

8  
24



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

Escuela Nacional de Estudios Profesionales  
**"ARAGÓN"**

**"ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO Y  
COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN  
PLANTAS ELECTRICAS INDUSTRIALES"**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO MECANICO ELECTRICO**  
**P R E S E N T A N**

**ARMANDO CASTILLO RANGEL**

**FERNANDO GALVAN HERRERA**

**DIRECTOR DE TESIS: ING. PASCUAL RIVERA MUÑOZ**

ENEP



ARAGON

**SAN JUAN DE ARAGON, EDO. DE MEXICO**

100

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

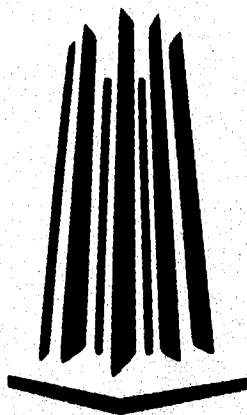
**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

*A la memoria de nuestro profesor y amigo:  
Ing. Juan Méndez Moreno*

**ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO Y COORDINACIÓN DE  
PROTECCIÓN EN PLANTAS ELÉCTRICAS  
INDUSTRIALES.**



**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES, ARAGÓN**

**Ing. ARMANDO CASTILLO RANGEL    Ing. FERNANDO GALVÁN HERRERA**

## CONTENIDO

### PREFACIO

<b>I. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN UNA PLANTA ELÉCTRICA INDUSTRIAL</b>	<b>1</b>
I.1 Definición y clasificación de las subestaciones eléctricas.	1
I.2 Elementos que conforman una subestación eléctrica.	2
I.2.1 Elementos primarios.	2
I.2.2 Elementos secundarios.	3
<b>II. CONEXIONES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS INDUSTRIALES</b>	<b>29</b>
II.1 Aspectos generales para la selección de la conexión de una subestación eléctrica.	29
II.2 Diagrama unifilar, símbolos convencionales y representación.	30
II.3 Conexiones y diagramas más empleados en subestaciones eléctricas.	31
<b>III. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES EN PLANTAS ELÉCTRICAS INDUSTRIALES</b>	<b>37</b>
III.1 Tipo de carga, características y factores principales.	38
III.2 Elementos y equipo de control eléctrico.	41
III.3 Características de los elementos de control.	42
III.4 Consideraciones para la conexión a tierra del sistema eléctrico y la puesta a tierra del equipo y maquinaria.	43
<b>IV. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO</b>	<b>55</b>
IV.1 Sistema por unidad (p.u.).	55
IV.2 Componentes simétricas.	59
IV.3 Tipo de fallas.	73
<b>V. CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA</b>	<b>91</b>
V.1 Cálculo empleando paquetería de fallas.	91
V.2 Coordinación y protección para sistemas eléctricos.	107
V.2.1 Consideraciones para el diseño apropiado y coordinación del sistema de protección.	107
V.2.2 Características de elementos de protección.	108
V.2.3 Sistemas de protección.	139
V.2.4 Diagramas principales de protección.	141
V.2.5 Coordinación de sobrecorriente.	144
V.2.6 Procedimiento general para definir la coordinación de protección de sobrecorriente.	148
V.2.7 Conclusiones.	182
V.2.8 Bibliografía.	183

## Prefacio

El objetivo de este trabajo es aportar a la ingeniería elementos prácticos de protección de plantas eléctricas industriales, además de proporcionar material de consulta para los estudiantes de ingeniería que ingresan al área de potencia eléctrica. No se ha tratado de profundizar demasiado, pero la presentación es completa en cuanto a principios que conducen a la comprensión de sistemas de potencia complejos puesto que muestra cuatro temas de interés como son las características de los elementos de una planta industrial, conexiones principales, características de las instalaciones eléctricas y estudio de corto circuito, complementando éstos con la aplicación de un sistema de protección en un sistema eléctrico de una planta industrial.

El capítulo uno presenta en forma breve las características principales de los elementos que conforman un sistema eléctrico de potencia; en el capítulo dos se muestran las conexiones en subestaciones eléctricas mostrando la importancia, ventajas y aplicación de cada una de ellas en un sistema de potencia; el capítulo tres destaca sólo la importancia de un adecuado estudio de cargas eléctricas industriales y la manera como afecta a la operación del sistema, mencionando además el efecto de tener o no el neutro de las mismas a un sistema de conexión a tierra; el capítulo cuatro da las bases teóricas fundamentales en el desarrollo de ecuaciones para definir la solución a problemas de fallas eléctricas en un sistema de potencia, las computadoras, obviamente, desempeñan un papel siempre creciente en la solución a estos fallos, y aunque la programación no se muestra, se destaca la disponibilidad y utilidad de las mismas.

El capítulo cinco complementa a los cuatro anteriores con un ejemplo práctico de coordinación de protección en una planta industrial, mostrando la manera de realizarla de la mejor manera posible, de acuerdo al sistema a proteger, a su forma y dimensión de las conexiones y a los elementos que intervienen en la protección (como son: relevadores, interruptores de potencia y fusibles) adoptando la importancia de proteger de sobremanera a los transformadores de alta capacidad de potencia.

Estamos en deuda principalmente con nuestro asesor y amigo, el Ingeniero *Pascual Rivera Muñoz* por su interés y sugerencias valiosas para la mejor realización de este trabajo; de ayuda especial fueron también las ideas del ingeniero *Ángel Cerón Orta* de la compañía de Luz y Fuerza del Centro en cuanto a su aportación dada al capítulo cinco.

También queremos agradecer a los ingenieros: *J.J. Ramón Mejía Roldán*, *Raúl Barrón Vera*, *Sergio Ortiz López*, *Raúl González Velasco* y *Miguel Ángel Maldonado Muñoz*, por sus sugerencias, palabras de aliento y facilidades otorgadas para la presentación de este trabajo.

Finalmente queremos agradecer a todas y cada una de las personas que de una u otra forma han contribuido a la preparación y realización de esta tesis profesional.

San Juan de Aragón, Edo. de México, Mayo de 1996.

Ing. Armando Castillo Rangel

Ing. Fernando Galván Herrera

## CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN UNA PLANTA ELÉCTRICA INDUSTRIAL

### 1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

#### 1.1.1. Definición

En términos generales, una subestación eléctrica es la conformación de dispositivos eléctricos que componen un sistema eléctrico de potencia, los cuales interactúan entre sí con el objetivo de transformar las características de la energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.) que bien pudiera ser de corriente alterna o corriente continua, o bien conservar estas características bajo ciertas condiciones estables.

