30,000 kVA trifásico). Las curvas de protección de falla directa tienen en consideración el hecho de que el daño de los transformadores debido a efectos mecánicos es acumulativo y el número de fallas directas al que el transformador está expuesto es diferente, dependiendo de la aplicación del transformador.

Acordemente, dos curvas de protección de falla directa se han establecido para transformadores de ambas, Categoría II, figura 3.1, y Categoría III, figura 3.2. La curva de la izquierda es para aquellas aplicaciones en donde las fallas ocurren frecuentemente, típicamente más de 10 en la vida del transformador; y, la curva de la derecha es para la ocurrencia de fallas infrecuentes, típicamente no más de 10, esta curva también se usa para protección de respaldo en donde el transformador está expuesto frecuentemente a fallas eliminadas por relés de alta velocidad. En donde los conductores del lado secundario están encerrados en tuberías, canaletas u otro aislamiento, como ocurre en sistemas industriales, institucionales y comerciales, la incidencia de fallas es extremadamente baja y la curva de fallas infrecuentes debe utilizarse para determinar los ajustes de los dispositivos principales en el lado secundario, los dispositivos del lado primario o, ambos. En contraste, los transformadores con líneas secundarias aéreas tienen una relativamente alta exposición a las fallas y el uso de dispositivos de protección del tipo con recierre puede dejar al transformador sujeto a repetidas corrientes de descarga de cada una de las fallas. En este caso se deberá usar la curva de tolerancia de fallas frecuentes.

Otra consideración es un cambio relativo del punto de daño que ocurre en transformadores Delta-estrella con la estrella en el lado de bajo voltaje y el punto neutral aterrizado. Una falla en el lado secundario de una fase a tierra en valor por unidad (usando como base los valores de falla trifásica) producirá una corriente de falla de uno por unidad en el devanado primario de dicha fase en la delta, pero resulta en solamente corriente de 0.58 por unidad en la línea conectada al devanado primario en delta que contiene el dispositivo de protección.

Por lo tanto, una segunda característica de daño, deberá dibujarse a 0.58 por unidad de la característica normal.

3.1.3 Otras consideraciones de protección. En la selección de los ajustes o rangos del dispositivo de protección primario, los siguientes puntos deberán conocerse y ser considerados.

- (1) Voltaje nominal del sistema.
- (2) Carga nominal y corriente de magnetización inicial del transformador.
- (3) Capacidad de cortocircuito del sistema en kilovoltamperios.
- (4) Tipo de carga, si es estable, fluctuante, o sujeta a variaciones de corriente o corriente de arranque de grandes motores, soldadura, hornos u otras corrientes de arranque.
- (5) Coordinación con otros dispositivos de protección.

Los relevadores cuando se utilizan en combinación con interruptores de protección de potencia para la protección de transformadores del circuito primario, deberán tener una curva de tiempo-corriente de forma similar a la dispositivo próximo siguiente. La corriente mínima de operación del elemento de retardo típicamente puede ser del 150-200% del valor de la corriente primaria nominal del transformador. El ajuste de la corriente mínima de operación instantánea deberá ser ajustado al 150-160% del

equivalente secundario de la corriente máxima de cortocircuito trifásico simétrico para permitir la componente CD de la corriente de falla durante el primer medio ciclo. Los ajustes deberán permitir la circulación de la corriente de magnetización inicial. En general, la corriente de magnetización inicial es, aproximadamente, de 8-12 veces la corriente de plena carga del transformador para un período máximo de 0.1 s. Este punto deberá ser ploteado en la curva de tiempo corriente y deberá quedar por abajo de la curva del dispositivo de protección primaria del transformador. Si hay más de un transformador conectado a este alimentador, la corriente mínima de operación del elemento de retardo de tiempo no deberá exceder el 600% de la corriente de plena carga del menor de los transformadores, asumiendo que los transformadores tienen protección en el lado secundario y una impedancia del 6% o menos. Cuando se usan en el circuito secundario del transformador, la corriente mínima de operación del elemento de retardo de tiempo también deberá estar entre 150 y 200% de la corriente secundaria nominal del transformador. Un diagrama de la configuración del circuito típico se ilustra en el diagrama unifilar de la figura 3.5.

3.2 Conductores o alimentadores. La protección de los conductores o alimentadores en el rango de 600 V o menos deberá estar de acuerdo con su capacidad de corriente como está dado en las normas, excepto en donde la carga incluya motores. En este caso es permisible para los dispositivos de protección ajustarse a mayores capacidades que la capacidad continua del conductor (para permitir la coordinación en fallas o el arranque de los motores mayores mientras las otras cargas están operando a plena capacidad) a partir que la protección de sobrecarga en marcha es provista por la acción colectiva de los dispositivos de sobrecarga en los circuitos de carga individual. En donde los dispositivos de protección están en el rango de 800 A o menos es posible que no haya posibilidad de ajustes que correspondan a la capacidad de acarreo de corriente permisible del conductor, debe utilizarse el siguiente valor nominal mayor.

Los alimentadores en el rango de 600 V o más requieren tener protección de cortocircuito, que puede ser provista por un fusible en el rango de no más del 300% de la capacidad del conductor o por un interruptor de protección ajustado para disparar a no más del 600% de la capacidad de corriente del conductor. Aunque no es requerido por la norma, la mejora de la protección de estos circuitos es posible cuando la protección de sobrecarga en marcha es provista de acuerdo con la capacidad de corriente del conductor.

La circulación de corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico impone esfuerzos mecánicos y térmicos en los cables como también en los interruptores de protección, fusibles y otros componentes eléctricos. Consecuentemente, para evitar daños severos permanentes al aislamiento de los cables durante el intervalo de flujo de la corriente de cortocircuito, las características de daño del conductor alimentador deberán coordinarse con el dispositivo de protección de cortocircuito. La curva de daño del conductor

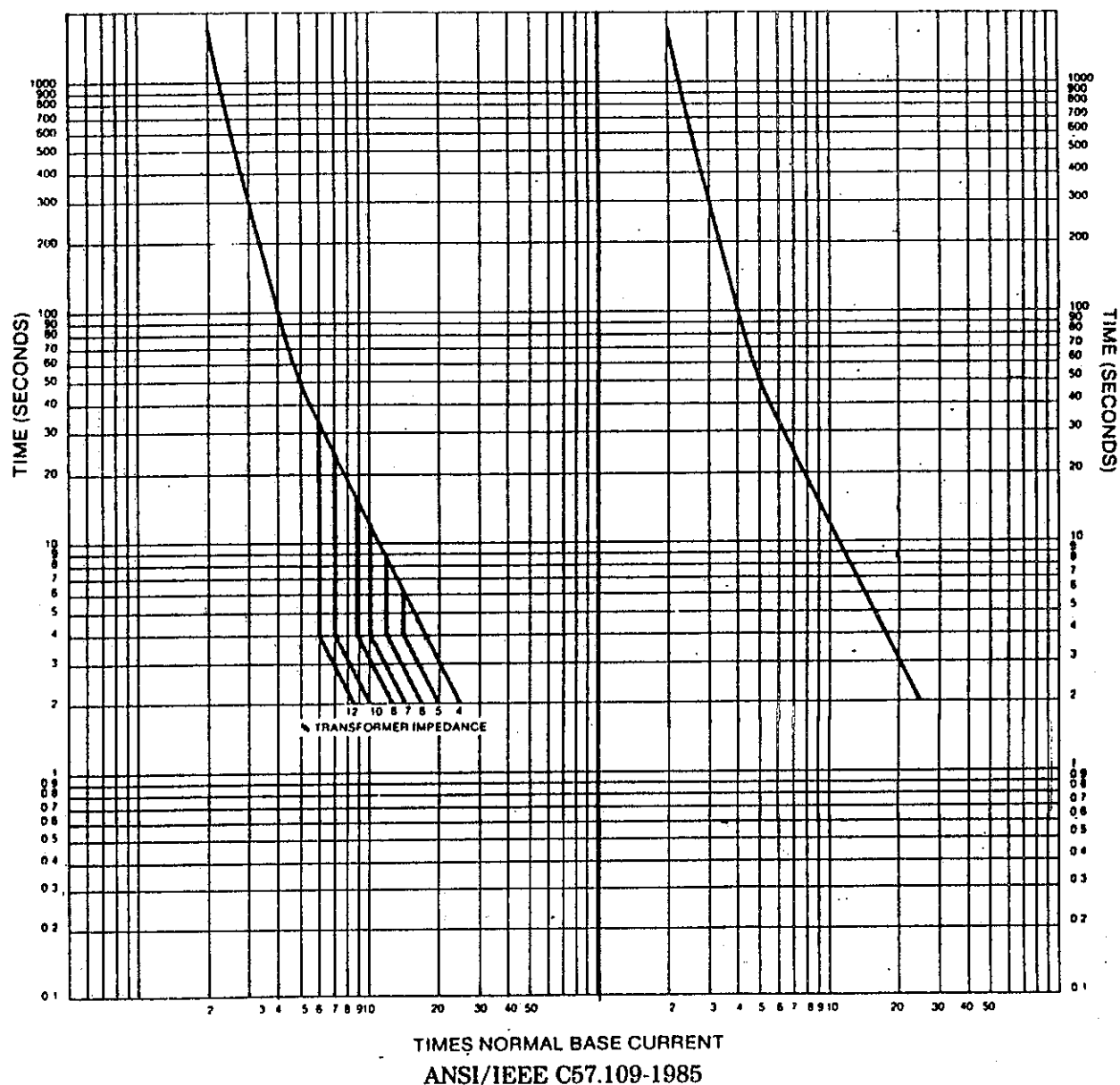


Figura 3.1

Transformadores Categoría II.

Para corrientes de falla desde 70% a 100% del máximo posible: $I^2t = K$, en donde I = Número de veces la corriente de base normal de la corriente de falla simétrica (ANSI/IEEE C57.12.00-1980), K = Constante determinada a la I máxima con $t = 2$ s. Por ejemplo las curvas $I^2t = K$ han sido dibujadas para las impedancias de transformador seleccionadas como se anota. Fallas frecuentes: más de 10, Fallas infrecuentes no más de 10; en la vida del transformador. Abscisa: Corriente, número de veces la corriente base, Ordenada: Tiempo, en segundos.

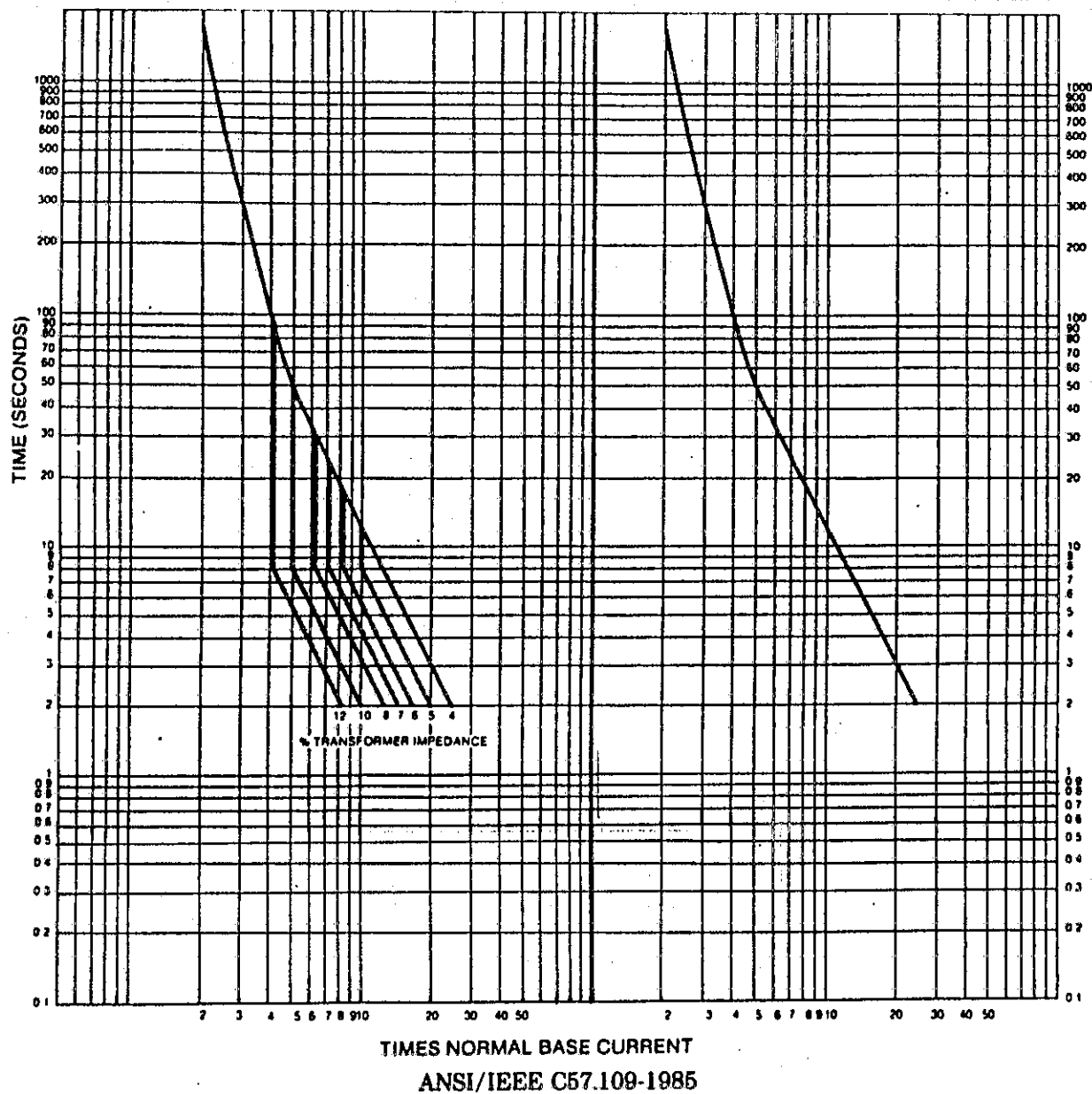


Figura 3.2

Transformadores Categoría III.

Para corrientes de falla desde 50% a 100% del máximo posible: $I^2t = K$, en donde I = Número de veces la corriente de base normal de la corriente de falla simétrica (ANSI/IEEE C57.12.00-1980), K = Constante determinada a la I máxima con $t = 2$ s. Por ejemplo las curvas $I^2t = K$ han sido dibujadas para las impedancias de transformador seleccionadas como se anota. Fallas frecuentes: más de 5, Fallas infrecuentes no más de 5; en la vida del transformador. Abscisa: Corriente, número de veces la corriente base, Ordenadas: Tiempo en segundos.

alimentador deberá caer por arriba de la curva de tiempo de liberación de falla de su dispositivo de protección.

Esta curva de daño representa una constante I^2t limitada por el aislamiento del conductor. Es dependiente de la temperatura máxima que puede permitirse que el aislamiento alcance durante una condición transitoria de cortocircuito sin incurrir en daño permanente severo. Los límites de corriente de cortocircuito recomendados, que varían de acuerdo con el tipo de aislamiento, son publicados por los fabricantes de cable. Para cualquier magnitud de corriente en particular, el tiempo requerido para alcanzar la temperatura límite puede ser determinado por una de las siguientes ecuaciones.

Para conductores de cobre

$$(I/A)^2t = 0.0297 \log_{10} ((T_2 + 234)/(T_1 + 234))$$

Para conductores de aluminio

$$(I/A)^2t = 0.0125 \log_{10} ((T_2 + 228)/(T_1 + 228))$$

en donde,

I = corriente eficaz en amperios

t = tiempo en segundos

A = área transversal del conductor en circular mils

T₁ = temperatura inicial del conductor en °C

T₂ = temperatura final del conductor en °C (límite de temperatura de cortocircuito)

Si se conocen las temperaturas inicial y de cortocircuito, éstas ecuaciones pueden ser usadas para construir la curva de daño del conductor que es válida para intervalos de tiempo de 10 segundos, aproximadamente. A partir de que la temperatura inicial depende de la carga del cable y las condiciones ambientales y, por lo tanto, no puede ser, usualmente, determinada, exactamente, es muy común asumir, conservadoramente, que la temperatura inicial es igual al rango máximo de temperatura continua del conductor.

3.3 Motores.

3.3.1 Máquinas rotativas de corriente alterna de gran tamaño. La protección de un motor de inducción de corriente alterna ésta en función del tipo de motor, tamaño, velocidad, rango de voltaje, aplicación, localización y tipo de servicio. Además, un motor puede ser clasificado como de servicio esencial o no esencial, dependiendo del efecto de la desconexión del motor en la operación del proceso o la planta. Aunque la discusión anterior en éste capítulo en los diferentes tipos de protección indirectamente, toca algunos de los problemas asociados con la protección de motores, vale la pena examinar como un sujeto importante desde el punto de vista de la máquina en sí misma.

Las desconexiones de motores pueden ser causadas por:

- (1) fallas internas,
- (2) sobrecargas prolongadas y rotor bloqueado,
- (3) bajo voltaje,
- (4) inversión o desbalance de fases,
- (5) sobrevoltajes,
- (6) operación de recierre o interruptores de transferencia.

El esquema de relevación ideal para un motor de inducción debe proveer protección contra todos estos riesgos. En las siguientes líneas, la relevación apropiada para proteger contra cada uno de estos problemas será discutida en términos generales.

(1) Fallas internas. La protección para fallas internas de motores de inducción puede obtenerse por algún relé de sobrecorriente, pero, preferiblemente, por el relé diferencial de porcentaje, descrito en el capítulo de dispositivos de protección. Cuando la fuente de alimentación está aterrizada, se deberá proveer una protección de falla a tierra separada y más sensible. La solución preferida es el uso de la secuencia cero para la protección de falla a tierra, en donde las tres fases pasan a través de un transformador de corriente del tipo ventana. Esto elimina el falso disparo debido a una desigual saturación de los transformadores de corriente y permite el uso de un ajuste rápido para el relé de falla a tierra.

(2) Sobrecargas prolongadas y rotor bloqueado. Los relés de sobrecorriente convencionales no proveen de una protección conveniente contra sobrecargas prolongadas porque sobreprotegerían al motor si se ajustan para operar, cuando se encuentren con sobrecargas normales. Esto es, los relevadores no permitirían el uso pleno de la capacidad térmica del motor y en muchos casos no proveerían suficiente retardo de tiempo para permitir el arranque completo. Esto se muestra en la figura 3.3, en donde para muchas condiciones, menos la corriente de rotor bloqueado, no hay mucho margen entre la curva de capacidad térmica del motor y la característica de tiempo de operación del relé. Con una alta corriente mínima de operación y un apropiado ajuste de tiempo como se muestra, el relé de sobrecorriente proporcionará una excelente protección de cortocircuito y rotor bloqueado al motor.

Los relés térmicos, por otro lado, darán una protección adecuada para pequeñas o medianas sobrecargas, permitiendo que el motor se cargue muy próximo a su capacidad térmica. En general los relés térmicos no dan una adecuada protección contra fuertes sobrecargas, rotor bloqueado y cortocircuitos. Por lo tanto, en muchos casos se deberán usar ambos tipos de relés para proveer de una óptima protección para sobrecargas, rotor bloqueado, y cortocircuitos y permitir el uso de la máxima capacidad del motor. De esta manera, la curva característica de la protección deberá ser muy próxima a la forma de la curva de daño térmico del motor.

Hay dos tipos comunes de relés térmicos, disponibles para la protección de motores. Uno opera en respuesta a la resistencia de detectores de temperatura fijos dentro de los bobinados de la máquina y los otros operan en respuesta a la corriente del motor. El último tipo, normalmente, tiene ajustable la característica de corriente mínima de operación y del disparo para compensar el

factor de servicio del motor como la diferencia de temperatura ambiental entre el motor y los relés.

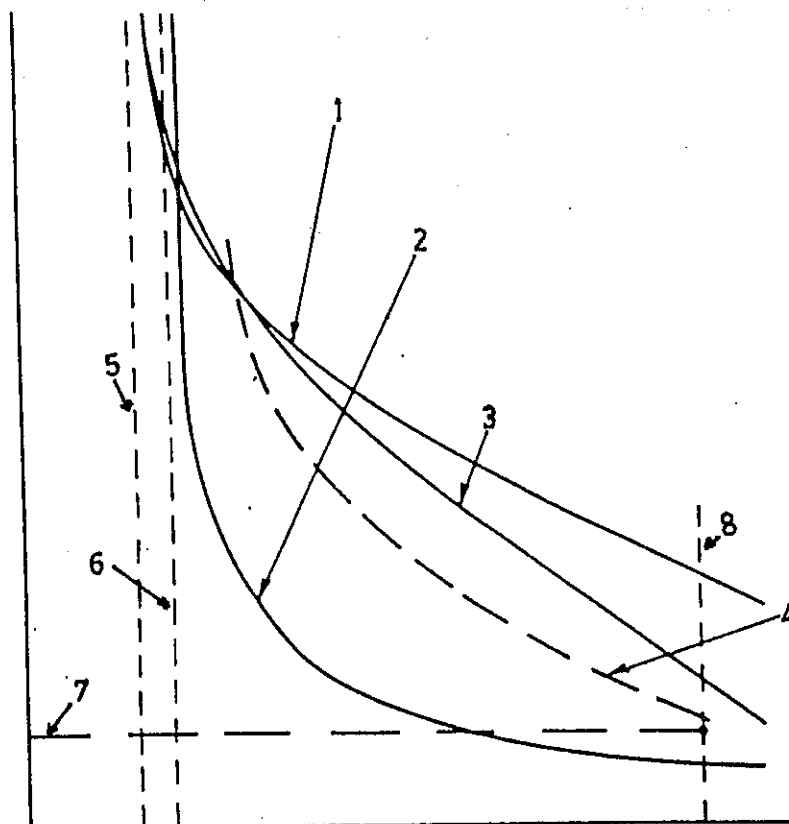


Figura 3.3

Características de Motor y relés de protección. (1) Característica del relé térmico, (2) Característica del relé de sobrecorriente ajustado para protección de sobrecarga, (3) Capacidad térmica del motor (curva de daño térmico), (4) Característica del relé de sobrecorriente ajustado para protección de rotor bloqueado y de cortocircuito, (5) Carga nominal, (6) Corriente mínima de operación del relé de sobrecorriente, (7) Tiempo de arranque, (8) Corriente de rotor bloqueado.