Otro de los objetivos elementales de una subestación eléctrica, es la de derivar circuitos de potencia donde se requieran dentro de la industria.

#### 1.1.2. Clasificación

Existen muchas clasificaciones de subestaciones eléctricas dentro de las cuales la más completa se encuentra la siguiente:

1) *En base a su operación:*

- a) De corriente alterna.
- b) De corriente continua.

2) *En base a su función:*

- a) Variadoras de tensión.
- b) De maniobra o seccionadoras de circuitos.
- c) Mixtas (mezcla de las dos anteriores).

3) *En base a su servicio:*

a) Primarias:

- Elevadoras
- Receptoras reductoras.
- De enlace o distribución.
- Convertidoras o rectificadoras.
- De interrupción o maniobra.

b) Secundarias:

- Receptoras:
  - Reductoras.
  - Elevadoras.
- Distribuidoras.
- De enlace.
- Convertidoras o rectificadoras.

4) *En base a su construcción*

- a) Tipo intemperie.
- b) Tipo interior.
- c) Tipo blindado.

5) *En base a su potencia y tensión.*

- a) De transmisión ( más de 230 kV)
- b) De subtransmisión (entre 230 y 115 kV).
- c) De distribución primaria (entre 115 y 23 kV).
- d) De distribución secundaria. (menos de 23 kV).

## **I.2 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

Los elementos que constituyen una subestación eléctrica se pueden clasificar de la siguiente manera:

### **I.2.1. Elementos primarios**

- 1) Transformador
- 2) Transformadores de instrumento.
- 3) Apartarrayos.
- 4) Interruptores de potencia.
- 5) Cuchillas desconectoras y de prueba.
- 6) Reactores.
- 7) Buses o barras.
- 8) Restauradores.
- 9) Tableros de control.
- 10) Condensadores.



### 1.2.2. Elementos secundarios

- 1) Cables de potencia.
- 2) Cables de control.
- 3) Alumbrado
- 4) Estructuras.
- 5) Herrajes.
- 6) Equipos contra incendio.
- 7) Sistemas de tierra.
- 8) Blindaje.
- 9) Rutas de cables de control.
- 10) Baterías.
- 11) Cargadores.
- 12) Planta de emergencia.

### 1.2.3. Principio básico de operación

A continuación se describirá el funcionamiento básico de operación de cada elemento.

## ELEMENTOS PRIMARIOS:

### A) TRANSFORMADORES

Desde el punto de vista de funcionalidad, el transformador es uno de los elementos más importantes de la subestación eléctrica y en base a esto se pueden mencionar las siguientes características del transformador:

- El transformador es un elemento pasivo el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro.
- Esta transferencia de energía, la realiza en base al principio de inducción electromagnética.
- Tiene circuitos eléctricos llamados devanados, los cuales están eslabonados magnéticamente, pero aislados eléctricamente, fig. 1-1.

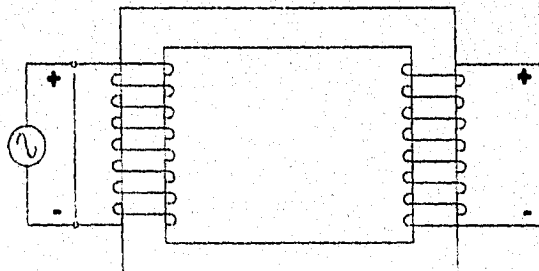


Fig. 1-1 Esquema de un transformador real.

Una clasificación que incluye casi todas las características del transformador es la siguiente:

a) *Por el tipo de núcleo:*

Columna.  
Acorazado.  
Envolvente.  
Radial.

b) *Por el número de fases:*

Monofásico.  
Trifásico.

c) *Por el número de devanados:*

Dos devanados.  
Tres devanados.

d) *Por el medio refrigerante:*

Aire.  
Aceite.  
Líquido.

e) *Por el tipo de enfriamiento:*

1. Transformadores en seco:

AA  
AFA  
AA/FA

2. Transformadores en aceite:

OA	OA/FA	FOW
OW	OA/FA/FA	OA/FA/FOA
OW/A	FOA	

Cabe mencionar que se debe considerar una clasificación de los transformadores en base al medio refrigerante que constituye al transformador y básicamente se conforman dos grupos:

- a) Transformadores con aislamiento seco.
- b) Transformadores con aislamiento en aceite.

*a) Transformadores con aislamiento seco*

Los transformadores con aislamiento seco se caracterizan por tener su parte activa en contacto con el medio aislante que se emplee, el cual es por lo general aire; también es frecuente que se empleen otros aislamientos, como por ejemplo: resinas, materiales plásticos, etc.

Los transformadores con aislamiento seco se construyen para potencias de algunos kVA, además se construyen para tensiones de distribución, por lo que su aplicación es reducida y se limita a algunos servicios auxiliares o como parte elemental de instalaciones secundarias, comerciales o industriales.

Los transformadores con aislamiento seco se clasifican de acuerdo al medio refrigerante como se observa en la fig. 1-2:

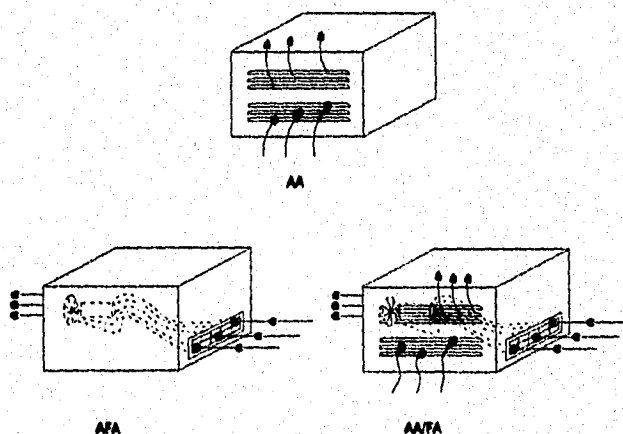


Fig. 1-2 Transformadores con aislamiento tipo seco.

- AA Circulación natural del aire.
- AFA Aire forzado por ventiladores.
- AA/FA Circulación natural del aire y circulación forzada del aire.

*b) Transformadores con aislamiento en aceite*

Los transformadores con aislamiento en aceite tienen como característica de que su parte activa está sumergida en un aceite de tipo mineral, por lo cual hace que este tipo de transformadores se construyan para grandes capacidades del orden de 400 MVA y tensiones de hasta 500 kV, esto gracias a la gran capacidad de aislamiento que se consigue con el aceite mineral.

La clasificación de los transformadores en aceite desde el punto de vista refrigerante es (fig. 1-3):

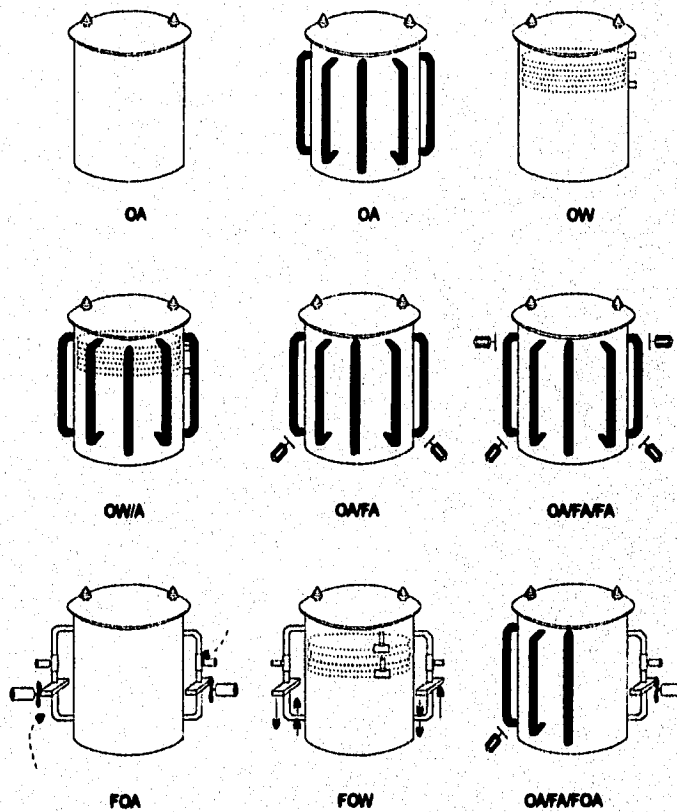


Fig. 1-3 Transformadores con aislamiento en aceite.

- OA
- OW
- OW/A
- OA/FA
- OA/FA/FA
- FOA
- FOW
- OA/FA/FOA

Circulación natural del aire y aceite.  
 Circulación natural del agua a través de un serpentín.  
 Circulación natural del aire y circulación del agua a través de un serpentín.  
 Circulación natural del aceite y aire, auxiliado por la circulación forzada del aire por ventiladores y tubos radiadores.  
 Circulación natural del aceite y aire, auxiliado por la circulación forzada del aire por mayor cantidad de ventiladores y tubos radiadores.  
 Enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Además al mismo tiempo operan bombas de aceite y ventiladores.  
 Enfriado con aceite forzado y circulación forzada de agua.  
 Enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado, se puede definir como un OA con adición de ventiladores y bombas para la circulación del aceite.

## CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS TRANSFORMADORES

Las partes principales que componen un transformador de potencia son:

- a) Núcleo magnético.
- b) Devanados.
- c) Conmutador de derivaciones.
- d) Tanque.
- e) Tanque conservador.
- f) Boquillas.
- g) Tablero.
- h) Válvulas.
- i) Dispositivos de enfriamiento.
- j) Accesorios.

A continuación se describirá brevemente cada de las partes anteriores que constituyen al transformador de potencia:

### a) *Núcleo magnético*

Este núcleo se puede construir de tipo columna o acorazado, donde la lámina que lo constituye se fabrica de acero al silicio, orientado para reducir las pérdidas por histéresis.

### b) *Devanados*

El devanado en el transformador es la parte medular de éste ya que es el encargado de recibir y entregar la energía eléctrica. Existen varios tipos de devanados dependiendo de la tensión que se maneje, así se tiene que para los transformadores de alta tensión se fabrican bobinas llamadas de tipo galleta y para los de baja tensión se construyen bobinas de tipo rectangular. Es frecuente que los transformadores con devanados de alta tensión se conecten en estrella, con la finalidad de simplificar el aislamiento interno a la tensión de fase a neutro; mientras que el devanado de menor tensión puede conectarse en estrella o delta.

### c) *Conmutador de derivaciones*

Su función consiste en conmutar la relación de transformación mediante la modificación del número de espiras en funcionamiento de los devanados y básicamente se conocen dos tipos de conmutadores:

En vacío:

Se da cuando el transformador está fuera de operación.

Con carga:

Se da cuando el transformador está en operación suministrando potencia.

### d) *Tanque*

Su función elemental consiste en proteger las partes energizadas del transformador (devanados), estos tanques tienen por lo general formas rectangular para los transformadores de altas capacidades, mientras que para los transformadores de bajas capacidades de potencia generalmente los tanques son cilíndricos.

Además se tiene que en base en la capacidad del transformador se le pueden adaptar ventiladores y tubos radiadores con el fin de disipar el calor.

El tanque consta de otros accesorios como son:

- Gancho para conexión a tierra.
- Gancho de sujeción.
- Placa de datos.
- Medios para la descarga del aceite.

#### **e) Tanque conservador**

Es el tanque que tiene como función absorber la expansión del aceite que se presenta debido a los cambios de temperatura que se manifiestan mediante el incremento de la carga, el tanque se mantiene con aceite hasta la mitad y cuando existe un incremento de temperatura, el nivel de aceite se eleva y comprime el gas por encima del aceite expulsándolo así al exterior.

#### **f) Boquillas**

Son los aisladores en donde finalizan las terminales de las bobinas de baja y alta tensión, las cuales atraviesan el tanque del transformador; normalmente estas boquillas se fabrican de porcelana vidriada; para tensiones superiores son de tipo condensador con papel barnizado.

#### **g) Tablero**

Consiste en un gabinete dentro del cual se encuentran los controles (motores de las bombas, ventiladores, calefacción, conmutador de derivaciones, etc.).

#### **h) Válvulas**

Son los dispositivos que se emplean para el llenado y vaciado, además del muestreo del aceite del transformador; figura 1-4.