Frecuentemente, los motores a mediano voltaje están protegidos por un contactor con relés térmicos de sobrecarga aplicados en combinación con fusibles limitadores de corriente, que tienen la intención de abrir el circuito para altas corrientes de falla. Además, para combinar la protección de sobrecarga a la curva de capacidad térmica del motor para tal aplicación, es, igualmente, importante seleccionar los fusibles para que protejan al contactor por la apertura rápida para corrientes mayores que la capacidad

interruptiva del contactor. Asimismo, los relés de sobrecorriente deben prevenir la fundición del fusible disparandose antes que el fusible libere la corriente de falla para las corrientes dentro de la capacidad interruptiva del contactor.

(3) Bajo voltaje. El bajo voltaje puede provocar que el motor no alcance su velocidad normal de operación o resultar en condiciones de sobrecarga. Aunque los relés térmicos de sobrecarga pueden detectar una sobrecarga debida a bajo voltaje, los motores grandes y de mediano voltaje deberán tener una protección contra bajo voltaje separada. Un relé de bajo voltaje del tipo de inducción se proporciona, usualmente, para prevenir el arranque cuando el voltaje es, inaceptablemente, bajo y para prevenir la operación en caídas de voltaje momentáneas.

La operación monofásica bajo carga o la asimetría trifásica puede causar sobrecalentamiento dentro del motor a un rango por arriba del que pueden percibir los relés térmicos de sobrecarga, incluso en la fase con la mayor corriente. Si la máquina, solamente, ésta cargada parcialmente, los relés de sobrecarga puede que nunca detecten que está ocurriendo daño en el motor.

(4) Inversión o desbalance de fases. Cuando se arranca desde el reposo, una línea abierta impedirá el arranque, mientras que la rotación inversa de fases puede tener resultados inmediatamente desastrosos en el motor o el equipo acoplado a éste. En los casos en que tales condiciones sea probable que existan, deberá aplicarse el uso de un relé de falla de fase o de inversión de fase.

Si no están, debidamente, protegidos los motores trifásicos, son vulnerables al daño cuando la pérdida de voltaje de una fase ocurre. Hay numerosas causas para tales pérdidas de voltaje y éstas pueden ocurrir en cualquier sistema de distribución. El principal problema que resulta de la operación monofásica de motores trifásicos es el sobrecalentamiento, que puede causar la reducción de la expectativa de vida o la destrucción completa.

La práctica moderna de la aplicación de tres dispositivos de sobrecarga en motores trifásicos asegura la detección de la operación monofásica en muchos casos. Cuando se está operando a carga normal, la pérdida de voltaje en una fase causa una corriente anormal en las fases restantes, que es percibida por los dispositivos de protección. Sin embargo, bajo algunas condiciones de carga ligera, los motores trifásicos pueden sobrecalentarse en operación monofásica, sin ser detectado por los dispositivos de protección contra sobrecarga. Aún cuando operan cerca de la potencia nominal bajo condiciones de operación monofásica, los motores pueden dañarse antes de que respondan los dispositivos de protección convencional.

Para motores mayores de 1,000 hp debe considerarse la protección con relés de voltaje de secuencia negativa o de desbalance de corriente para protegerles contra estas condiciones.

(5) Voltajes de descarga. Los voltajes de descarga son sobrevoltajes transitorios causados por la operación de interruptores o descargas electroatmosféricas. Estos están caracterizados por un frente de onda elevadísimo. El equipo de protección contra descargas consiste en un capacitor protector y un

pararrayos que deberá conectarse tan cerca de las terminales del motor como sea posible.

(6) Operaciones de recierre o interruptores de transferencia. Bajo condiciones normales de operación, el voltaje autoinducido de un motor de CA se retrasa del voltaje de barra por unos pocos grados eléctricos en los motores de inducción y por unos 25-35 grados en los motores sincrónicos. La operación de un recierre en el sistema de servicio eléctrico o la transferencia a una fuente alternativa puede causar que el suministro de potencia sea interrumpido durante una fracción de segundo o más. Cuando el suministro de potencia es interrumpido a un motor, el voltaje en las terminales no decae súbitamente, sino que decae de acuerdo con la constante de tiempo de circuito abierto de la máquina (tiempo en el cual el voltaje autoinducido decae a un 37% del valor nominal del voltaje de barra). La carga con su propia inercia actúa como un primotor que intenta mantener el motor en movimiento. La relación de frecuencia o fase del voltaje autoinducido del motor no sigue más al voltaje de barra por un ángulo de torque fijo, sino que empieza a separarse más de éste (saliéndose de fase en ángulo eléctrico) conforme el motor se desacelera.

Si el motor es reconectado al voltaje de barra con su voltaje autoinducido a un gran desfase, se somete a peligrosos esfuerzos mecánicos y eléctricos al motor. Además de los posibles daños al motor, un torque excesivo puede dañar también el acople del motor. Además, la elevada sobrecorriente demandada por el motor puede provocar el disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Se debe realizar un chequeo para determinar que la reenergización ocurre en un punto en donde el motor y la carga no estarán sujetos a excesiva fuerza. La protección contra este problema puede proveerse por ciertos tipos de relés de frecuencia que operan en función de la rapidez de cambio de frecuencia para desconectar el motor de la línea. Un método alternativo es prevenir la reenergización hasta que el voltaje residual haya decaído hasta un valor seguro.

Los interruptores de transferencia automática tienen la intención de proveerse con accesorios de control que desconectan los motores antes de transferirlos y reconectarlos después de una transferencia y cuando el voltaje residual ha sido sustancialmente reducido. Otro método es provisto por un monitor de fase dentro del control de transferencia que previene la transferencia hasta que la barra de voltaje del motor y la fuente están próximas al sincronismo.

3.3.2 Motores pequeños. Cada circuito de derivación para motores debe proveerse con algún medio de desconexión, un circuito de protección de la derivación y un dispositivo de protección de sobrecorriente para los motores en marcha. En la figura 3.4 se presentan dos ejemplos de esto.

La protección y desconexión del circuito de derivación están combinadas, generalmente, en un dispositivo como un interruptor de protección modular o un interruptor de desconexión con fusibles. La protección de sobrecorriente del motor es provista por relés de

sobrecorriente. El motor es energizado y desenergizado por un controlador. Esta unidad puede ser operada tanto manual como eléctricamente (por un contactor). El relé de sobrecarga dispara el controlador del motor para proveer protección de sobrecorriente de marcha del motor. No es poco común tener el controlador del motor incluído en el mismo panel que el interruptor de desconexión de la derivación y el dispositivo de protección contra sobrecorriente. La unidad completa se le llama arrancador de motor combinado, proveyendo un interruptor y protección contra sobrecorriente junto con el control del motor y la protección de sobrecorriente en marcha del motor.

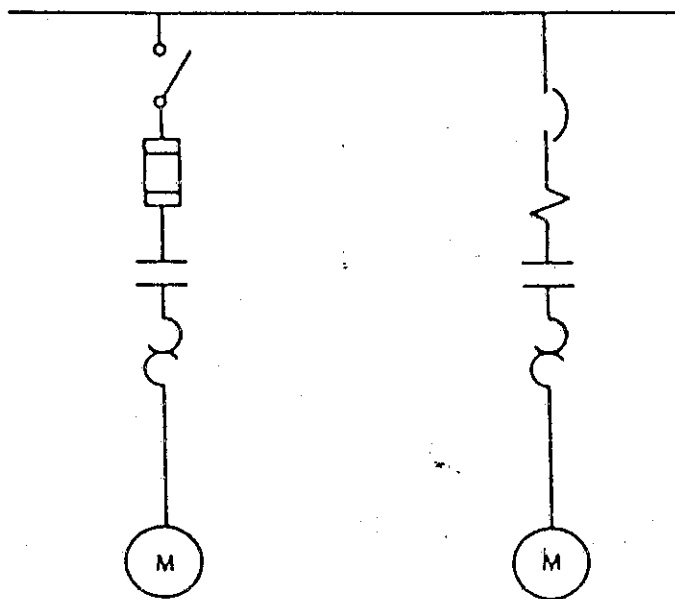


Figura 3.4
Protección aceptable para motores pequeños

El dispositivo de protección contra sobrecorriente del motor debe permitir que el motor arranque (sin abrirse con la corriente de arranque del motor) y debe abrir para cuando ocurra un cortocircuito.

Un dispositivo combinado de desconexión y protección contra sobrecorriente debe abrir con seguridad el circuito bajo condiciones de cortocircuito y desconectar el circuito con el motor funcionando a plena carga o con rotor bloqueado. El dispositivo de protección de sobrecorriente de cortocircuito debe ser capaz de interrumpir el circuito bajo la máxima corriente de cortocircuito disponible y así proteger el circuito de derivación. El interruptor debe ser de apertura y cierre rápido, al valor nominal de potencia y ser capaz de cerrarse sin dañarse en una falla de la magnitud disponible en el punto de aplicación. El interruptor debe soportar

sin peligro la corriente permisible de I^2t de los fusible sin realizar una falla inmediata o un cambio en las características de operación, que puedan acarrear problemas durante la operación normal un tiempo después.

Para la protección de sobrecorriente en funcionamiento es necesario seleccionar la unidad térmica adecuada para el relé de sobrecarga. Todas las tablas de unidades térmicas de los fabricantes están basadas para la operación del motor y controlador en la misma temperatura ambiente de 40°C o menos. Para el uso correcto de éstos dispositivos debe determinarse lo siguiente:

- (1) corriente de plena carga y de rotor bloqueado del motor de la placa del motor;
- (2) factor de servicio del motor de la placa del motor;
- (3) temperatura ambiente del motor;
- (4) temperatura ambiente del controlador;
- (5) tiempo de arranque del motor con la carga conectada.

Con esta información y siguiendo las recomendaciones del fabricante, un ajuste de la corriente de plena carga del motor puede determinarse para seleccionar la unidad térmica del relé, adecuada, de la tabla del fabricante. Entonces, debe verificarse que las características de disparo permitan el arranque.

La protección contra bajo voltaje es inherente con el uso de controladores magnéticos y el control de tres alambres desde que el voltaje de control es tomado de la línea del lado primario del controlador. Muchos controladores magnéticos de motores se desconectan cuando el voltaje de la bobina de operación cae al 65% de su valor nominal. No todas las unidades tienen la misma característica de desconexión, por lo que el valor real de desconexión por bajo voltaje debe ser determinado por medio de una prueba. Para muchos motores los dispositivos de sobrecarga de tres elementos no proveen una protección completa para operación monofásica, en este caso, puede hacerse una modificación especial al equipo.

CAPÍTULO 4.

PRINCIPIOS DE APLICACIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN.

La relevación para protección de fallas puede clasificarse en dos grupos: relevación primaria, que debe funcionar primero para remover del sistema el equipo fallado; y, relevación de respaldo que funcionará solamente cuando la relevación primaria falle.

Para ilustrar las áreas de protección con la protección primaria, en la figura 4.1 se presentan las varias áreas junto con el interruptor de protección que alimenta cada uno de los elementos eléctricos del sistema. Nótese que es posible desconectar cualquier pieza de equipo fallado por la apertura de uno o más equipos de protección. Por ejemplo, cuando una falla ocurre en la línea de entrada L1, la falla está dentro de un área de protección específica, área B, y, debe limpiarse por la protección primaria que opera los interruptores de protección 2, 3, y 4. Si el interruptor de protección falla en la apertura y el equipo fallado permanece conectado, al sistema la protección de respaldo provista por el interruptor de protección 1 y sus relés deberán limpiar la falla.

La figura 4.1 ilustra los principios básicos de la protección primaria en la que áreas de protección separadas son establecidas alrededor de cada elemento del sistema tal que cada una puede ser aislada por un interruptor de protección separado. Cualquier falla de equipo que ocurre dentro de un área dada, causará el disparo de todos los interruptores de protección que suplen potencia a esta área.

Para asegurarse que en todas las fallas dentro de una zona específica operarán los relés de esta zona, los transformadores de corriente, asociados con esta zona, deben colocarse en el lado de la línea de cada interruptor de protección como que el interruptor de protección en sí mismo es parte de dos zonas adyacentes. Esto se conoce como superposición. Algunas veces es necesario localizar ambos juegos de transformadores de corriente en el mismo lado del interruptor de protección. En circuitos radiales las consecuencias de esta falta de superposición, usualmente, no es muy seria. Por ejemplo una falla en el punto X en el lado de la carga del interruptor de protección 3 de la figura 4.1 debe ser limpiado por la apertura del interruptor de protección 3 si había cualquier manera que cause la apertura del interruptor de protección 3. Viendo que la falla está entre el interruptor de protección y los transformadores de corriente, los relés del interruptor de protección 3 no la verán y el interruptor de protección 2 deberá abrir y, consecuentemente, interrumpir la otra carga en la barra. Cuando los transformadores de corriente están localizados inmediatamente en los bushings de carga del interruptor de protección la fracción del circuito expuesto a este problema es reducida. Las consecuencias de la falta de superposición son más serias en el caso de interruptores de protección enlazados entre barras protegidas diferencialmente y barras alimentadoras protegidas por relés diferenciales o hilos pilotos.

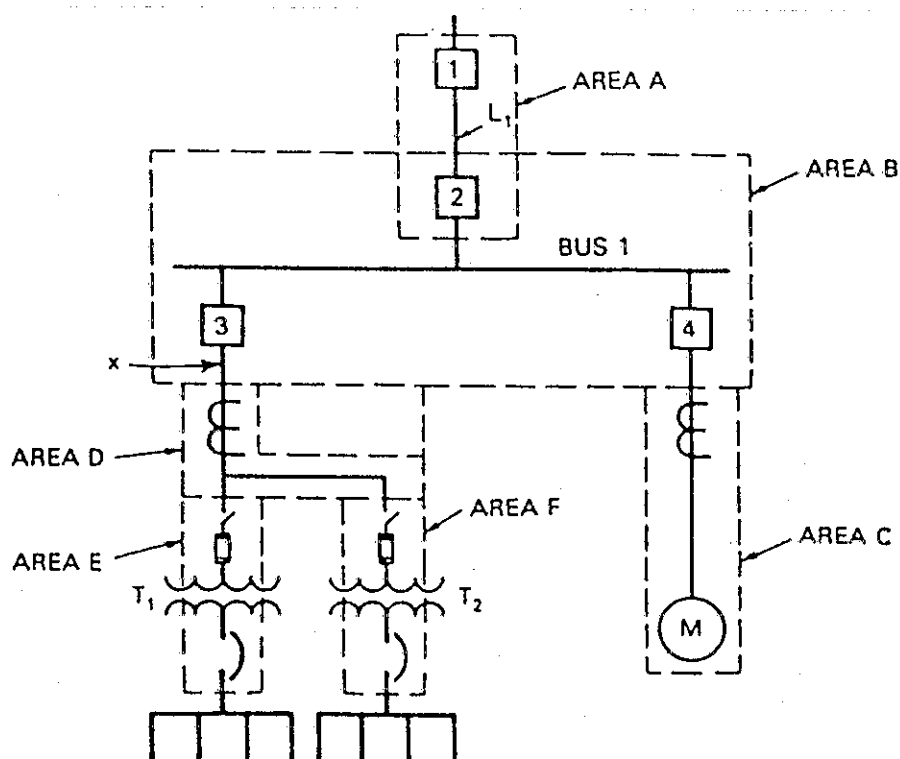


Figura 4.1
Diagrama unifilar ilustrando las zonas de protección.

En la aplicación de relés en sistemas industriales, la seguridad, simplicidad, integridad, mantenimiento y el grado de selectividad requerido deben considerarse. Antes de intentar diseñar un plan de protección por relevadores deberán examinarse los requerimientos de operación junto con los varios elementos que forman el sistema de distribución.

4.1 Sistema típico de relevadores para plantas pequeñas. Uno de los sistemas de potencia industriales más simples consiste en un interruptor de protección de entrada de servicio simple y un transformador de distribución que reduce el voltaje de distribución primaria del servicio eléctrico al voltaje de utilización como se muestra en la figura 4.2. Es indudable que habrá varios circuitos en el lado secundario del transformador, protegidos tanto por interruptores de protección o combinación de fusibles interruptores.

La protección para el circuito alimentador entre la línea de entrada y los dispositivos en el secundario del transformador, normalmente, consistirá en relés de sobrecorriente, convencionales, relé 51. Preferiblemente, los relés deberán tener las mismas características de tiempo-corriente de los relés del sistema del

servicio eléctrico, de tal manera que todos los valores de corriente de falla del interruptor de la entrada de servicio local puedan programarse para disparar antes que el interruptor de protección de la línea que suministra el servicio eléctrico. Los relés de fase también deberán tener elementos instantáneos, relé 50, para limpiar rápidamente las fallas de corriente muy elevada.

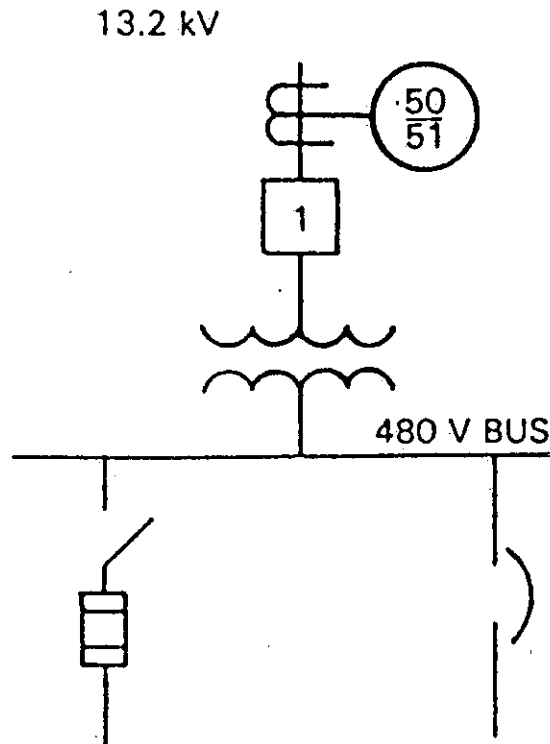


Figura 4.2
Sistema industrial pequeño típico

Este sistema simple provee protección por relés, tanto primaria como de respaldo. De esta manera, una falla en un alimentador secundario deberá limpiarse por el dispositivo de protección secundario; sin embargo, si este dispositivo falla en el disparo los relés primarios deberán disparar el interruptor de protección 1.

Este sistema industrial simple puede ampliarse por la derivación del alimentador primario y la colocación de fusibles de protección en el lado primario de cada transformador de distribución como se muestra en la figura 4.3.

Esto proporciona un paso adicional o área de protección más que el sistema simple que se presenta en la figura 4.2. Todas las fallas de los alimentadores secundarios deberán limpiarse por los interruptores de protección secundarios como antes, mientras que

las fallas dentro del transformador ahora deberán limpiarse por los fusibles primarios del transformador. Los fusibles también pueden actuar como protección de respaldo para las fallas que no son limpiadas por los dispositivos de protección de los alimentadores secundarios. La falla de alimentador primario, como antes, deberá limpiarse por el interruptor de protección 1, y, deberá actuar como protección de respaldo para los fusibles primarios del transformador.