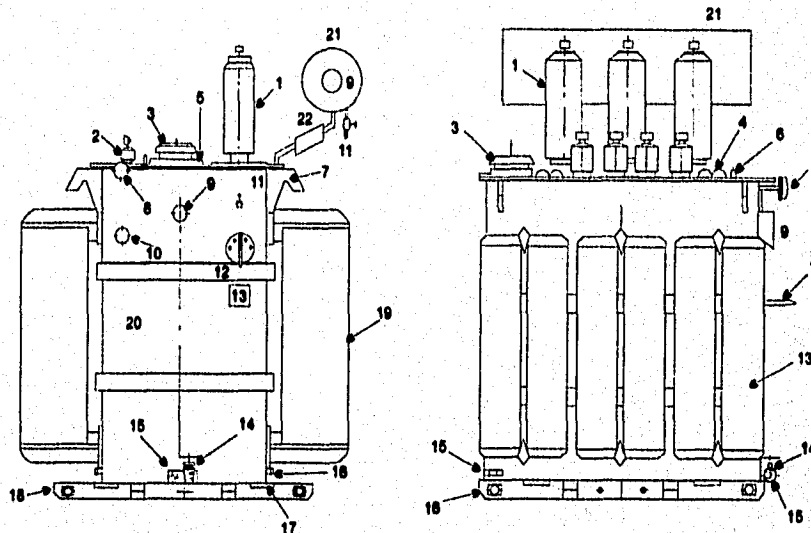
### **CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES**

#### **Conexión Delta-Delta**

Esta conexión se emplea normalmente en sitios donde existen tensiones bajas y en sistemas de distribución se usa frecuentemente para alimentar cargas trifásicas a tres hilos.

#### **Conexión Delta-Estralla**

Esta conexión se usa en los sistemas de transmisión en los que es necesario elevar voltajes de generación. Cabe señalar que éste tipo de conexión es muy empleada en sistemas de distribución ya que se puede tener la ventaja de obtener dos voltajes diferentes (fase y neutro).



#### DESCRIPCION:

- |  |   |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Boquillas para alta tensión.</li> <li>2. Boquillas para baja tensión.</li> <li>3. Relevador mecánico de sobrepresión.</li> <li>4. Orejas con ojo para levantar tapa.</li> <li>5. Registro.</li> <li>6. Copie con tapón para llenado al vacío.</li> <li>7. Orejas con gancho para izaje del conjunto.</li> <li>8. Manómetro-vacuómetro.</li> <li>9. Indicador magnético de nivel sin ó con contactos para alarma.</li> <li>10. Indicador de temperatura del aceite con ó sin contactos para alarma.</li> <li>11. Válvula superior para conexión a filtro prensa.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>12. Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones, con seguro para candado e indicador de posiciones.</li> <li>13. Placa de características.</li> <li>14. Válvula para drenaje.</li> <li>15. Válvula para muestreo.</li> <li>16. Placa para conexión a tierra.</li> <li>17. Refuerzos para palanqueo o soportes para gato.</li> <li>18. Base deslizable.</li> <li>19. Radiadores fijos ó desmontables. Con ó sin válvulas.</li> <li>20. Caja.</li> <li>21. Tanque conservador.</li> <li>22. Relevador de gas (Bucholz).</li> </ol> |
|--|---|

Fig. I-4 Partes que integran a un transformador.

#### **Conexión Estrella-Estrella**

Esta conexión es empleada en voltajes muy elevados, pero tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas impares, pero presenta la ventaja de poder conectarse a hilos de retorno.

#### **Conexión Estrella-Delta**

Se emplea es sistemas de transmisión en subestaciones receptoras donde se reduce el voltaje. En sistemas de distribución en muy limitado su empleo.

## CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EN BANCOS TRIFÁSICOS

En subestaciones eléctricas es muy común encontrar bancos de transformadores monofásicos operando como un transformador trifásico, bajo las siguientes condiciones:

1. En circuitos de muy alta tensión.
2. En circuitos donde se necesite continuidad de servicio.

Generalmente se dispone de cuatro transformadores monofásicos donde se tiene uno de reserva por si acaso alguno llegara a fallar.

## B) TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Son dispositivos electromagnéticos que tienen como función reducir a cierta escala, las magnitudes de tensión y corriente que son empleadas para la protección y/o medición en los circuitos en una subestación o de un sistema eléctrico de potencia.

Debido al peligro que representa manejar altos niveles de tensión y corriente que se requieren en un sistema eléctrico, estos transformadores de instrumento se emplean para reducir tensiones y corrientes que alimentan a los aparatos de medición, así como tableros de control.

Generalmente estos transformadores se fabrican para manejar corrientes de 5 amperes y tensiones de 127 volts en su secundario.

Existen dos tipos de transformadores de instrumento:

- a) Transformadores de potencial.
- b) Transformadores de corriente.

### a) Transformadores de potencial

Se emplean en la protección y/o medición, su función es la de variar la cantidad de tensión a valores que sean utilizados por instrumentos de medición. En estos transformadores se determina su capacidad sumando las capacidades totales de los instrumentos que se van a alimentar variando éstas de 15 a 60 VA.

El primario de estos transformadores se conecta en paralelo con el circuito que se va a controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión del aparato de medición.

Este tipo de transformadores se fabrica con aisladores de resinas sintéticas para bajas o medianas tensiones y con aislamiento de papel, aceite, y porcelana, para altas tensiones (fig. 1-5).



1. Domo de aluminio.
2. Membrana de compensación.
3. Terminal de alta tensión.
4. Birlos y resortes de fijación de porcelana.
5. Cabeza de expansión.
6. Porcelana.
7. Pasamuros en resina epoxy.
8. Volúmen reducido de aceite aislante.
9. Pantalla.
10. Bobinado de alta tensión en capas largas.
11. Núcleo acorazado.
12. Caja moldeada en resina epoxy.
13. Caja de bombes en aluminio.
14. Bombes secundarios en latón moldeados en resina epoxy.

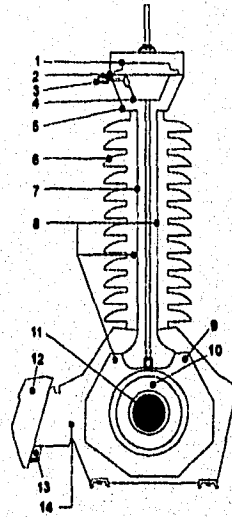


Fig. 1-5 Transformador de potencial para alta tensión.