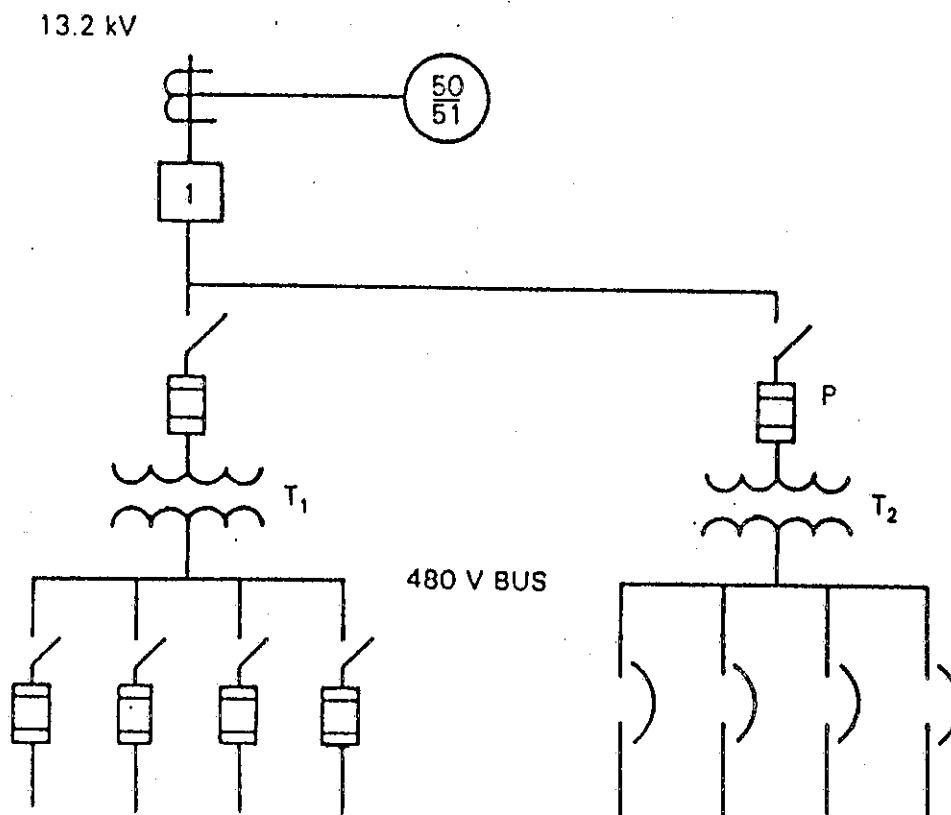


Figura 4.3

Sistema de la figura 4.2 expandido por la adición de un transformador y los circuitos secundarios asociados.

4.2 Relevación de protección de sistemas de potencia para una gran planta industrial. Como un sistema eléctrico grande, el número de pasos secuenciales de relevación, también se incrementa, dando un crecimiento a la necesidad de un esquema de protección por relevadores que es inherentemente selectivo dentro de cada zona de protección. La figura 4.4 muestra las conexiones principales de un sistema grande.

4.2.1 Protección primaria. El problema de la selectividad de los relés es de gran interés para las compañías de servicio eléctrico porque sus líneas de suministro en 69 kV están en paralelo y sus transformadores están conectados en paralelo con la

generación local de la planta. La compañía de servicio eléctrico deberá participar en la selección de los relés aplicados para la operación de ambos interruptores de protección de entrada en caso de disturbios de la barra de 69 kV o transformadores. Debido al enlace de la barra de 69 kV, una falla tanto en la barra o en el transformador no puede ser limpiada por los interruptores de protección A o B solos, sino que, requerirá la apertura de los interruptores de protección A o B como también de AB y C o D.

Deberán instalarse tres relés de sobrecorriente direccional controlados (relé 67) para los interruptores de protección C y D y conectar el disparo para corriente que circula hacia los respectivos transformadores de 69 kV. Se sugieren los relés de sobrecorriente direccional controlada porque su sensibilidad no está limitada por la magnitud de la corriente de carga en la dirección normal o de no disparo. Deben instalarse tres relés de sobrecorriente con características de tiempo inverso en las posiciones de los interruptores de protección A y B como protección de respaldo para fallas que ocurran en o a inmediaciones de las barras de 69 kV. La conexión de estos relés de sobrecorriente (relé 50/51), se muestra en la figura 4.4 están siendo energizados desde la salida de dos transformadores de corriente en adición a la conexión de la línea de entrada de 69 kV y el enlace de barras, proveyendo la ventaja de aislar solamente la sección de la barra fallada en un muy corto tiempo que será posible si se usan relés individuales para cada interruptor de protección.

Las siguientes zonas de protección son las barras de 13.8 kV 1 y 2. Las corrientes de falla son relativamente grandes para la falla de cualquier equipo en o cerca de las barras principales de 13.8 kV. Por esta razón se recomienda un esquema de protección o relé diferencial (relé 87B) para cada barra. La operación del relé diferencial es instantánea y es inherentemente selectiva dentro de sí misma. Sin estos relés las fallas de barra de elevada corriente deberán limpiarse por la operación adecuada de los dispositivos de sobrecorriente de las distintas fuentes. Esto resulta en tiempos largos para la eliminación partiendo de que los dispositivos de sobrecorriente tienen arranque y calibración de tiempo determinados por otras consideraciones que no son las fallas de barra. Una práctica generalizada es el uso de transformadores de corriente separados con las mismas características de regulación y salida para el esquema de relé diferencial. Se usa un relé auxiliar de múltiples contactos (relé 86B) con el relé diferencial para disparar todos los interruptores de protección en donde ocurre una falla de barra.

Para obtener la sensibilidad máxima, los relés de tierra con retardo de tiempo (relé 51N) en la fuente de los transformadores 69-13.8 kV. están conectados a la salida de los transformadores de corriente que miden la corriente en el neutral conectado a tierra. El relé 87TN es conectado diferencialmente para dar un disparo sensible en fallas entre el secundario del transformador y el interruptor de protección principal de 13.8 kV. A diferencia de los relés con retardo de tiempo 51N-1 y 51N-2 este relé no se coordina con los otros relés de falla a tierra que se encuentran adelante.

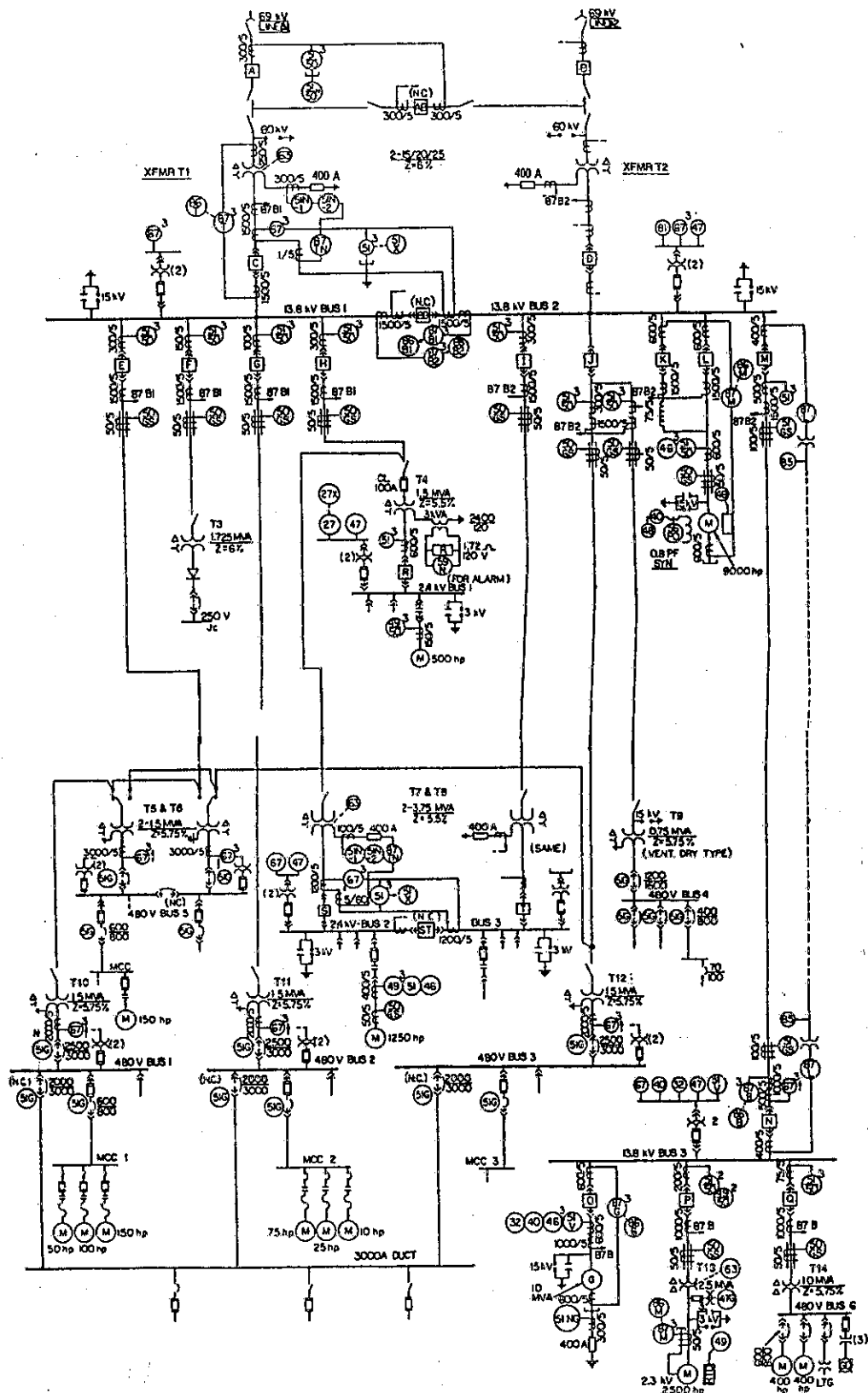


Figura 4.4
Diagrama unifilar con la protección para el sistema de una planta industrial grande.

La protección superior para el enlace de cables entre las barras 2 y 3 es provisto por un relé diferencial de hilo piloto (relé 87L). Además siendo de operación instantánea, el esquema de hilo piloto es inherentemente selectivo dentro de sí mismo y solamente requiere dos hilos piloto si se utilizan los relés adecuados. La protección de respaldo provista por relés de sobrecorriente deberá instalarse en ambos extremos de la línea de enlace. Relés no direccionales pueden utilizarse en el interruptor de protección M, pero en el interruptor de protección N son más ventajosos los relés direccionales a partir que el generador de 10 MVA representa una fuente de falla en la barra 3.

Se usan transformadores de corriente, separados, para los relés diferenciales de hilo piloto para proporcionar flexibilidad y seguridad en la aplicación de los otros dispositivos de protección.

El motor síncrono de 9,000 hp en 13.8 kV. está provisto de un arreglo de arrancador a voltaje reducido del tipo reactor usando interruptores especiales. La protección de sobrecarga es provista por un relé térmico (relé 49) cuyo sensor es una resistencia detectora de temperatura (RTD) dentro de los devanados del estator. Este relé puede usarse tanto para disparo o alarma. La protección de falla interna es provista por el esquema de relé diferencial (relé 87M). La protección de respaldo de falla y de rotor bloqueado es provista por un relé de sobrecorriente (relé 51/50) aplicada en las tres fases. La protección de bajo voltaje e inversión de fases es provista por el relé sensitivo de voltaje (relé 47) conectado a los transformadores de potencial de la barra principal.

La protección de falla a tierra es provista por el relé instantáneo de corriente de secuencia cero (relé 50GS). El relé de corriente balanceada (relé 46) protege al motor contra daños de calentamiento excesivo del motor causado por operación monofásica o alguna otra condición de desbalance de voltaje. El devanado rotórico de arranque del motor puede dañarse por corriente excesiva debido a la pérdida de excitación o incremento súbito de carga, que provocan que el motor salga de sincronismo. También pueden resultar daños en el rotor por un tiempo excesivo para que el motor alcance la velocidad de sincronismo y quede sincronizado. Para proteger contra los daños por estas causas deben utilizarse los relés de pérdida de excitación (relé 40) de re arranque (relé 56PO) y relé de secuencia incompleta.

Además, para la protección de generadores contra (1) fallas internas, (2) sobrecargas sostenidas, (3) bajo voltaje y (4) sobretensión deben protegerse de sobrecalentamiento causado por fallas desbalanceadas de pequeña magnitud y de su funcionamiento como motores (motorización) cuando el primotor puede dañarse por tal operación. La protección de sobrecorriente de respaldo debe ser capaz de detectar una condición externa de corriente de falla que corresponda al nivel mínimo de contribución del generador. Para el generador de 10 MVA conectado en la barra 3, la detección de falla interna es provista por el relé diferencial de porcentaje (relé 87G) la corriente de falla a tierra es limitada por el resistor de 400 A. en el neutral del generador y la detección de falla a tierra

es proporcionada por el relé de sobrecorriente (relé 51NG). La protección de pérdida de excitación es provista por el relé 40, la protección de sobrecorriente externa desbalanceada (secuencia negativa) está dada por el relé 46, la protección contra motorización por el relé 32 y la protección de sobrecorriente de respaldo por el relé 51/50.

Es una buena práctica para los transformadores del tamaño que se muestran en la entrada del servicio, en donde un interruptor de protección se usa, tanto en el lado primario como secundario, instalar relés diferenciales de porcentaje y relés de sobrecorriente de característica inversa para protecciones de respaldo. Para prevenir la operación de los relés diferenciales con la corriente de magnetización cuando se energizan los transformadores, se deben filtrar y pasar a través de devanados de restricción la mayor proporción de corrientes armónicas múltiplos de la frecuencia de la línea contenidos en la corriente de magnetización para que la corriente de desbalance requerida para el disparo se haga mucho mayor durante el transitorio de excitación que durante la operación normal.

4.2.2 Protección en medio voltaje. Las subestaciones de medio voltaje (2.4 kV) mostradas en la figura 4.4 están diseñadas, principalmente, con el propósito de servir a los motores de gran y mediano tamaño. Las barras 2 y 3 alimentadas por los transformadores de 3,750 kVA están conectadas entre sí por un interruptor de protección de enlace normalmente cerrado, que está protegiendo en combinación con cada uno de los interruptores de protección principales por medio de un esquema de protección diferencial parcial o total (relé 51). Los transformadores de corriente están conectados con la polaridad adecuada de tal manera que el relé solamente ve la corriente total en su zona de barra y no ve ninguna corriente que circule en la zona de barra a través de la entrada principal y que lo abandone a través del enlace. El relevador de respaldo del interruptor de protección del alimentador está conectado a su barra respectiva y opera en las fallas de barra para disparar el enlace y el interruptor de protección principal apropiado simultáneamente de ese modo se salva un paso de sobretiempo en la relevación que es requerido cuando los interruptores de protección principal y de enlace son operados por relés separados. Una posible desventaja de este esquema ocurre cuando un relé direccional o un interruptor de protección principal funciona mal para una falla de transformador o cuando un interruptor de protección alimentador de barra falla para limpiar adecuadamente una falla posterior. El siguiente dispositivo en el sistema que puede limpiar es el interruptor de protección del alimentador primario en el lado opuesto. Si esto ocurre, resulta una pérdida total del servicio en la subestación. Como un resultado, algunas veces se añade al interruptor de protección de enlace un relé de sobrecorriente (relé 51) en los sistemas en donde la posibilidad de esta ocurrencia no es tolerada, pero esto no se muestra en la figura 4.3. Estos relés pueden colocarse pero no para extender el tiempo de operación de ningún otro relé mientras proveen la protección de respaldo necesaria para proporcionar el

adecuado aislamiento para las fallas posteriores a cualquiera de los dos interruptores de protección principales.

La protección de tierra del lado de la fuente para las unidades de las subestaciones de la barra simple partida de 2.4 kV es similar a la que se describió para el secundario del transformador de 13.8 kV. La barra simple en el lado primario de la subestación de 2.4 kV de 1,500 kVA ilustra un método para aterrizado con alta resistencia utilizando un transformador de aislamiento en el circuito del neutral. Este esquema limita la magnitud de la corriente a un nivel seguro permitiendo el uso de un banco de resistores para bajo voltaje. El resto de la protección de 2.4 kV que se muestra en la figura 4.4, de una forma u otra, proporcionan la protección de los motores de carga.

La aplicación de una combinación de motor y transformador como se muestran conectados a la barra 3 de 13.8 kv se conoce como el método de unidad. Esto se hace para obtener la ventajas del bajo costo del motor y el transformador a 2.4 kV, si se compara contra un motor solo en 13.8 kV. La protección de fallas internas del motor está provista por relés de sobrecorriente instantáneos, arreglados para proporcionar la protección diferencial (relé 87M), por el uso de un transformador de corriente de secuencia cero (del tipo Dona) localizado en ambas terminales del motor, o preferiblemente, en el arrancador. La localización del segundo transformador de corriente también proporciona protección para los cables alimentadores. De esta forma tres transformadores de corriente y tres relés se utilizan en esta manera para la protección diferencial. La protección térmica de protección es provista por el relé 49 usando una RTD como sensor de temperatura. La protección contra descargas y sobrevoltajes es provista por el pararrayos y el capacitor localizado en las terminales del motor, mientras la protección contra bajo voltaje e inversión de fases es provista por el relé 47 conectado a los transformadores de potencial de la barra. El relé de presión súbita (relé 63) es usado para la detección de fallas internas del transformador. La protección de fase y de tierra de la rama es provista por el relé 51/50 y 50GS respectivamente.

El motor de inducción de 50 hp servido desde la barra 1 de 2.4 kV está provisto de un contactor clase E no fusible. El servicio de falla máxima en esta barra de 2.4 kV está dentro de la capacidad interruptiva de 50,000 kVA del contactor y, por lo tanto, no es necesario el uso de fusibles. La protección de sobrecarga de del motor es proporcionada por un relé de imagen térmica (relé 49) con un elemento de sobrecorriente instantánea (relé 50) utilizado para la protección de falla de fase. Una protección de rotor bloqueado separada no es justificada normalmente para este tamaño de motores. La protección de bajo voltaje y de operación monofásica está provista para éste y los otros motores conectados a ésta barra por el relé 27 y un relé de bajo voltaje y por un relé 60, un relé de voltaje de secuencia negativa conectado a los transformadores de potencial de la barra. Debido a la función esencial de los motores conectados en esta barra, se utiliza un esquema de aterrizado con alta resistencia. Una falla de línea a tierra produce un máximo de

2 A cuando es limitado por un resistor de 1.72 ohmios conectado en el neutral del secundario del transformador. Se genera un voltaje a través del relé de sobrevoltaje (relé 59N) que inicia una señal de alarma o de alerta al personal de operación.

El motor de inducción de 1,250 hp conectado a la barra 2 de 2.4 kV está provisto con un contactor fusible clase E para conexión. El fusible provee la protección para fallas de gran magnitud. La protección de sobrecarga del motor está proporcionada por un relé de imagen térmica (relé 49). La protección para rotor bloqueado y del circuito para corrientes mucho mayores que la sobrecarga es proporcionada por un relé 51. La protección contra operación monofásica con carga es proporcionada por el relé 50GS, que está conectado para disparar el contactor del motor de tal manera que la corriente de falla a tierra está seguramente limitada a 800 A máximo. La protección de bajo voltaje e inversión de fases es provista por un relé 47.

4.2.3 Protección de bajo voltaje. La figura 4.4 ilustra varios tipos operación de subestaciones de 480 voltios. La barras 1, 2 y 3, por ejemplo, representa un sistema típico industrial de bajo voltaje que generalmente es utilizado en donde el tamaño del sistema y su importancia para la operación de la planta requiere lo último en continuidad del servicio y estabilidad del voltaje. Múltiples fuentes operando en paralelo debidamente protegidas proporcionan este funcionamiento. Los interruptores de protección están provistos con dispositivos de disparo de estado sólido como manera de protección contra sobrecorriente. También es indicada la protección contra falla a tierra y puede obtenerse por medio de una modificación opcional al dispositivo interruptor de protección respectivo, o como un esquema de relevación estándar de secuencia cero en los circuitos alimentadores. Para el disparo de los interruptores de protección principales en el secundario del transformador y protección del devanado secundario, un relé localizado en el neutral del transformador proporciona otra manera del obtenerlo.

Dado que los dispositivos de disparo de los tres interruptores de protección principales utilizados en las barras 1, 2 y 3 de 480 V, normalmente, deberán ajustarse idénticamente para proveer selectividad con el interruptor de protección de enlace que alimente la barra de 3,000 A y los otros interruptores de 480 V de los alimentadores para fallas más adelante, se deben proveer relés direccionales en estos interruptores de protección. Esto permitira la operación selectiva entre todos los interruptores de protección de los alimentadores de 480 V y el interruptor de protección principal durante condiciones de flujo inverso de corriente para falla en los primarios de los transformadores. Relés direccionales también deben ser aplicados a cada uno de los interruptores de enlace de servicios que alimenta la barra de 3,000 A para proveer una operación selectiva entre estos interruptores para fallas en la barra secundaria del transformador.

Para proteger los interruptores de protección de 800 A de los alimentadores de los elevados niveles de corriente disponibles en los secundarios de las barras 1, 2, 3 y 5, se deben usar fusibles

limitadores de corriente en combinación con cada uno de los interruptores de protección. Dado que el interruptor de protección de enlace en la barra 5 está normalmente cerrado, los interruptores de protección principales también están provistos de relés direccionales para asegurar la operación selectiva entre los interruptores principales para falla, anteriores a éstos.

La subestación que alimenta la barra 4 de 480 V es un arreglo radial convencional y, excepto por la adición de la protección de falla a tierra, los interruptores de protección mostrados están equipados con dispositivos de disparo normales. La barra 6 es alimentada desde un transformador conectado en delta-delta y se le provee con un sistema de detección de falla a tierra con señales audibles y visibles. Los pequeños interruptores de protección de baja corriente en esta barra solamente tienen dispositivos de disparo normales, y, no requieren la asistencia de fusibles limitadores de corriente como resultado del bajo nivel de corriente de falla en el lado de carga del transformador de 1,000 kVA.