### Dispositivos de potencial.

En términos generales los dispositivos de potencial son semejantes a los transformadores de potencial a diferencia de que estos son de tipo capacitivo y son empleados para la alimentación de los aparatos de medición y protección en un sistema de alta tensión.

Estos dispositivos se diferencian de los transformadores de potencial en que poseen un divisor capacitivo y una unidad electromagnética (fig. 1-6).

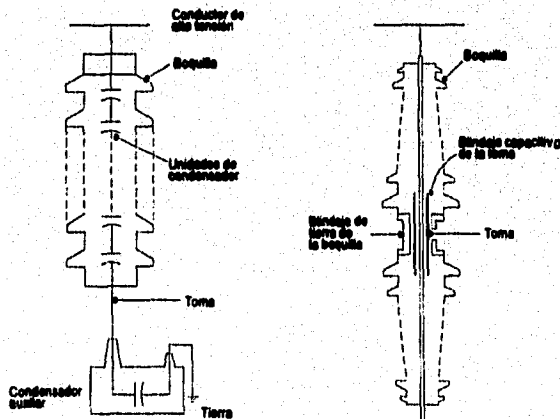


Fig. 1-6 Dispositivos de potencial.

### b) Transformadores de corriente

La función de estos transformadores es la de cambiar el nivel de la corriente de un nivel alto a otro nivel bajo con el que se puedan alimentar a los instrumentos de medición, control o detección (amperímetros, wattmetros, etc.).

Para determinar la capacidad total de estos transformadores, se suman las capacidades totales de los instrumentos a alimentar y pueden ser estas de 15, 30, 50, 60 y 70 VA; en éste tipo de transformadores, el primario se conecta en serie con el circuito que se va a controlar y su secundario se debe conectar a las bobinas de corriente de los aparatos de medición que se van a energizar.

Los transformadores de corriente se construyen para tensiones de servicio de hasta 23 kV en el primario con aislamiento de resina sintética; para tensiones medias se fabrican con aislamientos de resina que pueden soportar condiciones climatológicas, mientras que para altas tensiones se usan aislamientos de papel y aceite dentro de un recipiente metálico (fig. 1-7).

### c) APARTARRAYOS

Es un dispositivo eléctrico el cual está compuesto por elementos resistivos no lineales y elementos explosores, los cuales en combinación sirven para limitar la amplitud de sobretensiones que son originadas por las descargas atmosféricas o desbalanceo de los sistemas de potencia.

Las sobretensiones que se pueden llegar a presentar tienen su origen en las siguientes fuentes:

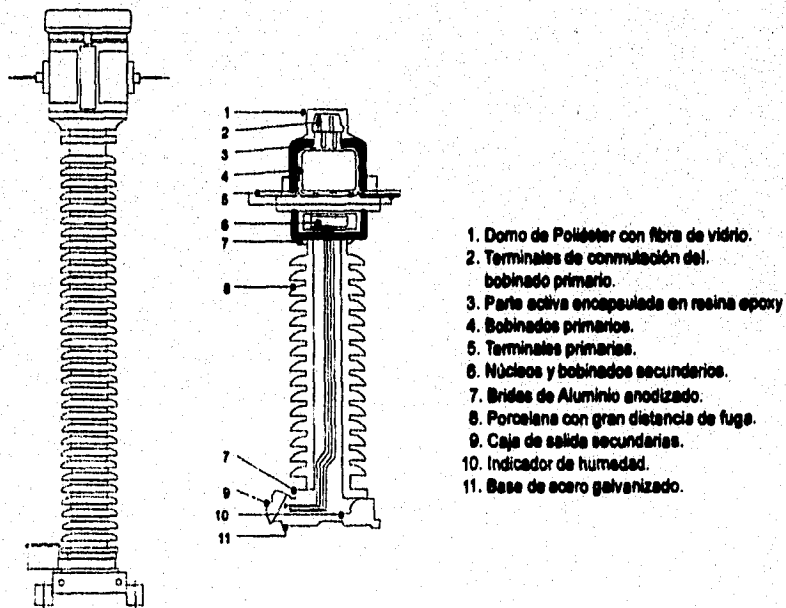


Fig. 1-7 Transformador de corriente para alta tensión (34,5-115 kV).

- 1) Sobretensiones de origen atmosférico.
- 2) Sobretensiones por desbalanceo de los sistemas de potencia.

Como las ondas que se presentan en las sobretensiones de origen atmosférico viajan a la velocidad de la luz, se debe de tomar especial cuidado para proteger correctamente al equipo e instalación; por lo tanto se debe considerar el uso de apartarrayos, los cuales se encuentran conectados permanentemente en el sistema eléctrico y entran en operación cuando se manifiesta una sobretensión.

El apartarrayos debe de poseer las siguientes características:

- a) Se deberá comportar como aislador cuando la tensión aplicada no exceda un valor determinado.
- b) Se deberá comportar como un conductor al alcanzar la tensión ese valor.
- c) Deberá conducir la onda de sobrecorriente a tierra cuando ocurra la sobretensión.

El principio básico de operación del apartarrayos se debe a la manifestación de un arco eléctrico (debido a la sobretensión) que se presenta entre dos explosores; la separación de estos se escoge en base a la tensión del sistema eléctrico en el que va a operar. (fig. 1-8).

Básicamente existen dos tipos de apartarrayos más empleados, estos son los apartarrayos de tipo autovalvular y los apartarrayos de óxido de zinc.



Fig. 1-8 Aspecto físico de un apartarrayos.

#### a) Apartarrayos Autovalvulares

Están compuestos por una serie de resistencias no lineales, las cuales están fabricadas de carburo de silicio, las cuales tienen forma de discos prensados entre sí; estas resistencias son conectadas en serie con los explosores, alternando estos elementos; una vez que se inicia una descarga en los explosores, estas resistencias evitan que se produzca una corriente permanente.

Las resistencias están conformadas por pequeños cilindros en los cuales se integran partículas de carburo de silicio (SiC). (Figura 1-9).

### b) Apartarrayos de Óxidos Metálicos

Este tipo de apartarrayos basa su funcionamiento en las propiedades de los semiconductores de los óxidos metálicos. Existe otro tipo de apartarrayos el de óxido de zinc ( $ZnO$ ), el cual está basado también en la curva de tensión-corriente de las resistencias, la cual es menos lineal que la curva de los apartarrayos de carburo de silicio. (Figura 1-10).