4.3 Protección para una planta industrial con generación local.

Cuando se requiere potencia adicional en una planta que ha generado toda su potencia y se adopta la operación de enlace en operación paralela con el sistema de servicio eléctrico, el problema completo de la protección de falla debe ser revisado junto con las capacidades interruptivas de los interruptores de protección y la capacidad de tolerancia de los componentes del sistema. En la figura 4.5 se han hecho las siguientes suposiciones:

(1) todos los interruptores de protección en la planta industrial son capaces de interrumpir el incremento de la corriente de cortocircuito,

(2) cada uno de los interruptores de protección de los alimentadores de la planta están equipados con relés de sobrecorriente de tiempo-inverso o tiempo-muy inverso y unidades instantáneas,

(3) cada uno de los generadores está protegido por relés diferenciales y también tienen protección de respaldo para falla externa en la forma de relés de sobrecorriente de generador con relés de sobrecorriente con restricción de voltaje o controlados por voltaje como también relés de secuencia negativa para la protección contra calentamiento interno excesivo por fallas de línea a línea,

(4) la compañía de servicio eléctrico tiene al extremo de la línea de enlace interruptores de protección con recierre automático a través de relés de sincronismo seguidos de disparo definitivo.

(5) el neutral de la red de servicio eléctrico está sólidamente aterrizado y el neutral de uno o ambos generadores está aterrizado a través de resistores.

(6) los generadores de la planta tienen capacidad insuficiente para manejar la carga completa de la planta; aunque, no hay retroalimentación al sistema de servicio eléctrico bajo ninguna condición.

La protección al final de la línea de enlace del sistema de servicio eléctrico debe consistir en tres relés de distancia o relés de sobrecorriente sin unidades instantáneas. Si los relés de

distancia se usan, se deberán ajustar para operar instantáneamente para fallas en la línea de enlace arriba del 10% de la distancia desde la planta y con retardo de tiempo para fallas más allá del punto en el que se permita una etapa de protección instantánea en la planta para fallas elevadas. Si se usan relés de sobrecorriente, se deberán ajustar para coordinarse con los relés con retardo de tiempo e instantáneos en la planta. Al final de la línea de enlace en la planta en el interruptor de protección 1, se deberá ajustar el relé de sobrecorriente direccional para fallas en la línea de enlace o protegerse para el flujo inverso de potencia para detectar y disparar para energía que fluya a las otras cargas en el sistema de servicio eléctrico debiendo abrir el interruptor de protección de la red o ambos.

Los relés direccionales de sobrecorriente están diseñados para el funcionamiento óptimo durante las condiciones de falla. El ajuste de la derivación de corriente y de tiempo deberá asegurar la operación dentro de la capacidad de cortocircuito de la generación de la planta y también para ser selectivo en cierto grado con los otros dispositivos para liberación de fallas en la red de servicio.

El relé de flujo inverso de potencia o direccional de potencia está diseñado para dar una máxima sensibilidad para el flujo de energía a la red eléctrica en donde la coordinación con los dispositivos de protección del sistema de servicio eléctrico no es un requisito de funcionamiento propio. Se usa un ajuste de derivación de corriente sensible, aunque se requiere algún retardo de tiempo para prevenir el disparo indeseable que puede ocurrir por la oscilación de la carga durante la sincronización.

Debido a esto el retardo de tiempo del disparo del relé de potencia inversa del interruptor de protección 1 sólo puede ser tan lento para prevenir la sobrecarga del generador en caso de pérdida de la fuente del sistema de servicio eléctrico. Además, la cantidad de potencia fluyendo hacia afuera a las otras cargas del sistema de servicio eléctrico puede que no sea todas las veces suficiente para asegurar la operación del relé. Una pérdida completa de la carga de la planta solamente puede ser prevenida por la temprana detección de un decaimiento de la frecuencia del generador para inmediatamente disparar no solamente el interruptor de protección 1 sino también la suficiente carga no esencial de la planta de manera que la carga restante este dentro de la capacidad de generación. Se considera una protección esencial para este sistema el uso de un relé de baja frecuencia para iniciar la acción de desconexión automática escalonada de carga. Para sistemas grandes se deben ajustar dos o más relés de baja frecuencia para operar sucesivamente a bajas frecuencias. Así, las cargas no esenciales deberán desconectarse en etapas, dependiendo de la demanda del sistema.

La protección propuesta para la línea de enlace con el sistema del servicio eléctrico y una planta industrial con generación local deberá ser discutida a fondo con la compañía que presta el servicio para asegurar que los intereses de cada una de las partes están debidamente protegidos. Es común el uso de interruptores de protección con recierre automático, con o sin retardo, seguido de

un bloqueo por parte de la empresa de servicio eléctrico en líneas aéreas que sirven a más de un usuario. Para protegerse en contra de la posibilidad de que los dos sistemas estén fuera de sincronismo al momento del recierre, el interruptor de protección de entrada 1 puede tener disparo transferido cuando dispare el interruptor de protección de la salida de la línea. El relé de revisión de sincronismo en la salida de la línea recibirá la señal de línea muerta y permitirá que el ciclo de recierre automático sea concluido. La reconexión del sistema de la planta con el sistema externo se puede lograr por los procedimientos normales de sincronización.

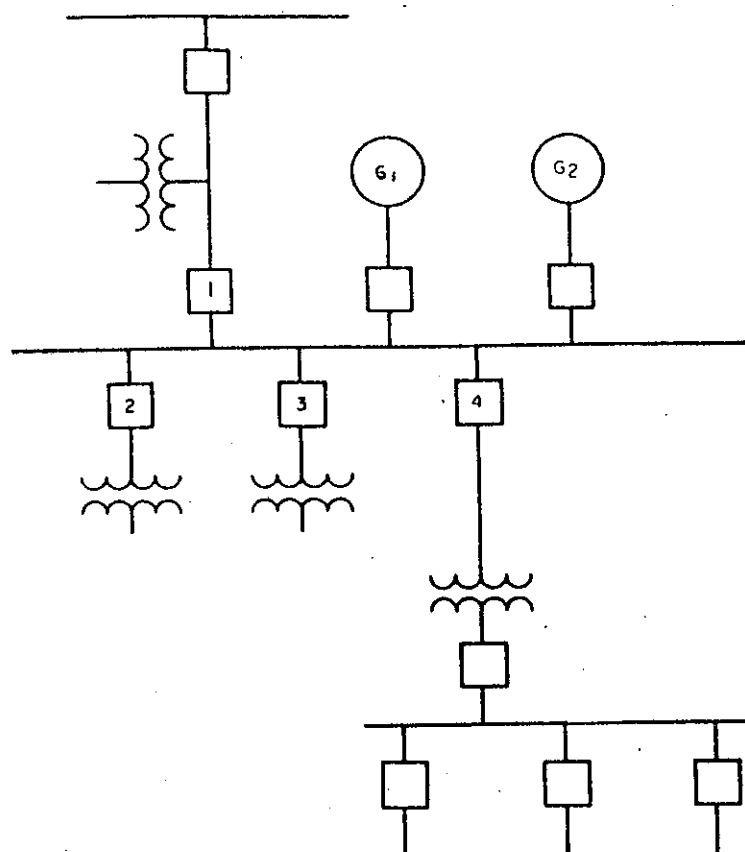


Figura 4.5
Sistema de una planta industrial con generación local

Los relés de protección externa del generador, usualmente, del tipo de sobrecorriente con voltaje de restricción o controlados por voltaje y relés de corriente de secuencia negativa dan la protección primaria en caso de falla de barras y como protección de respaldo para fallas del alimentador o la línea de enlace. Estos relés del generador también operan como protección de respaldo del relé diferencial en caso de una falla interna del generador, con

tal que no haya otras fuentes de potencia alimentando la corriente de falla en el generador.

Dispositivos de Protección.

Localización	Relé	Descripción
Líneas de alimentación 69 kV	51/50 51N/50N	Protección combinada de relé de sobrecorriente de fase y de tierra para la barra de 69 kV y de respaldo para la protección diferencial de transformadores. Dispara los interruptores de protección A, AB, y C a través de relé auxiliar 86T.
Transformadores principales de 15 MVA	51N-1 51N-2	Protección de respaldo para fallas a tierra del secundario del transformador, barra de 13.8 kV y circuitos alimentadores. 51N-1 dispara el interruptor de protección de enlace CD; 51N-2 (después de un período de tiempo) dispara el interruptor de protección.
	63	Relé de presión súbita. Dispara el interruptor de protección A, AB, y C a través del relé auxiliar 86T.
	67	Relé direccional de sobrecorriente de fase como respaldo al relé diferencial del transformador. Dispara los interruptores de protección A, AB y C a través del relé auxiliar 86T.
	87TN	Protección diferencial sensible para fallas a tierra en el secundario del transformador. Dispara los interruptores de protección A, AB y C a través del relé auxiliar 86T.
	87T	Protección diferencial del transformador. Dispara los interruptores de protección A, AB y C a través del relé auxiliar 86T.
	86T	Relé auxiliar de disparo y bloqueo de reconexión.
Barras de 13.8 kV 1 y 2	51	Protección combinada de sobrecorriente de fase y como respaldo para las fallas de las barras y alimentadores de 13.8 kV. Dispara los interruptores de protección C y CD a través del relé auxiliar 51X.
	87B1 87B2	Protección diferencial de barra, 87B1 dispara los interruptores de protección C, CD, E, F, G, y H a través del relé auxiliar 86B1. 87B2 dispara los interruptores de protección D, CD, I, J, K, L, y M a través del relé auxiliar 86B2.
	86B1 86B2	Relés auxiliares de disparo y bloqueo de reconexión.
	91	Protección contra baja frecuencia. Inicia el disparo escalonado de carga por medio de los alimentadores de circuitos preseleccionados.
Alimentadores de 13.8 kV E, F, G, H, I, y J.	51/50	Protección de falla de fase instantánea y temporizada. Dispara el interruptor de protección de cada alimentador individual.
	50GS	Protección de falla a tierra. Dispara el interruptor de protección de cada alimentador individual.

Localización	Relé	Descripción
Interruptores de protección de 13.8 kV K y L del control de motor	40	Relés de protección contra pérdida de excitación, chequeo de secuencia incompleta y re arranque. Disparan los interruptores de protección K y L.
	48	
	56PO	Relé de corriente balanceada para protección de operación monofásica. Dispara los interruptores de protección K y L.
	46	
	47	Protección polifásica de bajo voltaje e inversión de fase. Dispara los interruptores de protección K y L a través del relé auxiliar 86M.
	49	Protección de sobrecarga usando resistencias detectores de temperatura del estator. Dispara los interruptores de protección a través del relé auxiliar 86M.
	50GS	Protección instantánea de falla a tierra. Dispara los interruptores de protección K y L a través del relé auxiliar 86M.
	51/50	Protección de sobrecorriente de fase y de rotor bloqueado. Dispara los interruptores de protección K y L a través del relé auxiliar 86M.
	87M	Protección diferencial de motor. Dispara los interruptores de protección K y L a través del relé auxiliar 86M.
	86M	Relé auxiliar de disparo y bloqueo de reconexión.
Línea de enlace 13.8 kV e interruptor de protección M	51GS	Protección de falla a tierra sensible como protección de respaldo para la protección de hilo piloto y para las fallas a tierra de la barra 3 y su alimentador. Dispara el interruptor de protección M.
	51	Protección de sobrecorriente de fase como respaldo de la protección de hilo piloto y para la barra y su alimentador por falla en barras. Dispara el interruptor de protección M.
	87L	Protección diferencial de línea para fallas de fase y de línea a tierra usando hilo piloto. Dispara el interruptor de protección M.
	85	Relé de control de hilo piloto para dar alarma de hilo piloto abierto, cortocircuitado o aterrizado.

Localización	Relé	Descripción
Transformador de 3.75 MVA y barras 2 y 3 de 2.4 kV	51	Protección combinada para protección de sobrecorriente de fase para fallas en la barra de 2.4 kV y como protección de respaldo para falla del alimentador. Dispara los interruptores de protección S y ST a través del relé auxiliar 51X.
	51N-1	Protección de falla a tierra para el secundario del transformador y la barra y como protección de respaldo para fallas a tierra del alimentador. el relé 51N-1 dispara el interruptor de enlace ST; el relé 51N-2 (después de un período de tiempo) dispara el interruptor de protección S.
	51N-2	
	63	Relé de presión súbita en el transformador. Dispara los interruptores de protección S y H.
	67	Protección direccional de sobrecorriente de Fase para fallas del transformador y falla de línea de 13.8 kV. Dispara el interruptor de protección S.
	87TN	Protección diferencial sensible para fallas a tierra en el secundario del transformador. Dispara los interruptores de protección S y H.
	46	Relé de corriente balanceada para protección monofásica. Dispara el contactor.
	47	Protección polifásica de bajo voltaje y secuencia de fase. Dispara los interruptores de protección S y ST a través del relé auxiliar 51X.
	49	Protección de sobrecarga de imagen térmica. Dispara el contactor.
	50GS	Protección instantánea de falla a tierra. Dispara el contactor.
	51	Relé de sobrecorriente para protección de rotor bloqueado. Dispara el contactor.
Transformador de 1.5 MVA y barra 1 de 2.4 kV	47/50	Protección de sobrecarga de imagen térmica incluyendo elemento instantáneo para protección contra cortocircuito. Dispara el contactor.
	51	Protección de sobrecorriente de fase. Dispara el interruptor de protección R.
	59N	Detección de voltaje sensible para fallas a tierra para sistemas aterrizados con alta resistencia. Da señal de alarma.
	27	Protección de bajo voltaje monofásica. Dispara el contactor del motor a través del relé auxiliar 27X.
	60	Relé de voltaje de secuencia negativa detecta la operación monofásica de la fuente. Desenergiza el relé 27 que es de bajo voltaje.
Línea de enlace de 13.8 kV e interruptor de protección N en la barra 3 de 13.8 kV.	67	Protección direccional de sobrecorriente de fase como protección de respaldo para el hilo piloto y para fallas en la barra y alimentación de las barras de 13.8 kV. Dispara el interruptor de protección N.
	87L	Protección diferencial de línea para fallas de fase y tierra usando hilo piloto. Dispara el interruptor de protección N.
	85	Relé de control de hilo piloto para dar alarma de hilo piloto abierto, cortocircuitado o aterrizado.
	51G	Protección sensible de falla a tierra y como protección de respaldo para la protección de hilo piloto y falla de barra y alimentación de fallas en las barras de 13.8 kV. Dispara el interruptor de protección N.
Barra 3 13.8 kV	87B	Protección diferencial de barra. Dispara los interruptores de protección N, Q, P, y Q a través del relé auxiliar 86B.
	86B	Relé auxiliar de disparo y bloqueo de reconexión.

Localización	Relé	Descripción
Generador de 10 MVA	32	Protección de potencia inversa o antimotorización. Dispara el interruptor de protección Q.
	40	Protección de pérdida de excitación. Da alarma y subsecuentemente dispara el interruptor de protección Q.
	45	Protección de sobrecorriente de secuencia negativa para generador, debido a falla externa desbalanceada. Dispara el interruptor de protección Q.
	51V	Protección de sobrecorriente de respaldo para fallas trifásicas externas. Dispara el interruptor de protección Q.
	51NG	Protección de falla a tierra para el generador y como protección de respaldo para los relés diferencial y de alimentadores de falla. Dispara el interruptor de protección Q y el interruptor de campo a través del relé 86G.
	87G	Protección diferencial del generador. Dispara el interruptor de protección Q y el interruptor de protección del campo a través del relé 86G.
	86G	Relé auxiliar de disparo y bloqueo de reconexión.
Transformador de 2.5 MVA y motor de 13.8 kV en la barra 3	47	Protección polifásica de bajo voltaje y secuencia de fase. Dispara el interruptor de protección P.
	49	Protección térmica de sobrecarga usando resistencia detectoras de temperatura en el estator. Da señal de alarma.
	49/50	Protección térmica de sobrecarga de imagen térmica incluyendo elemento instantáneo para protección de cortocircuito. Dispara el interruptor de protección P.
	50GS	Protección instantánea de falla a tierra para protección del primario en 13.8 kV del transformador. Dispara el interruptor de protección P.
	51/50	Protección de sobrecorriente de fase y de rotor bloqueado. Dispara el interruptor de protección P.
	63	Relé de presión súbita, montada en el transformador, dispara el interruptor de protección P.
	87M	Relé diferencial de motor. Dispara el interruptor de protección P a través del relé auxiliar 86M.
	86M	Relé auxiliar de disparo y bloqueo de reconexión.
Transformador de 1.0 MVA en la barra 3 de 13.8 kV	50GS	Protección Instantánea de falla a tierra. Dispara el interruptor de protección Q.
	51/50	Protección instantánea y temporizada de falla de fase. Dispara el interruptor de protección Q.
Interruptores de protección 480 V del secundaria de transformadores.	67	Protección direccional de sobrecorriente de fase para fallas en el transformador, en la línea de 13.8 kV. Dispara los interruptores de protección de 480 V.

CAPÍTULO 5.

EJEMPLOS ESPECÍFICOS.

Aplicación de los fundamentos. Para ilustrar algunos de los muchos factores que deberán considerarse y los problemas que se presenta cuando se aplica la información y los principios proporcionados en las secciones anteriores a un sistema de potencia industrial real, las curvas de coordinación completas (figuras 5.1-5.10) se muestran para el sistema presentado en la figura 4.4 que se discutirá en detalle. Se hace un fuerte énfasis en los objetivos principales de los equipos de protección y el funcionamiento selectivo de los interruptores. Los relés que no responden a las sobrecorrientes del sistema y que no tienen características de tiempo corriente no se muestran en los dibujos de coordinación gráfica. La selección de ajustes para éstos dispositivos va más allá de la visión de este documento pero pueden ser rápidamente determinados refiriéndose a los materiales instructivos de los fabricantes que cubren los relés en cuestión.

Los ejemplos que se dan solamente intentan dar una ilustración. Cada sistema que se encuentra en la práctica deberá ser analizado en detalle dado que una selección de dispositivos de protección efectiva y la coordinación debe ser aplicada a una situación específica y no a un caso general.

5.1 Ajuste y coordinación de la protección del sistema de 13.8kV.

5.1.1 Alimentadores primarios del transformador de servicio. Los relés de sobrecorriente usados en los circuitos que energizan los transformadores del centro de distribución de carga proveen la doble función de protección primaria para fallas de fase y tierra que ocurren en el cable de 13.8 kV y el devando primario del transformador y como protección de respaldo para fallas normalmente eliminadas por los dispositivos en el lado secundario del transformador. Dado que la protección de respaldo requiere disparo selectivo del interruptor de protección principal con el del secundario, la protección del primario está usualmente comprometida para extenderse lo necesario para obtener la selectividad. Este compromiso puede ser reducido por la selección de las características de relé con las características de tiempo-corriente del dispositivo en el secundario tan cercanas como sea posible.

Como se muestra en la figura 5.1, los relés de sobrecorriente (relé 51/50) seleccionados para los alimentadores E, G, y, J, tienen una característica de tiempo extremadamente inverso y el ajuste proporciona una curva que asegura el disparo selectivo con el interruptor de protección en el lado secundario con más del rango de la corriente de falla en el secundario. El borde superior de la curva de disparo del interruptor de protección del secundario representa el tiempo total de liberación y se recomienda un margen de 0.2 segundos entre él y la curva del relé al nivel corriente de falla secundaria máximo. Una intersección o cruce con el interruptor de protección del lado secundario ocurre en la región

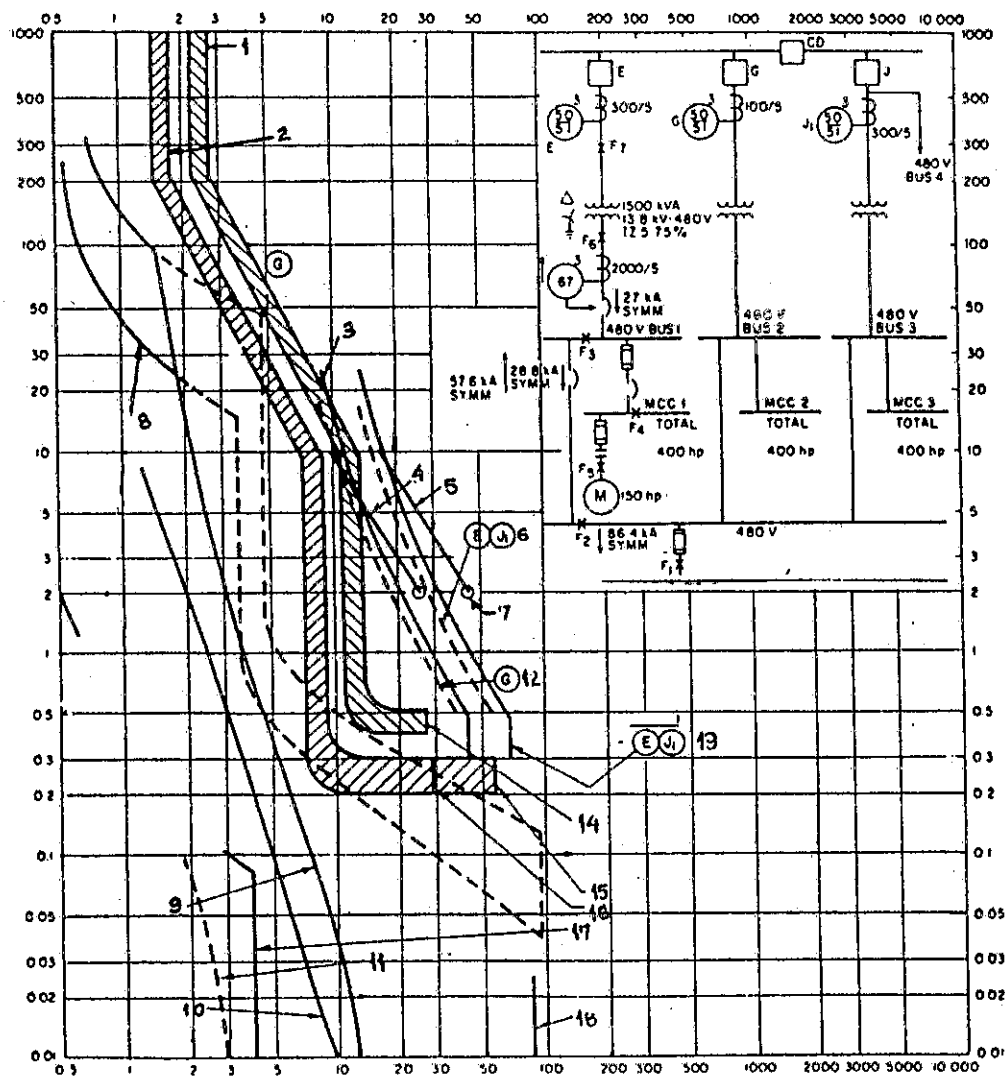


Figura 5.1

(1) Interruptores principales de 480 V con capacidad interruptiva de 65 kA y disparadores de estado sólido. (2) Interruptores de enlace 480 V, capacidad interruptiva de 65 kA y disparadores de estado sólido. (3) Relés 50/51 de los interruptores de 13.8 kV con curva extremadamente inversa. (4) Límite de tolerancia del transformador falla de línea a tierra en el secundario. (5) Falla trifásica secundaria. (6) Relés E y J, ajustados para falla secundaria de línea a línea. (7) Punto de tolerancia de cortocircuito ANSI. (8) Interruptor de protección alimentador con fusibles, capacidad interruptiva de 200 kA y disparador ajustado a 800 A. (9) fusible limitador de corriente. (10) Arrancador del motor de 150 hp con elemento fusible de 200 A. (11) Máxima contribución del MCC 1 a una falla en F7. (12) Relé G ajustado para fallas secundarias de línea a línea. (13) Relés 50/51 de los interruptores E y J, con curvas extremadamente inversas. (14) Corriente de falla máxima vista por los interruptores principales de 480 V para fallas en el lado de carga. (15) Para fallas del MCC. (16) Para fallas en la barra de servicio. (17) Relés (67) direccionales de sobrecorriente de fase. (18) Nivel de falla simétrica máxima para el sistema de 480 V. Secuencia de disparo por falla: F₁ Fusible alimentador de la barra de servicio, F₂ Interruptor de enlace de barras de servicio, F₃ Interruptor de alimentación de la barra 1 de 480 V e interruptor de enlace de barras de servicio, F₄ Interruptor alimentador de la barra 1, F₅ Arrancador del motor, F₆, F₇ Interruptor alimentador de la barra 1 de 480 V accionado por el relé 67. Abscisa: corriente a 480 V en Amperios. Ordenada: tiempo en segundos.

de baja corriente de falla, como se muestra en la figura 5.1, para el relé G y en esto se recuerda como un compromiso aceptable de manera que el transformador pueda ser completamente protegido dentro de su límites de tolerancia. Los límites de tolerancia del transformador están dibujados en la gráfica de curvas como los límites de falla trifásica y también como la corriente equivalente (0.58 en por unidad) que aparece en el dispositivo de protección primaria para fallas de línea a tierra cuando el neutral del lado secundario está sólidamente aterrizado. El mismo grado de protección para fallas de línea a tierra en el lado secundario no está provisto para los transformadores alimentados por E y J, dado que los relés asociados están ajustados a un valor más alto para adaptarse a las otras cargas conectadas. La instalación de protección separada antes de estos transformadores con características de disparo no mayores que la mostradas para el relé G corregirán el problema. La desconexión será acompañada por cualquiera de los dos, por un interruptor antes de cada transformador (no se muestra) o por el disparo transferido de los interruptores E y J.

El ajuste de la corriente mínima de operación o el ajuste del valor de la derivación está basado en tres consideraciones:

(1) la facilidad del alimentador y el transformador para llevar su capacidad nominal más cualquier sobrecarga de emergencia que pudiera esperarse,

(2) dar selectividad con los interruptores de protección del lado secundario,

(3) dar protección al transformador y al cable dentro de las limitaciones de ajuste,

Las características de disparo para el relé G demuestra la operación relativa de los dispositivos de protección en los lados primario y secundario para una falla en el lado secundario de línea a línea. Al compararse con una falla trifásica, hay un rango de corriente de falla levemente mayor sobre el cual la coordinación entre los relés en el lado primario y el interruptor de protección en el lado secundario está comprometida. Teniendo el dispositivo de sobrecorriente del lado secundario como un relé de sobrecorriente con las características del relé en el lado primario, se logrará la completa coordinación, dando un margen suficiente como el que se mantiene entre las curvas a una corriente de aproximadamente 25,000 A ($28\,700 \cdot 0.87$) a 480 V.

El elemento de sobrecorriente instantánea (relé 50) empleado en conjunto con el elemento temporizado (relé 51) se ajusta para no responder al valor eficaz máximo de corriente de falla asimétrica que se verá para una falla trifásica en el secundario del transformador. El valor de la corriente de falla simétrica para un transformador es calculado y se aplica un factor de asimetría como multiplicador, según se determine de la relación X/R de la impedancia al punto de falla. Además, se añade un margen de seguridad del 10% a éste ajuste calculado. Cuando el alimentador con los relés es energizado por más de un transformador, la corriente inicial de magnetización del grupo de transformadores

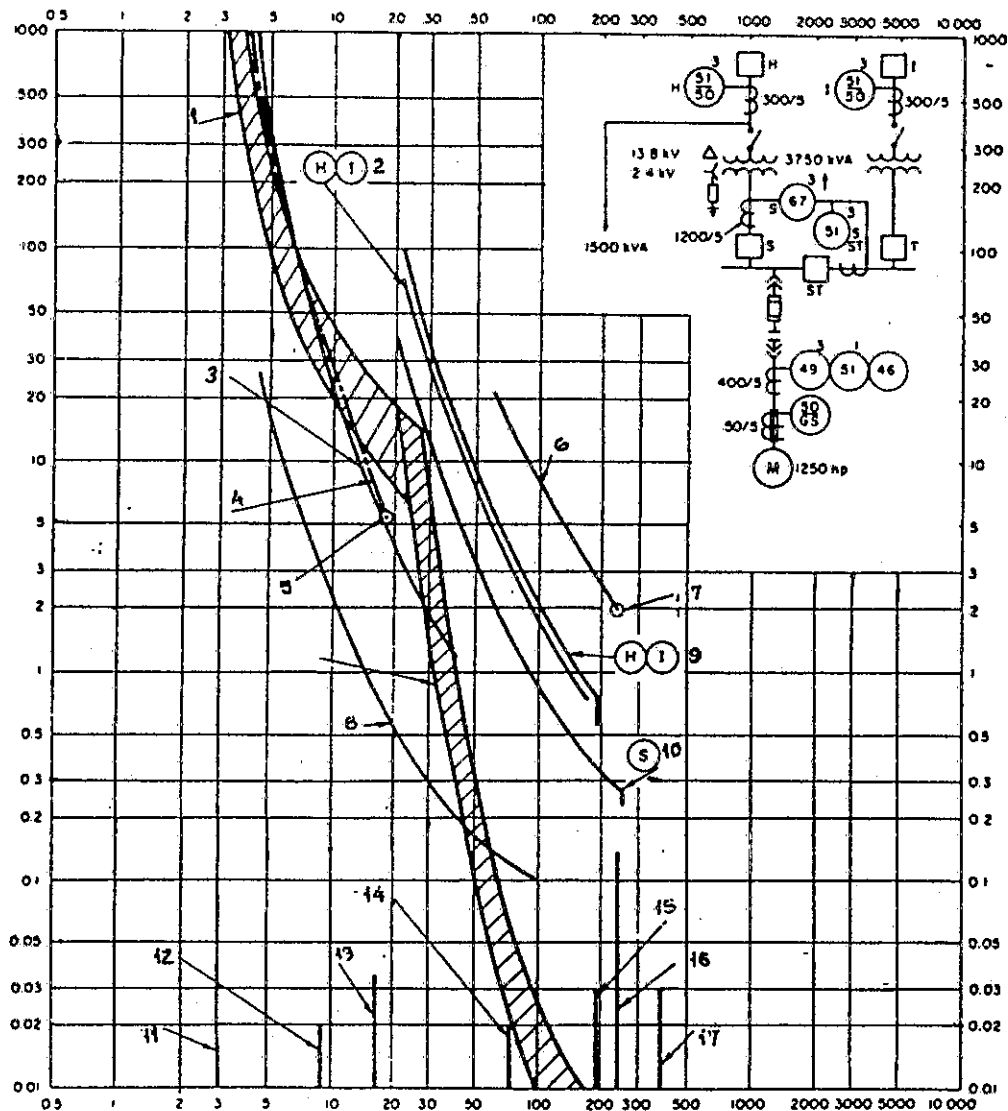


Figura 5.2

(1) Relé térmico de sobrecarga (49), (2) Relés H e I ajustados para fallas secundarias de línea a tierra, (3) Relé de sobrecorriente (51) extremadamente inverso, (4) Curva de daño del motor (dada por el fabricante), (5) Tiempo seguro de rotor bloqueado, (6) Límite de tolerancia del transformador, (7) Punto de tolerancia de cortocircuito ANSI, (8) Relé direccional (67) del interruptor principal, (9) Relés 50/51 H e I extremadamente inversos, (10) Relés 51 del interruptor principal S y el interruptor de enlace ST, extremadamente inversos, (11) Corriente de plena carga del Motor, (12) Corriente de plena carga del transformador, (13) Corriente de rotor bloqueado = 1,650 A, (14) Corriente de magnetización inicial del transformador de 3,750 kVA, (15) Corriente de cortocircuito asimétrico (1 transformador), (16) Máxima corriente de cortocircuito simétrico 2,400 A (2 transformadores), (17) Corriente de cortocircuito asimétrico (2 transformadores). Abscisa: corriente a 2.4 kV en Amperios X 100. Ordenada: tiempo en segundos.

debe ser el factor limitador para el ajuste del disparo instantáneo.

En la figura 5.2 los relés de sobrecorriente (relé 51/50) para los alimentadores H e I son ajustados para operar selectivamente con el relé totalizador a la máxima corriente de falla esperada en 2.4 kV en alrededor de 0.4 segundos de retardo entre las curvas. El elemento instantáneo se ajusta para una corriente mínima de operación de más de la falla asimétrica disponible en el sistema de 2.4 kV. El ajuste de corriente mínima de operación y la característica del relé extremadamente inverso dan una excelente protección del transformador al permanecer por debajo de la curva de daño a todos los niveles de corriente.

Para los alimentadores sirviendo a transformadores relativamente pequeños, como el transformador de 750 kVA energizado por el alimentador bifurcado desde el interruptor de protección J, debe chequearse la capacidad de soporte térmico para corta duración para el tamaño de conductor seleccionado. El rango de plena carga para este transformador es 31.4 A a 13.8 kV y un conductor triplex No. 8 de una capacidad de aproximadamente 45 A pudo seleccionarse como el adecuado. La gráfica del límite de soporte térmico, como se muestra en la figura 5.3, revela que el cable No. 8 podrá dañarse si su longitud para la falla de 13.8 kV excede los 3,000 A (90,000 A a 480 V). Para prevenir esta posibilidad, se debe seleccionar un cable No. 1.

Una rápida y sensible eliminación de fallas a tierra es posible en todos los alimentadores de 13.8 kV con la aplicación de transformadores de corriente del tipo de secuencia cero alrededor de los tres conductores de fase y los relés de corriente instantáneos asociados (relé 50GS). Una sensibilidad de falla a tierra del orden de 4-10 A se alcanza con esta combinación, dependiendo del tipo de relé utilizado. No se requiere que exista coordinación con dispositivos posteriores, dado que estos circuitos alimentadores energizan los transformadores con los devanados primarios conectados en delta y la fallas a tierra en el lado secundario no producen corriente de secuencia cero en el lado primario del circuito alimentador. El relé de tierra se muestra en la figura 5.4.

5.1.2 Protección de motores en 13.8 kV. La figura 5.5 muestra el grado de protección de sobrecarga provisto para el motor de 2,500 hp 2.3 kV energizado a través del transformador de 2,500 kVA desde la barra 3 de 13.8 kV. El relé como se utiliza deberá proteger tanto al transformador como al motor.

El relé de imagen térmica (relé 49/50) tiene un ajuste de derivación con el que disparará el interruptor de protección cuando la corriente de carga del motor se mantiene a un 125% del valor nominal para un período de 60 minutos. Este ajuste de corriente mínima de operación cumple con la norma dado que la máquina tiene un factor de servicio de 1.15. La característica de operación del relé térmico esta representada como una banda en donde el límite inferior significa el tiempo de operación cuando la sobrecarga ocurre después de un período de carga del 100% y el límite

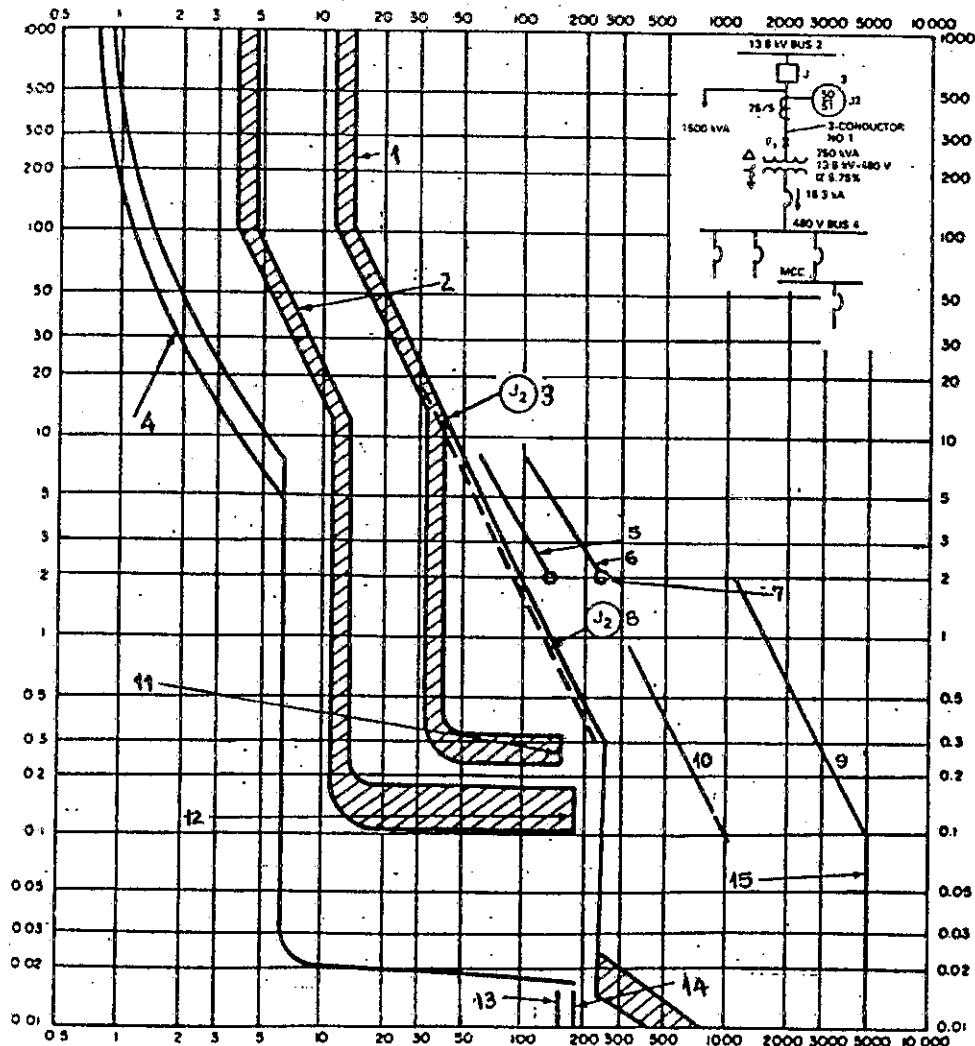


Figura 5.3

(1) Interruptor principal del secundario, capacidad interruptiva de 50 kA, (2) Interruptor alimentador del MCC capacidad interruptiva de 22 kA, (3) Relé de sobrecorriente 50/51 extremadamente inverso del interruptor de 13.8 kV J_2 , (4) Interruptor del alimentador de iluminación o de pequeños motores, (5.1) Límite de tolerancia del transformador falla secundaria de línea a tierra, (6) Falla secundaria trifásica, (7) Punto de tolerancia de cortocircuito, (8) Relé J_2 ajustado para falla secundaria de línea a línea, (9) Límite de daño térmico del cable No. 1, (10) Límite de daño térmico del cable No. 8, (11) Corriente de falla máxima vista por el interruptor principal del secundario para fallas en el lado de carga, (12) Corriente de falla máxima vista por el interruptor del alimentador del MCC para fallas del lado de carga, (13) Nivel máximo de falla para el sistema de 480 V sin motores, (14) Nivel máximo de falla para el sistema de 480 V con motores, (15) Máxima corriente de falla simétrica en F_1 .
Abcisa: corriente a 480 V en Amperios X 100. Ordenada: tiempo en segundos.

superior significa el tiempo de operación cuando la sobrecarga ocurre después de no tener carga.

El ajuste para el elemento de tiempo del relé de sobrecorriente de fase (relé 51/50) está determinado por los requerimientos normales de tiempo y corriente de arranque para el motor y su límite térmico de rotor bloqueado. Si el tiempo de rotor bloqueado permisible es mucho mayor que el tiempo de aceleración requerido, como se muestra en el ejemplo, el relé de sobrecorriente puede ajustarse para dar la protección de rotor bloqueado. El ajuste de corriente mínima de operación o de derivación es usualmente del orden del 50% de la corriente de rotor bloqueado y el nivel de ajuste del tiempo está mejor determinado por varias pruebas iniciando con la condición real. Para algunos diseños de motores en los que el tiempo de rotor bloqueado permisible puede ser menor que el tiempo de aceleración requerido y para tales condiciones se requiere un relé de sobrecorriente supervisado por un interruptor de velocidad cero para protección de rotor bloqueado. El ajuste del elemento instantáneo de los relés térmico y de sobrecorriente de fase está determinado por la corriente de magnetización inicial del transformador. Aunque la magnitud de la corriente inicial de magnetización se muestra dibujada a aproximadamente el nivel mínimo posible de 10 veces la corriente de plena carga, el ajuste real del relé a 12-14 veces el rango de plena carga del transformador normalmente es el adecuado, pero puede incrementarse si la corriente mínima de operación ocurre durante pruebas de arranque.

El relé de sobrecorriente 51/50 también provee protección de falla de fase en el primario para el cable alimentador y el transformador y por esta razón se usan dos relés. El relé instantáneo sensor de tierra (relé 50GS), se ajusta a la mínima derivación, completando la protección para este circuito.