Este tipo de apartarrayos constituidos por óxido de zinc ( $ZnO$ ), conforman una mayor seguridad y eficiencia que los de tipo autovalvular, ya que como en el caso de estos, se basan en el mismo principio de los óxido de zinc a diferencia de que las resistencias que emplean son menos lineales, motivo por el cual conduce cuando la tensión de referencia es máxima, cerrando así la conducción casi a un valor cero.

Como se mencionó antes, los apartarrayos de  $ZnO$  mejoran considerablemente las características de operación, ya que además de sus características de funcionamiento, se fabrican para capacidades de hasta 230 kV y tensiones superiores.

Es importante tomar en cuenta que este tipo de apartarrayos son más costosos que los convencionales (30% o 40% más elevado), pero es más conveniente su adquisición porque reducen los niveles de aislamiento interno de los equipos.

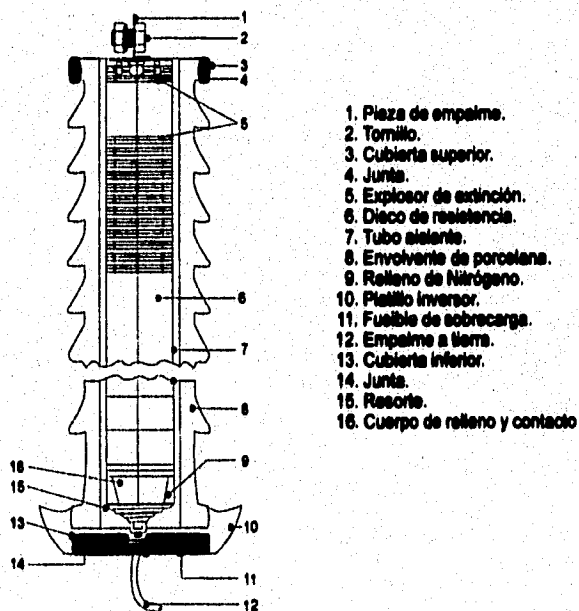


Fig. 1-9 Diagrama de un apartarrayos tipo autovalvular.

1. Tornillo de empalme.
2. Cubierta superior.
3. Explosor de extinción.
4. Envoltorio de porcelana.
5. Tubo aislante.
6. Resortes.
7. Bloques de ZnO.
8. Cuerpo de relleno y contacto.
9. Cubierta inferior.
10. Fusible de sobrecarga.

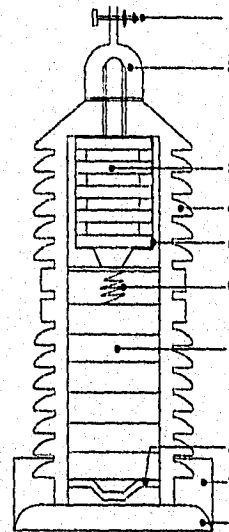


Fig. 1-10 Apartarrayos del tipo óxido metálico.

#### VENTAJAS DE LOS APARTARRAYOS DE ZnO SOBRE LOS CONVENCIONALES

1. Reducción del tamaño.
2. Protección constante por no poseer entrehierros.
3. Rápida respuesta para descargas de corriente con pendientes altas.
4. Más durabilidad para un ciclo de trabajo.
5. Absorben menos cantidad de energía que los convencionales por lo que soportan mayor cantidad de descargas.

La función del apartarrayos es la de limitar la magnitud de sobretensión a valores que no dañen a los elementos del sistema, cortando el valor máximo de la onda y también proteger contra descargas directas con un determinado margen de seguridad.

#### D) INTERRUPTORES DE POTENCIA

Es el dispositivo que tiene como función interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico bajo condiciones nominales, vacío o corto circuito. Si la interrupción se efectúa con carga o con corriente de corto circuito, al interruptor se le conoce como interruptor de potencia; si la interrupción se lleva a cabo sin carga, al interruptor se le conoce como cuchilla desconectadora.

Los interruptores de potencia deben ser capaces de interrumpir corrientes de diferente magnitud, así como factores de potencia diferentes, desde corrientes capacitivas (varios cientos de amperes), hasta corrientes inductivas mayores (varias decenas de kiloamperes).

## **PARTES QUE INTEGRAN AL INTERRUPTOR**

El interruptor de potencia se puede dividir en tres partes.

### **1. Componente pasiva**

Es la estructura que soporta a uno o tres dispositivos que contienen al aceite. Este componente realiza las funciones de soportar recipientes de aceite así como también al gabinete de control, además protege eléctrica y mecánicamente al interruptor.

### **2. Componente activa**

Está formada por una estructura que soporta a las cámaras de extinción las cuales soportan a los contactos físicos, así también como el mecanismo de operación que sostiene a los contactos móviles.

### **3. Accesorios**

Constan de:

- a) Boquillas terminales.
- b) Válvulas de llenado donde se descarga el fluido aislante.
- c) Conectores de tierra.
- d) Placa de datos.
- e) Gabinete (contiene a los dispositivos de control).

## **TIPOS DE INTERRUPTORES**

Existe una gran diversidad de interruptores de potencia, todos ellos con diversas formas de extinguir el arco eléctrico que se genera durante el proceso de apertura, como a continuación se indica:

1. Gran volumen de aceite.
2. Pequeño volumen de aceite.
3. Neumáticos (aire comprimido).
4. Hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ).
5. Vacío.

### **1. Gran volumen de aceite**

Cuando se produce el arco en estos interruptores, el aceite que está alrededor de los contactos se calienta, hasta llegar a formar gases, los cuales empujan al aceite en forma de chorro, con lo que se provoca que el arco se alargue y enfíe hasta llegar a extinguirse.

Básicamente el principio de interrupción en los interruptores de aceite, es el de autoextinción del arco, pudiendo ser éste de gran o de pequeño volumen de aceite, empleándose en tensiones medias (6 a 34 kV) para los de pequeño volumen de aceite y de 230 kV para los de gran volumen de aceite.

Son los primeros que emplearon el aceite de origen mineral para extinguir el arco (fig. 1-11).