La figura 5.6 ilustra el relé de sobrecorriente seleccionado para el motor síncrono de 9,000 hp a 13.2 kV. Como para el motor de 2,500 hp, la característica de tiempo extremadamente inverso se prefiere para el relé 51/50, para la protección de rotor bloqueado, y para protección de respaldo del cable y el motor. Aunque la protección de sobrecarga de respaldo está también dada por el ajuste del 160% de la corriente mínima de operación del elemento de tiempo del relé 51/50, su característica de disparo se cruza sobre la curva de daño térmico del motor y no da una completa protección en la región de sobrecarga leve. El relé de temperatura de devanado (relé 49) cuya característica de operación no es habitualmente dibujada en la gráfica de curvas de tiempo-corriente y con su ajuste para disparar más que para dar señal de alarma, protegerá a la máquina en la región en donde el relé 50/51 no lo hace. El ajuste de tiempo cae dentro de los límites de tiempo de rotor bloqueado permitido y requerido para el tiempo de arranque del motor. Dado que la corriente de arranque del motor está limitada por el reactor de arranque, el ajuste para el elemento instantáneo del relé 51/50 está basado en la corriente asimétrica con que el motor puede contribuir para una falla en un circuito adyacente. Esta corriente está calculada de la reactancia subtransitoria de

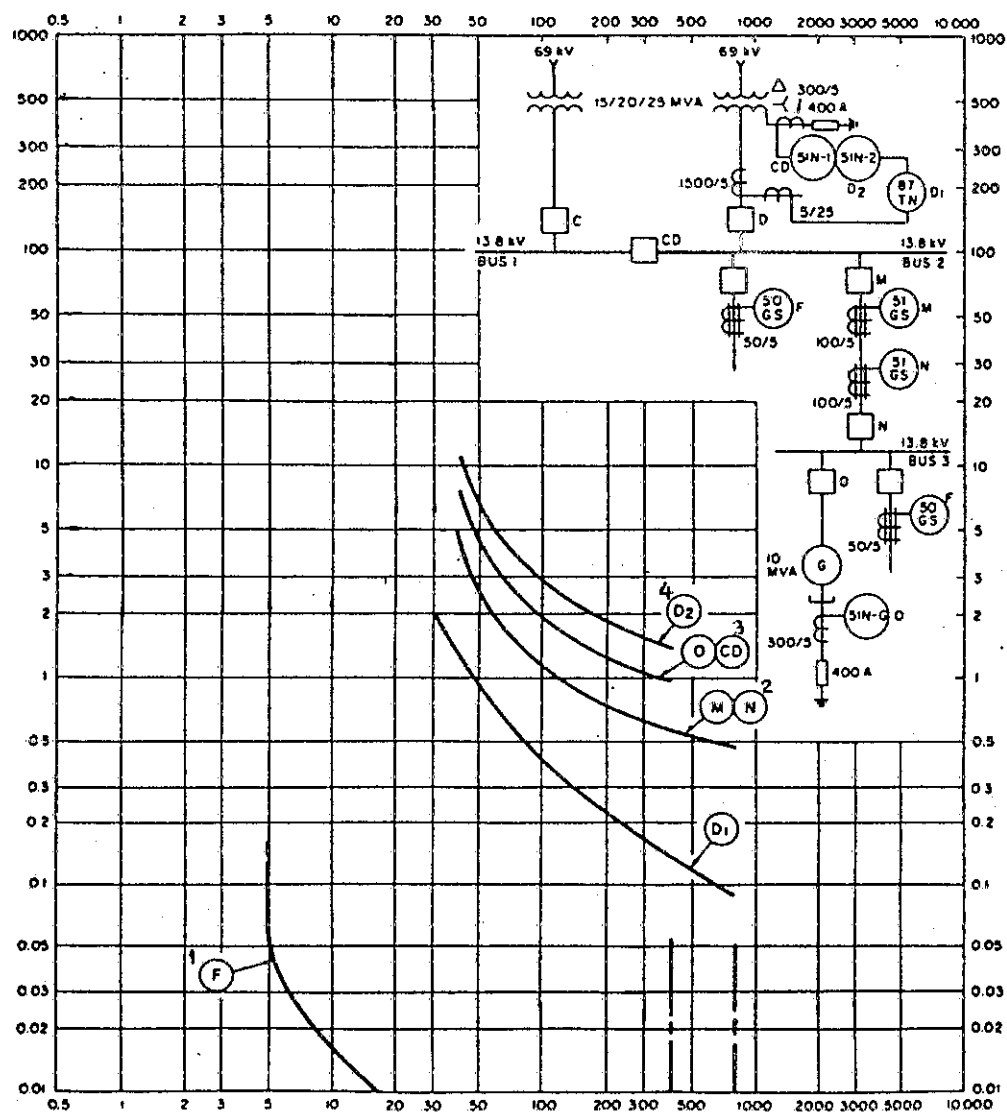


Figura 5.4

(1) Relé 50GS instantáneo de sobrecorriente, (2) Relés de sobrecorriente moderadamente inversos 51GS de los interruptores M y N, (3) Relés de sobrecorriente moderadamente inversos 51N de los interruptores O y CD, (4) Relé de sobrecorriente moderadamente inverso 51N-2 del interruptor D, (5) Relé direccional de sobrecorriente (aplicado diferencialmente) 87TN, dispara el interruptor D. Abcisa: corriente a 13.8 kV en Amperios X 100. Ordenada: tiempo en segundos.

la máquina y se usan factores multiplicadores de 1.6 y 1.1 para permitir la asimetría y un margen de seguridad.

5.1.3 Protección de generador. El generador de 10 MVA conectado a la barra 3 de 13.8 kV tiene un relé de sobrecorriente de fase con control de voltaje (relé 51V) usado como una protección de respaldo para fallas trifásicas que ocurran en la barra de 13.8 kV, o, en los circuitos alimentadores conectados a la barra, incluyendo el circuito del generador. El control de voltaje o la característica de restricción de voltaje del dispositivo permite una sobrecarga moderada de la máquina sin disparar. El elemento instantáneo para este relé se ajusta arriba de la contribución del generador incluyendo la corriente de CD para respaldar el relé diferencial para falla en la máquina desde el sistema. La protección adicional para falla de fase a fase y falla a tierra está dada por un relé de secuencia negativa (relé 46) y el relé de tierra (relé 51G).

La figura 5.7 ilustra los requerimientos de coordinación para los circuitos conectados a la barra 3 de 13.8 kV. La salida del generador bajo condiciones de falla externa está dibujada como una línea punteada. El relé direccional de sobrecorriente (relé 67), aplicado al interruptor de protección N como respaldo a la protección de hilo piloto, tiene un ajuste de corriente mínima de operación que permite un carga plena del generador sobre la línea de enlace. Un ajuste de nivel de tiempo es usado para dar selectividad entre los relés de los alimentadores de 13.8 kV de las barras 1 y 2 para extender la corriente de cortocircuito permisible para el generador, que es tan baja en comparación con la contribución del sistema para permitir la coordinación en cada caso.

La característica inversa dibujada para el relé de sobrecorriente controlado por voltaje (relé 51V) en el interruptor de protección) es efectiva solamente cuando el voltaje de barra está en 80% o menos. Este nivel de voltaje puede esperarse para fallas de los alimentadores de 13.8 kV, y, el tiempo de operación del relé tiene coordinación con los relés de sobrecorriente en los interruptores de protección P₁ y N. El ajuste de la corriente mínima de operación o el ajuste de derivación es aproximadamente el 115% de la salida nominal del generador.

5.1.4 Protección del circuito de enlace de 13.8 kV. La protección primaria para la línea de enlace entre las barras 2 y 3 es el diferencial de línea, usando un relé del tipo de hilo piloto (relé 87L) a cada extremo de la línea. Este relé es instantáneo y sensible a las fallas de fase y tierra que ocurren solamente dentro del área limitada por los transformadores de corriente. Por ésta razón, no se requiere coordinación con otros relés.

La protección de respaldo está provista por el relé de sobrecorriente (relé 51) aplicado al interruptor de protección M, y el relé direccional de sobrecorriente (relé 67) aplicado al interruptor de protección N. El ajuste de derivación para el relé M deberá seleccionarse cerca del 100% de la capacidad de corriente del cable del circuito y el ajuste del nivel de tiempo se selecciona para obtener selectividad con las características del

más grande retardo que permite el relé de sobrecorriente, el cual es el relé P1 en el alimentador P. Este ajuste está dibujado en la figura 5.5. El ajuste del nivel de tiempo da un intervalo de coordinación de tiempo de 0.6 segundos al nivel de corriente al cual el relé P1 es instantáneo. Este es un tanto mayor que el intervalo de 0.4 segundos usual para permitir un ajuste más grande posiblemente requerido para el elemento de disparo instantáneo en el relé P1.

La selección de un relé direccional de sobrecorriente en la localización de N en vez de un relé no direccional es necesariamente limitada por la contribución de corriente de falla del generador como contraste a la suministrada por la red de servicio eléctrico. Si el relé N era no direccional, su ajuste debería coordinarse con el relé P1.

5.1.5 Protección de la subestación principal. Las barras principales de 13.8 kV tienen como protección principal los relés diferenciales (relés 87B1 y 87B2). La protección de respaldo está dada por los relés de sobrecorriente (relé 51) conectados de manera que los relés de la sección 1 de la barra ven la contribución total de ambos transformadores para una falla en esta sección de la barra. El ajuste para el relé 51 está dibujado en la figura 5.6 e identificado como el relé D. El relé D debe coordinarse con el mayor retardo del relé del alimentador conectado a las barras 1 y 2 y el relé M de la línea de enlace. Su ajuste de corriente mínima de operación es de, aproximadamente, el 140% de la capacidad nominal máxima de uno de los transformador con enfriamiento forzado y su ajuste de nivel de tiempo da un intervalo de retardo de 0.4 segundos al máximo nivel de corriente de falla.

Los transformadores principales están protegidos, individualmente, con relés diferenciales (relé 87T) y su protección de respaldo son relés de sobrecorriente (relés 51/50) aplicados en el nivel de 69 kV y conectados también como un arreglo combinado. Este relé es identificado como relé B en la figura 5.6, y, su derivación está ajustada también al 140% de la máxima capacidad nominal de cada uno de los transformadores. El ajuste de tiempo da un conveniente intervalo de retardo con el relé D al valor máximo de corriente de falla simultáneo que pueden ver ambos relés. El elemento instantáneo suministrado con el relé B está ajustado arriba de la máxima corriente asimétrica que puede ser vista por el relé B para una falla en 13.8 kV, la cual ocurre cuando un transformador está fuera de servicio.

Los ajustes de relé establecidos en la subestación principal de 69 kV deben revisarse con la compañía de servicio eléctrico para asegurar que sus dispositivos de protección anteriores serán compatibles. En algunos casos será necesario comprometer la selectividad en algún grado o establecer ajustes con los menores intervalos de coordinación con tal de obtener los tiempos de eliminación de falla máximos permitidos por el sistema eléctrico. También, los ajustes del relé 67 que ve hacia afuera en el sistema eléctrico de potencia deberá discutirse con la compañía de servicio para asegurar la compatibilidad con sus procedimientos de operación del sistema.

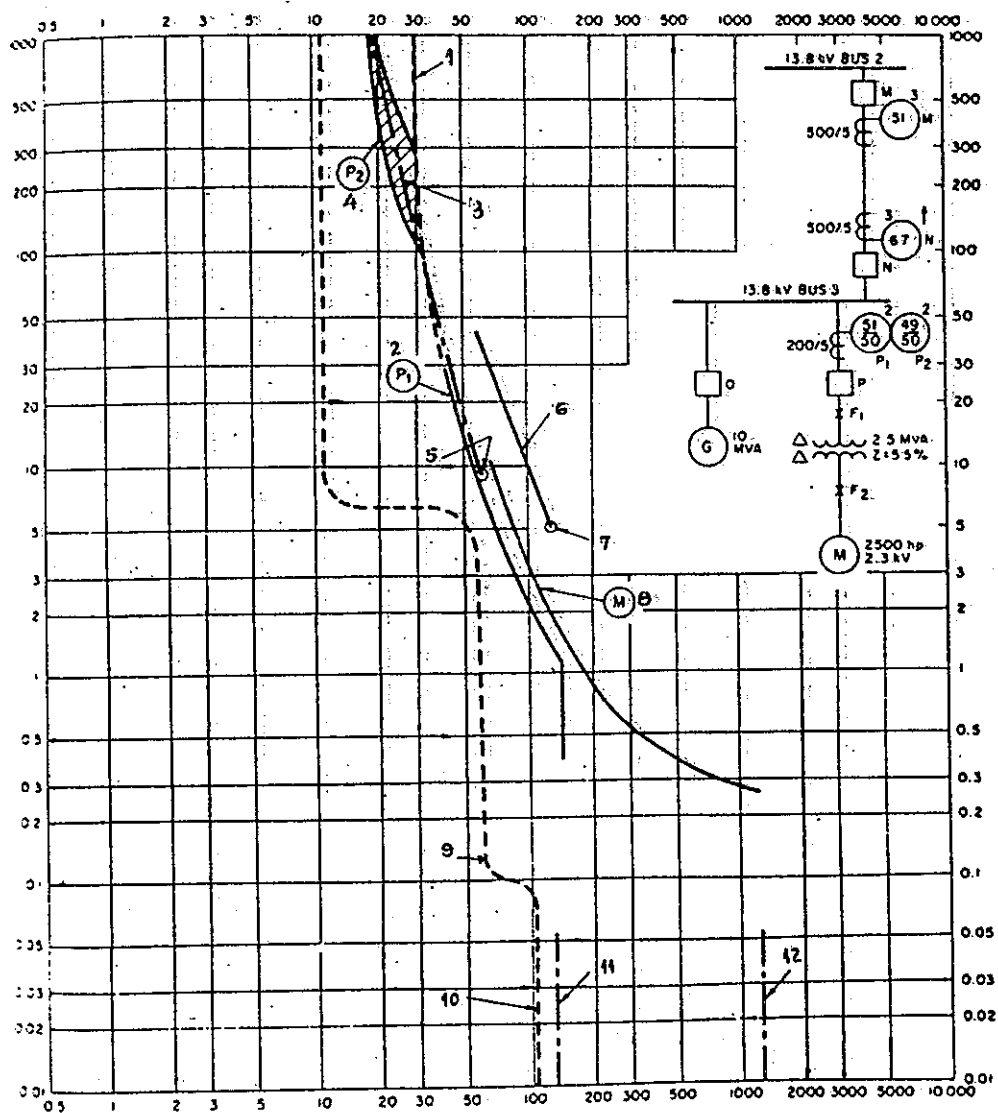


Figura 5.5

(1) Corriente mínima de operación (tiempo de operación indefinido), (2) Relé de sobrecorriente 50/51 extremadamente inverso (P_1), (3) Límite térmico del Motor, (4) Relé térmico de sobrecarga 47/50, (5) Límite de rotor bloqueado del motor, (6) Límite de tolerancia del transformador, (7) Punto de tolerancia de cortocircuito ANSI, (8) Relé de sobrecorriente inverso del interruptor M, (9) Característica de arranque del motor, (10) Corriente inicial de magnetización del transformador, (11) Máxima corriente de falla trifásica simétrica a través de los relés M y P_1 para una falla en el punto F_a con el generador fuera de línea, (12) Máxima corriente de falla trifásica simétrica a través de los relés M y P_1 para una falla en el punto F, con el generador fuera de línea. Abscisa: corriente a 13.8 kV en Amperios $\times 10$. Ordenada: tiempo en segundos.

5.1.6 Protección de falla a tierra en 13.8 kV. Cada uno de los tres neutrales en las conexiones en estrella en el sistema de 13.8 kV están conectados a tierra a través de resistencia de 19.9 ohm que limitan la corriente de falla a tierra disponible a 400 A en cualquiera de los transformadores. Dependiendo del número de transformadores en servicio, por eso, un rango de 400 A mínimo a 1,200 A máximo está disponible para los relés de detección a tierra. La sensibilidad de los relés usados y sus transformadores de corriente asociados dan una capacidad de detección menor del 10% de los 400 A mínimos disponibles.

Los ajustes del relé de sobrecorriente de tierra se dibujaron en la figura 5.4. Todos los alimentadores de los transformadores y el alimentador del motor en 13.8 kV están protegidos con relés instantáneos de corriente energizados por un transformador de corriente para secuencia cero de relación de 50/5. En términos de la corriente primaria su sensibilidad de corriente mínima de operación será del orden de 5-10 A.

Los relés de tierra de la línea de enlace en los interruptores de protección en M y N son necesariamente con retardo de tiempo y tienen ajuste idénticos dado que el disparo selectivo entre los dos no es importante. Su ajuste de tiempo de coordinación con el relé diferencial del neutral del transformador principal (relé 87TN), designado como relé D1, para fallas en la zona que incluye el secundario del transformador y el lado de la línea del lado del interruptor principal de 13.8 kV.

El siguiente nivel para el disparo selectivo es el relé O, el relé de tierra en el neutral del generador. Su ajuste se coordina con un retardo de 0.4 segundos respecto a los relés en M y N al nivel máximo de 400 A. También el relé CD en el neutral del transformador solamente se requiere para coordinarse con los relés M y N. Su ajuste, sin embargo, puede ser el mismo que el seleccionado para el relé O.

El relé D2, también en el neutral del transformador, debe retrasarse 0.4 segundos más allá del relé CD en el nivel de falla a tierra de 400 A. El relé CD disparará el interruptor de protección de enlace y entonces establece la localización de la falla con que está de uno u otro lado del enlace de barras. Cualquier transformador que continúe alimentando la sección de la barra fallada será disparado por el relé D2.

5.2 Ajuste y coordinación de la protección en el sistema de 2.4 kV.

5.2.1 Protección de fase. La figura 5.2 está dibujada para la protección de fase de la barra 3 de 2.4 kV que sirve cargas de motores incluyendo el motor de inducción de 1,250 hp, representando la máquina más grande conectada. La curva de daño térmico del motor, que debe servir como el punto de inicio para el correcto diseño de la protección para cualquier máquina, ha sido dibujada como se muestra en la figura 5.2. El relé térmico de sobrecarga (relé 49) se aproxima a la característica de daño en sobrecargas arriba del 200% de la carga nominal y ha sido ajustada para proteger el motor contra cargas sostenidas. Más allá de este punto, el relé de tiempo extremadamente inverso (relé 51) se aproxima a

la curva de daño del motor mejor que los relés 49 y 50 y da protección para corrientes arriba de la de rotor bloqueado por el corte abajo del tiempo máximo de seguridad para rotor bloqueado. Los fusibles de 2.4 kV están para proteger al contactor y para interrumpir elevadas corrientes de falla y para soportar corriente de rotor bloqueado a un 10% de sobrevoltaje.

Los interruptores de protección principal y de enlace adicionan relés de sobrecorriente que han sido ajustados para coordinarse con la protección del motor y permitir la carga normal esperada en la barra. También, se ha dado un retardo suficiente en el tiempo de operación para permitir al contactor (o relé de sobrecarga) la eliminación selectiva de fallas moderadas en el mismo circuito del motor pudiendo ocurrir la falla en la fase o fases que se hayan escapado a la detección por medio del relé de sobrecorriente simple (relé 51) o aun en la misma fase debiera operar el relé.

El relé de balance de corriente (relé 46) provisto para la protección de operación monofásica del motor no tiene característica de operación de tiempo-corriente tal que afectara la coordinación de relés en condiciones de sobreccorriente balanceada o desbalanceada. Teniendo un retardo de tiempo propio que permite a los otros relés tales como los relés de tierra operar primero cuando se requiera. Por lo tanto, un dibujo de su funcionamiento no es relevante y no aparece en la gráfica de coordinación de curvas. Para una mejor protección, el relé 46 deberá ajustarse a la máxima sensibilidad haciendo que no ocurran disparos indeseables.

El elemento de retardo de tiempo del relé de sobrecorriente direccional (relé 67) se ajusta para la máxima velocidad y sensibilidad para dar la mejor protección. El relé deberá tener el suficiente retardo (0.1 segundo) para el flujo inverso de la corriente de contribución del motor en una falla primaria. Si se usa un elemento instantáneo para dar la protección, debe ser ajustado para una corriente mínima de operación arriba de este nivel de corriente o de la corriente de magnetización inicial en el lado secundario del transformador para instalaciones en donde se da la desconexión del banco de transformadores cuando ocurre la desenergización del lado primario.

Note que en la figura 5.8, sin embargo, dado que el ajuste del relé 50/51 para el interruptor de protección H está determinado por los requerimientos de coordinación del transformador de 3,750 kVA, el transformador de 1,500 kVA no está protegido adecuadamente. Esto es evidente por el hecho que la curva del relé cae sobre la curva de daño del transformador. Un fusible primario 100E se ha utilizado para llenar este vacío en la protección y apareciendo para que la curva de eliminación de falla caiga a la izquierada del punto de soporte de cortocircuito del transformador. También, da un retardo suficiente para soportar la carga permanente del transformador como la corriente inicial de magentización para el 0.1 segundo que se requiere. Sin embargo, el fusible no protege completamente al transformador en fallas de baja magnitud (con arqueo) debido al cruce de la curva de interrupción del fusible y la curva de daño del transformador. Si tal falla ocurre entre el transformador y el

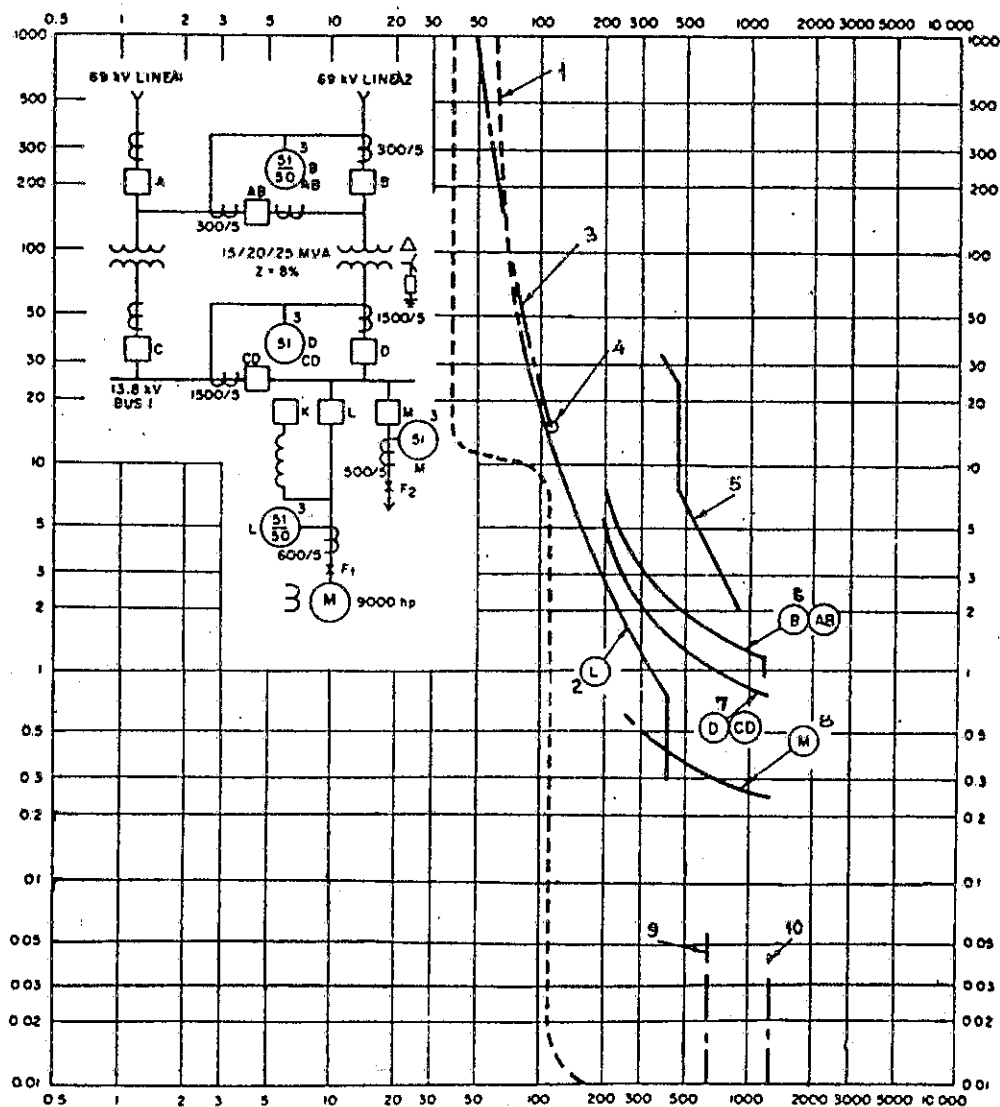


Figura 5.6

(1) Corriente mínima de operación (tiempo de operación indefinido), (2) Relé de sobrecorriente 50/51 extremadamente inverso del interruptor L, (3) Límite térmico del motor, (4) Límite de rotor bloqueado del motor, (5) Curva de tolerancia de cortocircuito del transformador de 15 MVA categoría III, (6) Relés de sobrecorriente 51/50 moderadamente inversos de los interruptores B y AB, (7) Relé de sobrecorriente 51 moderadamente inverso de los interruptores D y CD, (8) Relé de sobrecorriente 51 inverso del interruptor M, (9) Máxima corriente de falla trifásica simétrica a través de los relés D y B para una falla en F_1 (1 transformador afuera), (10) Máxima corriente de falla trifásica simétrica a través de los relés D y M para una falla en F_1 (ambos transformadores en servicio). Abscisa: corriente a 13.8 kV en Amperios X 10. Ordenada: tiempo en segundos.

interruptor de protección principal del lado secundario R, se espera algún daño del transformador, como se mencionó anteriormente. Una mejor protección se podrá dar por relés separados en las terminales primarias del transformador, que deberán operar para transferir el disparo al interruptor de protección primario H.

La protección mostrada en la figura 5.8 para la barra 1 de 2.4 kV que sirve al motor de 500 hp da una manera diferente de abordar la protección de rotor bloqueado que la descrita para el motor de 1,250 hp. De nuevo, el relé térmico de sobrecarga ha sido ajustado para permitir la operación continua del motor a la corriente nominal y dar protección para pequeñas sobrecargas sostenidas. No hay, sin embargo, relé 51 para dar protección para sobrecargas pesadas o rotor bloqueado. La curva de daño térmico intersecta al máximo tiempo de operación del relé de sobrecarga aproximadamente al 300% de la corriente de plena carga, y más allá de este punto no hay protección. La condición se empeora al incrementarse la corriente arriba del nivel de rotor bloqueado. El relé de sobrecarga será operado eventualmente, y si su tiempo de operación cayera muy cerca del tiempo mínimo de operación, puede proteger al motor. Esta condición es considerada económicamente justificable normalmente en máquinas pequeñas o no muy importantes. No obstante, resulta algún daño y reducción de la expectativa de vida del motor si existe una condición de alta sobrecorriente prolongada. El elemento instantáneo del relé se ajusta a la corriente mínima de operación sobre la corriente de rotor bloqueado del motor (incluyendo la componente de DC) para evitar disparos indeseables o arranques del relé. El contactor en este ejemplo es capaz de interrumpir la corriente de falla disponible así no se requiere una combinación de fusible limitador de corriente con él.

La protección contra el daño del motor por operación monofásica, tal como podría ocurrir por la apertura de un fusible primario del transformador, está dada por el relé de voltaje de secuencia negativa (relé 60). El relé de sobrecorriente (relé 51) del interruptor de protección principal ha sido ajustado para dar protección de sobrecarga del motor y también se coordina con la protección de motor posterior y el fusible primario del transformador anterior. La coordinación con el fusible es dudosa para corrientes arriba de 3,000 A debido a la diferencia de características del fusible y relé.

5.2.2 Protección de falla a tierra. La figura 5.9 ilustra la coordinación de la protección de falla a tierra en la barra 2 de 2.4 kV. Todos los relés de tierra de los interruptores de protección de los alimentadores (relés 50GS) operan a partir de transformadores de corriente de secuencia cero y se ajustan para disparo instantáneo con la máxima sensibilidad.

El relé diferencial del tipo producto con retardo de tiempo (relé 87TN) detecta fallas a tierra solamente entre el transformador y el interruptor de protección principal y funciona para disparar el interruptor de protección del alimentador primario adecuado y el interruptor de protección principal del lado secundario. Dado que no es necesario coordinar este relé con los

relés de tierra del alimentador, se ajusta en el nivel de tiempo mínimo para la operación lo más rápida posible.

El relé 51N-1 debe coordinarse con los relés 50GS y 87TN para disparar el interruptor de protección de enlace ST para fallas a tierra de la barra y como respaldo para el relé de tierra del interruptor de protección del alimentador. El relé 51N-2 debe coordinarse con los relés 50GS, 87TN y 51N-1. Este es el último relé en operar en fallas de barra y debe esperar por el interruptor de protección de enlace para abrir y aislar la falla en una u otra sección de la barra por el disparo del interruptor de protección apropiado.

La protección de la falla a tierra de la barra 1 de 2.4 kV no se dibuja dado que es un sistema aterrizado con alta resistencia sin disparo. El relé de voltaje (relé 59N) percibe la presencia de una falla a tierra en el sistema, que es evidenciada por un flujo de corriente y una caída de voltaje en el resistor R, y opera una alarma.

5.3 Ajuste y coordinación del equipo del sistema de protección de 480 V. Aunque hay varios tipos de sistemas de 480 V comunmente utilizados en plantas industriales, solamente se describirán los sistemas completamente selectivos y categorizados dado que los otros sistemas (tales como los sistemas parcialmente selectivos) son similares pero comprometen en cierto grado al equipo de protección o la selectividad para reducir costos.

5.3.1 Protección de sobrecorriente de fase.

(1) *Sistemas Radiales de 480 V.* Las barras 4 y 6 representa un pequeño sistema de distribución que alimentan motores u otras cargas tales como iluminación o calefacción. Para la óptima protección y selectividad, se deberá considerar lo siguiente:

(a) el interruptor de protección con dispositivo de disparo en serie que alimenta el Centro de Control de Motores (CCM) debe dar protección contra sobrecarga y cortocircuito para sus cables alimentadores y también deberá ser selectivo con los fusibles posteriores o los interruptores de protección modulares para todos los valores de corriente de falla arriba del máximo disponible en la barra del CCM. Esto se realiza por el uso de dispositivos de disparo en serie de curva lenta y curva rápida en el interruptor de protección alimentador. El ajuste mínimo en la banda de retardo de tiempo en la característica de curva rápida fácilmente se coordina con la característica de eliminación total de falla del interruptor de protección modular. La protección contra sobrecarga es dada por el ajuste del elemento con curva lenta a la corriente mínima de operación más pequeña de la capacidad de corriente del cable alimentador o, aproximadamente, del 125% de la carga del CCM.

Es posible dar la selectividad entre el interruptor de protección modular y el interruptor de protección alimentador con dispositivo electromecánico de disparo que tiene características de curva lenta e instantánea, con tal que la máxima energía I^2t permisible del interruptor de protección modular sea menor que la energía I^2t de apertura del dispositivo de disparo del interruptor de protección durante la interrupción de la corriente de falla.

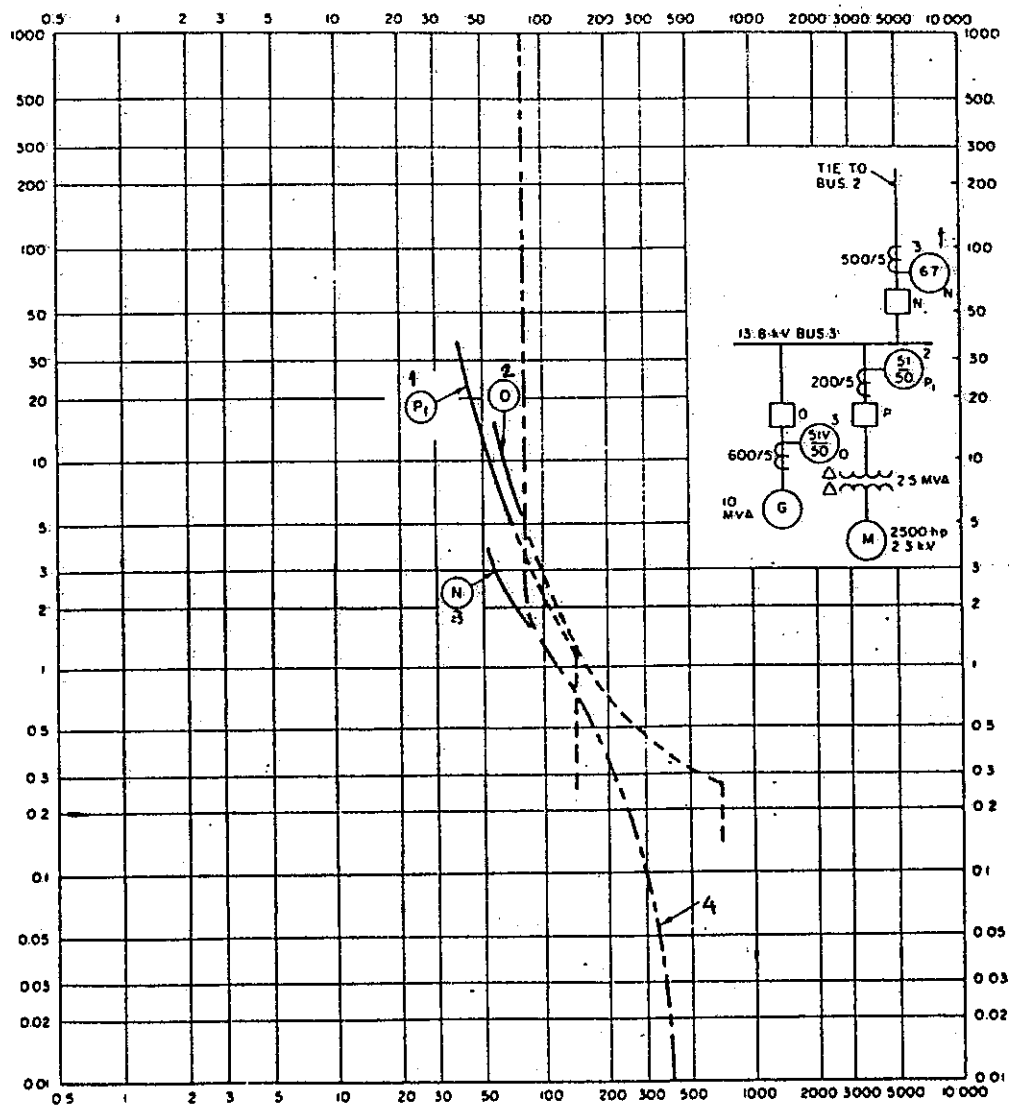


Figura 5.7

(1) Relé de sobrecorriente 51/50 extremadamente inverso (P_1), (2) Relé de sobrecorriente con voltaje de control 51V/50 de tiempo inverso, (3) Relé de sobrecorriente direccional (67), (4) Decremento de cortocircuito trifásico del generador (con regulador de voltaje). Abcisa: corriente a 13.8 kV en Amperios X 10. Ordenada: tiempo en segundos.

Generalmente esto será cierto si el interruptor de protección modular es menor de 75 A, aunque se deberá consultar al fabricante del equipo para asegurarse. Será difícil, si no imposible, obtener selectividad entre los interruptores de protección modulares y la característica de disparo instantáneo de un dispositivo de disparo de estado sólido. Los dispositivos de disparo de estado sólido son sensibles a corrientes de valor eficaz y son activados por un señal de voltaje que es proporcional a la magnitud de la corriente instantánea. En contraste, los interruptores de protección modulares requieren una cantidad finita de energía permisible I^2t para abrir el interruptor y liberar la falla,

(b) el dispositivo de disparo en serie del interruptor de protección principal en el lado secundario debe dar protección de sobrecarga para el transformador del centro de distribución de carga y la protección de cortocircuito para la barra de 480 V y los interruptores de protección de los alimentadores y debe ser selectivo con el dispositivo de disparo en serie del interruptor de protección del alimentador. Esto puede lograrse usando los dispositivos de disparo de curva lenta y curva rápida en el interruptor de protección principal del lado secundario con el elemento de la curva lenta ajustado a la corriente mínima de operación a la máxima capacidad de sobrecarga de corta duración permisible para el transformador.

La figura 5.3 muestra la protección de fase para la barra 4 de 480 V usando un interruptor de protección modular normal y un dispositivo de disparo de estado sólido.

(2) *Sistema de la red de 480 V.* Las barras 1, 2 y 3 de 480 V comprenden un sistema típico de red. Para la protección y coordinación óptima se deberán considerar los siguientes factores:

(a) la potencia no deberá circular hacia afuera de la red al sistema de alimentación como resultado de fallas en el circuito alimentador. Esto se logra por el uso de relés de sobrecorriente direccionales (relé 67) operando desde los transformadores de corriente en las conexiones secundarias de cada uno de los transformadores de alimentación. Estos relés deben ajustarse para disparar los interruptores de protección de 480 V asociados cuando la corriente fluye hacia el sistema de alimentación antes que los otros dos interruptores de protección de los alimentadores abran como resultado de la operación de sus dispositivos de protección no direccionales. Si los relés direccionales son equipados con elementos instantáneos capaces de discriminación direccional (algunos no tienen esta capacidad) el elemento instantáneo deberá ajustarse para la corriente mínima de operación arriba de la contribución momentánea a las fallas primarias de los motores de inducción de 480 V con tal de evitar un apertura innecesaria de los interruptores de protección principales por un problema en un circuito remoto.

(b) las fallas en las barras 1, 2 ó 3 o en los alimentadores alimentados desde éstas barras deben ser eliminadas por los interruptores de protección de los alimentadores o por los interruptores de protección asociados a la alimentación de 480 V,

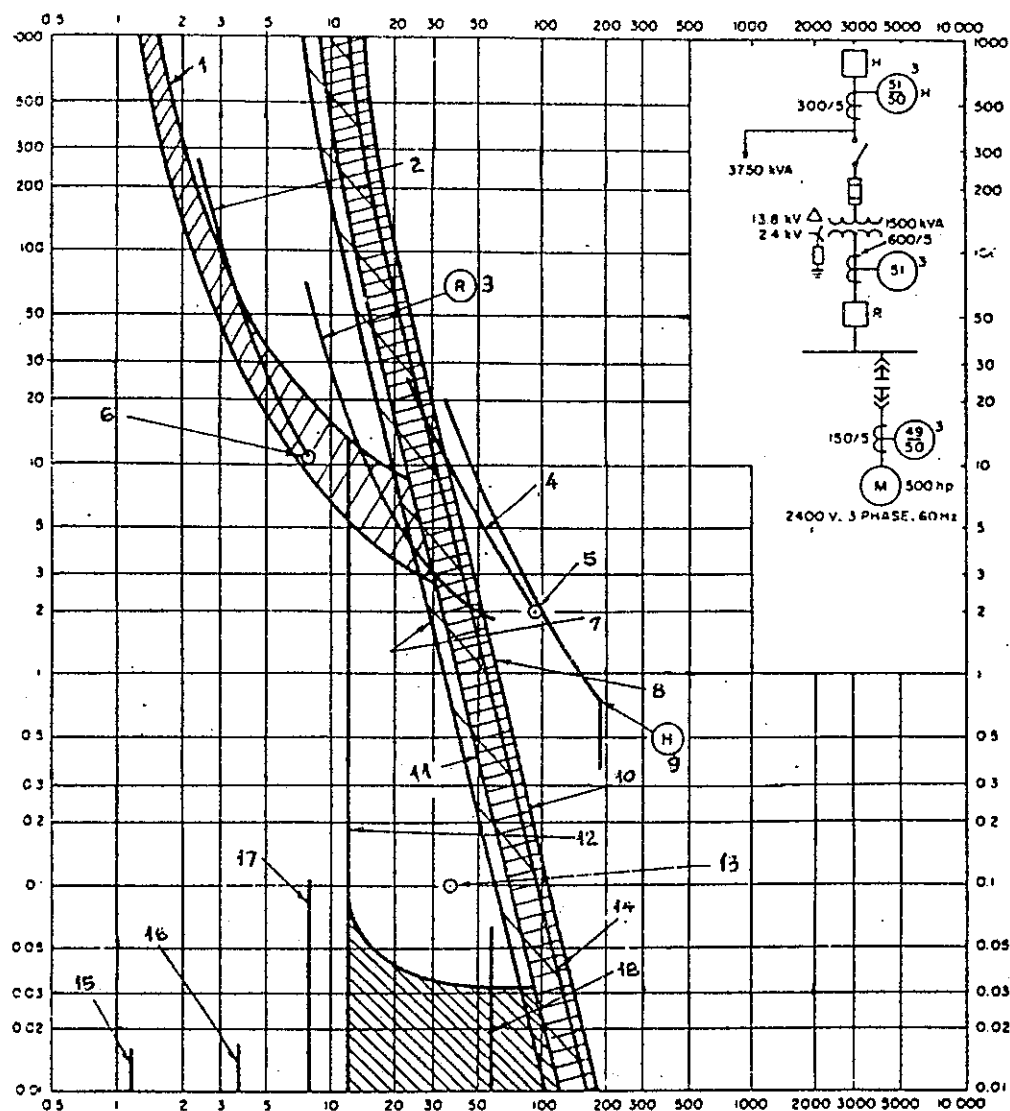


Figura 5.8

(1) Relé térmico de sobrecarga (49), (2) Curva de daño del motor (dada por el fabricante), (3) Relé de sobrecorriente del interruptor principal R, (4) Límite de tolerancia del transformador, (5) Punto de tolerancia de cortocircuito ANSI, (6) Máximo tiempo de rotor bloqueado seguro, (7) Mínimo tiempo de fundición ajustado para fallas de línea a línea en el secundario, (8) Fusible limitador de corriente 100 E, (9) Relé de sobrecorriente 51/50 extremadamente inverso del interruptor H, (10) tiempo total de eliminación, (11) Mínima fundición, (12) Relé instantáneo 50, (13) Corriente inicial de magnetización del transformador de 1,500 kVA, (14) Eliminación total ajustada para fallas de línea a línea en el secundario, (15) Corriente de plena carga del motor, (16) Corriente de plena carga del transformador, (17) Corriente de rotor bloqueado, (18) Máxima corriente de falla trifásica simétrica. Abscisa: corriente a 2.4 kV en Amperios X 100. Ordenada: tiempo en segundos.

y el servicio de enlace de barras antes que todos los interruptores de enlace de barras se abran. Esto se puede lograr algunas veces por la cuidadosa selección y ajuste de los dispositivos de protección de los alimentadores y los dispositivos de disparo de los interruptores de protección de alimentación y enlace. En muchos casos, sin embargo, relés especiales se requieren para obtener las características de disparo necesarias para los interruptores de alimentación y enlace. La figura 5.1 muestra que la coordinación entre los enlaces de las barras 1, 2 y 3 como también entre un interruptor de enlace y el alimentador de 480 V es difícil de obtener usando solo relés direccionales. Se debe considerar relés diferenciales de barra instantáneos como una manera alternativa de resolver el problema,

(c) ciertos modos de operación podrán resultar en la apertura del interruptor protección de enlace de 13.8 kV. En tales casos una falla en cualquier circuito primario podrá causar una alta corriente que circule a través de esta subestación como potencia transferida entre los sistemas primarios separados. Si el ajuste de tiempo e instantáneo para los relés direccionales se selecciona para fallas primarias remotas para dar coordinación entre los interruptores de protección principales de 480 V y cualquier interruptor de protección de cualquier alimentador de 13.8 kV que no sirve a esta subestación, resultará una pérdida de la coordinación entre los interruptores de protección de alimentación primaria de 480 V.