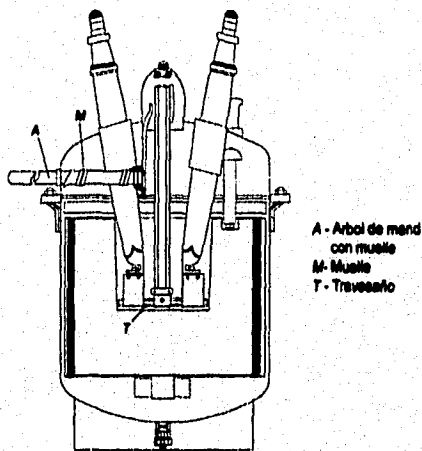


Fig. 1-11 Interruptor de gran volumen de aceite.

El procedimiento de extinción del arco es el siguiente:

- a) Cuando ocurre una falla se separan los contactos que están dentro de la cámara de extinción, de esta manera los gases producidos escapan, y como se encuentran dentro de la cámara con aceite, se produce una gran circulación de aceite que extingue el arco.
- b) Posteriormente de que el contacto móvil ha salido de la cámara, el arco que queda termina por extinguirse, al entrar aceite frío a la cámara.
- c) Una vez extinguido el arco, se cierran los elementos de admisión de la cámara (fig. 1-12).

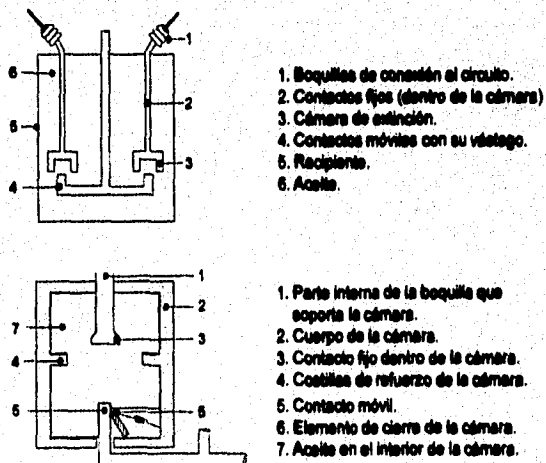


Fig. 1-12 Elementos principales que conforman una cámara de extinción.

## 2. Interruptor de pequeño volumen de aceite

Este tipo de interruptor tiene forma de columna, además del pequeño volumen de aceite (entre 1.5 % y 2.5 % del volumen de los interruptores de gran volumen de aceite). Estos interruptores se fabrican para diferentes capacidades, su construcción básicamente consiste en una cámara de extinción modificada, usándose en tensiones y potencias medias (fig. 1-13).

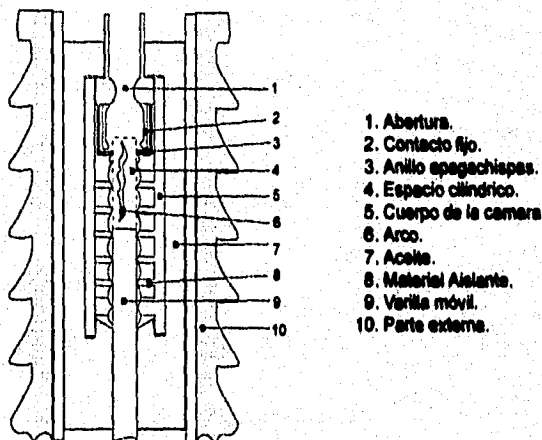


Fig. 1-13 Interruptor de pequeño volumen de aceite.

## 3. Interruptor Neumática

Este tipo de interruptor usa como medio de extinción del arco, la acción violenta de un chorro de aire que impulsa al aire ionizado por el efecto del arco. El aire a presión se obtiene mediante un sistema de aire comprimido que se compone de varias compresoras, así como un tanque principal, un tanque de reserva, además de un sistema de distribución (fig. 1-14).

El funcionamiento de este tipo de interruptor es el siguiente:

Inicialmente cuando ocurre una falla el dispositivo de control la detecta provocando así que una válvula solenoide accione a la válvula principal (2), (fig. 1-15).

- a) Cuando se activa la válvula principal, ésta es abierta permitiendo así que el aire fluya a los aisladores huecos (1).
- b) El aire que se genera a presión entra a los aisladores huecos, activando por medio de un émbolo a los contactos (5).
- c) Estos contactos accionan a otros contactos (6) los cuales operan simultáneamente y abren el circuito.



d) Ya que los aisladores huecos están en contacto con las cámaras de extinción (3), cuando se bajan los contactos (5) con el fin de activar a los contactos (6) esto origina que el aire a presión que está en los aisladores penetre violentamente a la cámara de extinción con lo cual se extingue el arco eléctrico. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto (del orden de 6 ciclos), originando sobretensiones mayores que en los otros interruptores.

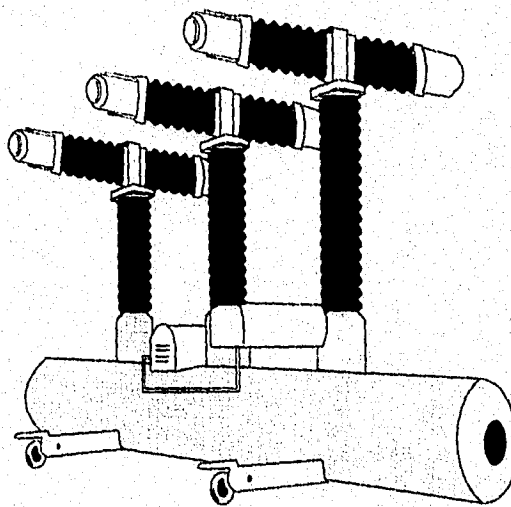
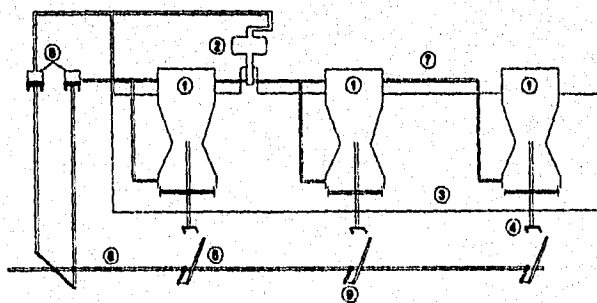


Fig. 1-14 Aspecto físico de un interruptor neumático.



- |                          |                         |
|--------------------------|-------------------------|
| 1. Silenciadores.        | 6. Embolos cilíndricos. |
| 2. Válvula principal.    | 7. Canalizaciones.      |
| 3. Cámaras de extinción. | 8. Arbol.               |
| 4. Contactos.            | 9. Palancas aislantes.  |
| 5. Cuchillas.            |                         |

Fig. 1-15 Diagrama que muestra las principales partes que integran un interruptor neumático.