Para asegurar la operación selectiva de todos los dispositivos de protección durante el modo normal de operación con el interruptor de protección de enlace de 13.8 kV CD cerrado, la pérdida de coordinación debe aceptarse para ciertos tipos de fallas que podrán abrir este interruptor de protección algunas veces. Con una falla en un alimentador primario remoto tal como el circuito alimentado por el interruptor de protección F, el relé direccional en los interruptores de protección principales de las barras 1 y 2 de 480 V disparará antes que la protección en el alimentador primario F ordenará selectivamente aislar la falla. Dado que este no es el modo normal de operación, no se considera que deba ser un serio compromiso,

(d) las fallas en la barra de 3,000 A o en los alimentadores de servicio alimentados desde ésta barra deben ser eliminadas por el dispositivo de protección del interruptor de protección o por el interruptor de protección de enlace de barra antes que todos los interruptores de alimentación abran y causen una salida completa del sistema de 480 V. Esto se logra por el uso de dispositivos de disparo selectivos (curva lenta-corto retardo) en los interruptores de protección de enlace y alimentación.

La figura 5.1 muestra que la protección selectiva de fase para las barras 1, 2 y 3 se ha logrado (sin superposición de características de disparo) usando interruptores de protección con fusibles con dispositivos de disparo electromecánicos en serie y con tal que los interruptores de protección de enlace y alimentación estén equipados con relés direccionales o

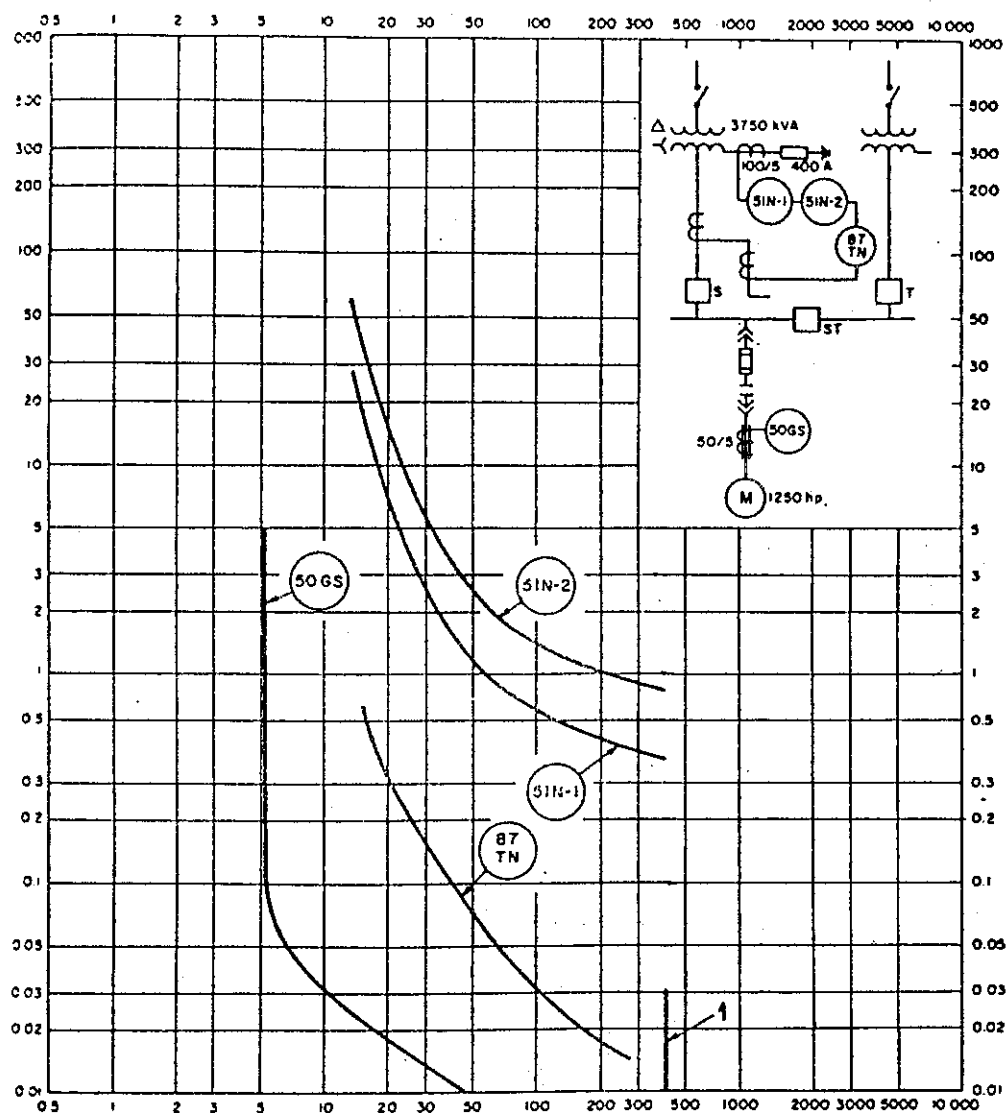


Figura 5.9

(1) Corriente de falla a tierra, (2) Relé de sobrecorriente 5IN-2 muy inverso, (3) Relé de sobrecorriente 5IN-1 muy inverso, (4) Relé diferencial de tipo producto 87TN, (5) Relé instantáneo 50GS. Abcisa: corriente a 2.4 kV en Amperios. Ordenada: tiempo en segundos.

diferenciales. Características similares pueden obtenerse usando dispositivos de estado sólido con disparos de curva rápida y lenta.

En las curvas no es tan obvio que los interruptores de protección de 800 A con fusibles de los alimentadores de las barras 1, 2 y 3 se coordinan con los arrancadores de motores con fusibles de doble elemento de 200 A. Esto es determinado por la revisión de la característica de I^2t soportable de los dos fusibles. Para coordinar satisfactoriamente, la eliminación total de I^2t del fusible de 200 A debe ser menor que el daño I^2t del fusible de 800 A. En algunos casos en donde la coordinación se dificulta, algunos rangos de fusibles (igual dentro de la misma clase) deben evaluarse para establecer el diseño más conveniente.

(3) *Subestación de doble transformador con enlace secundario en 480 V normalmente cerrado.* La barra 5 de 480 V es esencialmente una variación de la red de 480 V (barras 1, 2 y 3) discutida anteriormente. Las consideraciones básicas de la protección también se aplican para este ejemplo. Los siguientes factores deben considerarse para obtener una buena protección y coordinación:

(a) deberán usarse relés direccionales en el interruptor de protección principal en el lado secundario como se describió en la discusión de las barras 1, 2 y 3 de 480 V para aislar selectivamente la fallas primarias,

(b) las fallas en la sección de la barra o en los alimentadores alimentados desde la barra deberán ser eliminadas por los dispositivos de protección del interruptor de protección del alimentador o por el interruptor de protección de enlace de barras y los interruptores de protección de alimentación de 480 V asociados antes que los otros interruptores de protección de alimentación de 480 V operen y causen una salida completa de 480 V. Esto se logra por el uso de dispositivos de disparo selectivo usando curvas lentas y cortos retardos de tiempo en los interruptores de protección del enlace y alimentación.

La figura 5.1, aunque específicamente representa las barras 1, 2 y 3, también ilustra la secuencia de retardo que podrá ser usada para seleccionar los ajustes coordinados de los dispositivos para la barra 5.

Como en el caso de las barras 1, 2 y 3 de 480 V, la característica de I^2t del arrancador del motor y el interruptor de protección con fusibles del alimentador deberá ser evaluada para asegurar la coordinación entre fusibles.

5.3.2 Protección de falla a tierra. La red de 480 V en la figura 4.4 esta sólidamente aterrizada. Las curvas de coordinación para la protección de falla a tierra para ésta porción del sistema será, por lo tanto, ilustrando los principios que se aplican para obtener el funcionamiento selectivo de los interruptores de protección durante fallas a tierra. Con el aterrizado sólido, la máxima corriente de cortocircuito de falla de línea a tierra es virtualmente igual al valor trifásico, pero por causa de la impedancia de falla y el retorno a tierra circulan corrientes de menor magnitud. Por lo tanto, deberán usarse relés sensibles para asegurar que las corrientes de falla a tierra que son demasiado

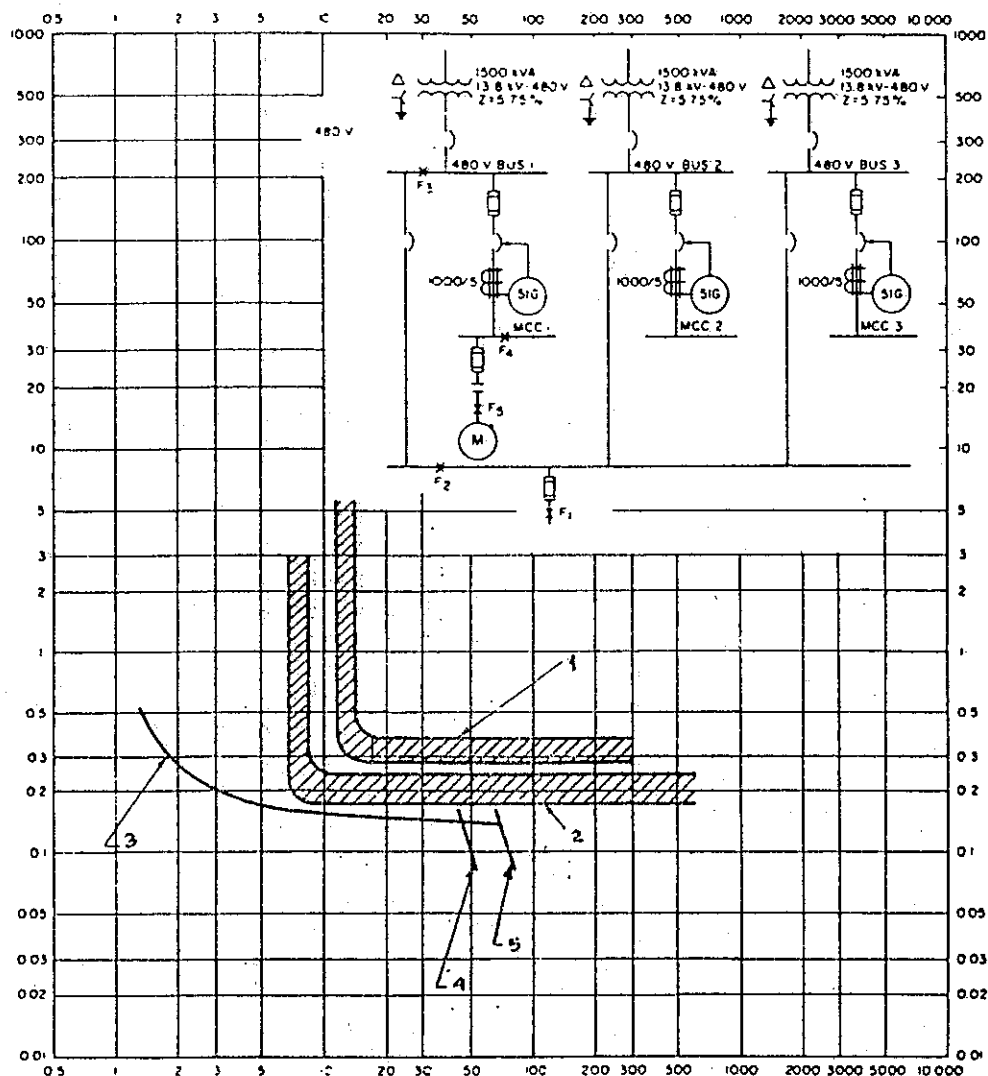


Figura 5.10

(1) Interruptores principales de 480 V con capacidad interruptiva de 65 kA y disparadores de estado sólido, (2) Interruptores de enlace de barra de servicio con capacidad interruptiva de 65 kA y disparadores de estado sólido, (3) Interruptores alimentadores con transformadores de corriente tipo dona para la secuencia cero, (4) Fusible de 200 A para el arrancador del motor de 150 hp, (5) Fusible de 900 A del interruptor alimentador. Abscisa: corriente a 480 V en Amperios. Ordenada: tiempo en segundos.

bajas disparen instantáneamente, y, sean seguramente eliminadas o que sean igualmente detectadas por los dispositivos de disparo normales o dispositivos de disparo de estado sólido en serie.

Los métodos comúnmente empleados para dar esta protección son los siguientes:

(1) relés alimentados de transformadores de corriente conectados residualmente en los circuitos alimentadores, interruptores de protección de enlace y principales,

(2) transformadores de corriente de secuencia cero (donas) encerrando los conductores de todas las fases en el circuito alimentador más que los transformadores de corriente conectados residualmente,

(3) dispositivos de disparo de tierra de estado sólido integrados con los interruptores de protección principales, alimentadores y de enlace,

(4) relés de sobrecorriente conectados al secundario de un transformador de corriente que percibe la corriente en el transformador de distribución del neutral (no está ilustrado en el diagrama).

Se requiere un cuidado especial cuando se usan relés de tierra en sistemas selectivos de cuatro hilos en donde el circuito neutral no es desconectado si la selectividad es realizada entre los interruptores de protección principal y de enlace. El principio que envuelve los ajustes de relés de tierra coordinados selectivamente son los mismos que los descritos para los dispositivos de protección de fase. La figura 5.10 muestra la protección de tierra selectiva para las barras 1, 2 y 3 en sistemas de red usando un relé de tierra de tiempo definido alimentado desde un transformador de corriente de tipo ventana alrededor de los cables alimentadores del centro de control de motores, un dispositivo de disparo de estado sólido en el interruptor de enlace de servicio y en el interruptor de protección principal de alimentación de 480 V.

En sistemas sólidamente aterrizados, el transformador de corriente de secuencia cero debe ser de una relación tal que dé una corriente de salida lo suficientemente baja para estar dentro del valor nominal del relé y suficientemente libre de distorsión para dar protección precisa durante las condiciones de máxima falla a tierra.

Se sugiere un relé de retardo para los interruptores de protección de los alimentadores para permitir al arrancador del motor y a los interruptores de protección con fusibles de los alimentadores interrumpir fallas a tierra de gran magnitud. El aislamiento selectivo de fallas en las barras 1, 2 y 3 requiere relés diferenciales de barra, dado que no se puede lograr la coordinación entre los relés de tierra direccionales en los interruptores de servicio principal y de enlace.

CONCLUSIONES.

i) Las corrientes de falla tienen un comportamiento tal que precisar los valores exactos para el momento en que ocurre una falla es casi imposible. Para el diseño de los sistemas de protección se consideran los valores críticos, así, para la ocurrencia de una falla cualquiera los equipos están debidamente protegidos. Los factores económicos deben ser considerados ya que éstos pueden ser los que se constituyan en limitantes de la ejecución de un diseño, técnicamente aceptable.

Los cálculos necesarios para determinar las corrientes de falla no son complicados, aunque sí se van haciendo más difíciles conforme se incrementa el número de elementos que componen las instalaciones objeto de estudio.

ii) Para realizar el cálculo de las corrientes de falla es indispensable contar con toda la información de los distintos elementos del sistema de potencia que se analizará. Entonces, es necesario hacer un levantamiento de datos de campo y en los casos en los que la información no esté disponible, se puede hacer uso de los valores típicos que están disponibles en tablas de fabricantes.

iii) El conocimiento de los distintos tipos de dispositivos de protección es necesario, para hacer una buena selección. De no contar con el dispositivo requerido se podrá seleccionar un dispositivo equivalente o alternativo para cumplir con la función de protección que se haya considerado necesaria. También se podrán comparar las características de funcionamiento de los distintos dispositivos y, de ahí, hacer la selección del equipo que mejor cumpla con los requerimientos de protección planteados.

iv) Para proveer una protección eficaz debe conocerse los requerimientos de protección de los componentes del sistema eléctrico de potencia, así como los límites de tolerancia de estos componentes. Los requerimientos de protección del elemento se van incrementando conforme es mayor la importancia de éste dentro del proceso; así, se procurará dar la mayor protección a los componentes que se consideren vitales para el proceso.

v) Las distintas configuraciones y tamaños de los sistemas de potencia hacen que éstos tengan variantes en cuanto a los sistemas de protección que se les diseñe. Así, un sistema de potencia relativamente pequeño tendrá un sistema de protección relativamente simple, mientras un sistema de potencia de mayor tamaño, que puede contener varios pequeños sistemas de potencia, necesitará un sistema de protección más completo y complejo.

vi) Los sistemas de protección de los sistemas de potencia se diseñan para lograr que los efectos de la ocurrencia de una falla en cualquiera de los componentes del sistema de potencia cause los menores inconvenientes posibles, no eliminan la posibilidad de la ocurrencia de una falla, pero, sí reduce sus efectos. Así se hace

la selección de los equipos de protección para que la zona de falla quede aislada del resto del sistema de potencia y cause la menor perturbación en el sistema.

vii) El uso de la gráfica de la coordinación de curvas provee una manera bastante comprensible de mostrar los objetivos de selectividad y protección. El sistema de protección debe ser selectivo para lograr que la continuidad del servicio eléctrico sea de lo mejor, y reducir los efectos causados por la ocurrencia de una falla.

viii) Los sistemas de potencia de grandes plantas industriales deben segmentarse para ir coordinando la protección de cada uno de los segmentos y, luego, hacer la coordinación de las protecciones de cada segmento con el resto del sistema de potencia. La coordinación de protecciones se va haciendo por etapas que facilitan el procedimiento, si un segmento ya tiene coordinadas sus protecciones, la coordinación de las protecciones con el resto del sistema se va facilitando.

ix) Las gráficas de coordinación de protecciones son herramientas útiles, no sólo para cuando se hace el estudio de coordinación de protecciones en el montaje inicial, sino, también, para estudios de coordinación de protecciones posteriores, ya sea para analizar las condiciones de la protección o la posibilidad de modificaciones. Además, es una referencia valiosa para cuando se realiza el mantenimiento de los dispositivos de protección.

RECOMENDACIONES.

i) Hacer un archivo que incluya toda la información de los distintos componentes del sistema de potencia para facilitar el cálculo de las corrientes de falla. De no estar disponible esta información, se puede requerir al fabricante o distribuidor para proveer una protección lo más acertada posible.

ii) Adicional al archivo de la información de los componentes del sistema, debe considerarse la adquisición de las tablas de valores típicos de componentes de sistemas de potencia de plantas industriales que faciliten la complementación de la información para el cálculo de corrientes de falla.

iii) Luego de hacer un estudio de corrientes de falla, archivar ésta información para que, posteriormente, se facilite su consulta cuando sea necesaria para analizar posibles ampliaciones o modificaciones que puedan alterar el comportamiento de las corrientes de falla del sistema de potencia.

iv) Si el tamaño del sistema de potencia es relativamente grande y el volumen de datos y cálculos que se requieren para obtener los valores de las corrientes de falla, es conveniente el uso de programas de computadora que facilitan los cálculos y manejo de la información, a la vez que pueden utilizarse para simular las consecuencias de modificaciones en el sistema de potencia.

v) Mantenerse actualizado en las tendencias de la protección de sistemas de potencia industriales y comerciales. El desarrollo acelerado de la tecnología hace que vayan desarrollándose nuevas facilidades en los dispositivos de protección. Si no se está actualizado, eventualmente, podrá hacerse la selección de un equipo, que aunque sí satisface los requerimientos mínimos de protección, bien podría superar estos requerimientos dando una protección con mayores ventajas y versatilidad.

vi) Las gráficas de coordinación deben estar accesibles y actualizadas, para obtener, de ellas, todos los beneficios que brindan.

vii) Si se hacen modificaciones en los sistemas eléctricos de potencia, industriales y comerciales, todos los cambios que se realicen en los sistemas de protección deben quedar registrados para facilitar el análisis del comportamiento de las protecciones.

BIBLIOGRAFIA.

- ANSI/IEEE Std 242-1975, IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1975. 312 pp.
- ANSI/IEEE Std 242-1986, IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1986. 588 pp.
- ANSI/NFPA 70-1987, National electrical code. National Fire Protection Association. 1986. 774 pp.
- CHASE, P. et. al. Low voltage protector application seminar. USA. General Electric Company. 1989.
- GEC Measurements. Protective relays. Application guide. England. GEC Measurements. 1987. 464 pp.
- HERRINGTON, D. Cómo leer esquemas eléctricos y electrónicos. Ojeda, L. et.al. España. Editorial Paraninfo. 1994. 258 pp.
- MASON, C.R. El arte y la ciencia de la protección por relevadores. Parera, A. México. Compañía Editorial Continental. 1984. 480 pp.
- RAVINDRANATH, B. et.al. Protección de sistemas de potencia e interruptores. García, R. México. Editorial Limusa, S.A. 1980 505 pp.
- SCHMELCHER, T. Manual de baja tensión. Indicaciones para la selección de aparatos de maniobra, instalaciones y distribuciones. Guillén, J. República Federal de Alemania. Siemens Aktiengesellschaft. 1984. 363 pp.
- SIEMENS. Protección contra sobrecargas y cortocircuitos en equipos de baja tensión. Alemania. Siemens Aktiengesellschaft. 1984. 34 pp.
- SIEMENS. Applied motor protection. 32 pp.
- STEVENSON, W. Análisis de sistemas eléctricos de potencia. México. McGraw-Hill/Interamericana de México, S.A. 1994. 383 pp.