#### 4. Interruptor de Hexafluoruro de Azufre

En estos interruptores la extinción del arco eléctrico se realiza dentro de una cámara que contiene gas de hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ), se ha comprobado que este gas tiene una gran capacidad dieléctrica en comparación con los otros elementos dieléctricos empleados en los demás interruptores, (fig. 1-16).

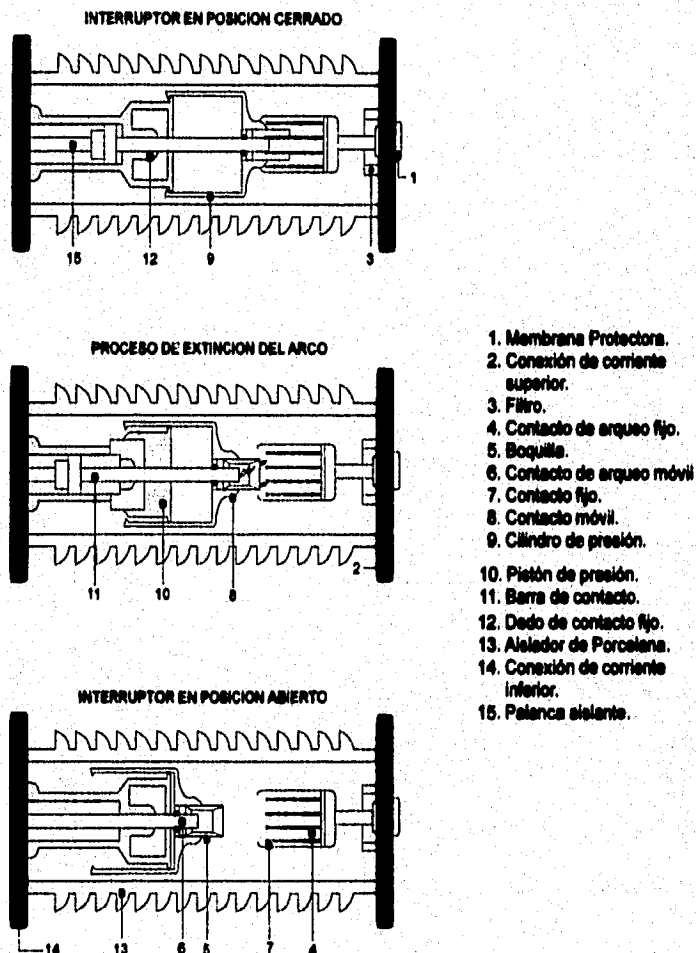


Fig. 1-16 Interruptor de  $SF_6$ .

Este tipo de interruptores opera a tensiones superiores a los 70 kV. El gas  $SF_6$  debe poseer ciertas características para la extinción del arco, como son:

1. Un alto valor de la rigidez dieléctrica.
2. Elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica.

Estos interruptores pueden librar fallas hasta en dos ciclos, además sus contactos se fabrican con resistencias limitadoras con el fin de restringir las sobretensiones.

### 5. Interruptores en vacío

Estos interruptores abren sus contactos debido a una pequeña inercia de éstos, en función de una distancia de separación. Los contactos se encuentran dentro de botellas especiales en las que se debe presentar un vacío casi total, tienen un contacto fijo sellado con la cámara de vacío, mientras que por el otro extremo de la cámara tienen un contacto que se mueve con la contracción de un fuelle.

Cuando se abren los contactos que están en la cámara de vacío no se origina ionización, con lo cual se evita el soplado del arco. Estos interruptores se emplean en instalaciones de hasta 34.5 kV, en tableros blindados.

### E) CUCHILLAS

Son dispositivos que se usan para conectar y desconectar o cambiar las conexiones de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darle mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal, pero nunca cuando está fluyendo corriente a través de ella, (fig. 1-17).

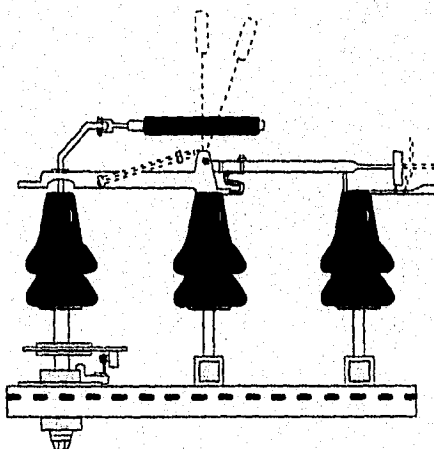


Fig. 1-17 Cuchilla de 7.5-23 kV a 400-1200 A.

Estas cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conductor de puesta a tierra y dos o tres columnas de aisladores de porcelana tipo columna y alfiler.

La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona a la parte móvil.

Entre los tipos de cuchillas están:

1. Cuchilla tipo horizontal.
2. Cuchilla tipo horizontal invertida.
3. Cuchilla tipo vertical.
4. Pantógrafo.

Los dispositivos de desconexión de las cuchillas lo componen:

La cuchilla y el elemento fijo, que consiste en un contacto compuesto por abrazaderas metálicas las cuales presionan mediante resortes individuales a los contactos; esta presión que ejercen las abrazaderas debe ser alta, esto con el fin de disminuir las pérdidas por el efecto Joule en el contacto (fig. 1-18), de manera que no existan falsos contactos o condiciones desfavorables de origen atmosférico.

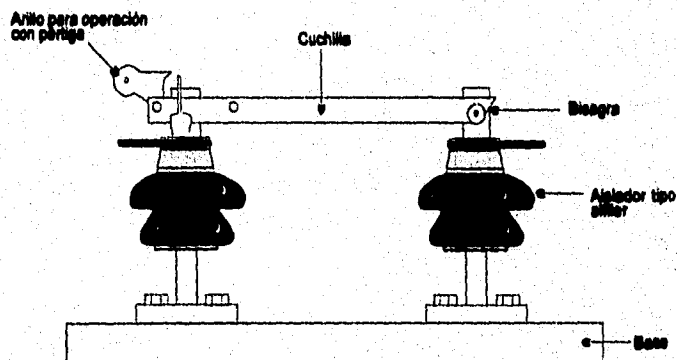


Fig. 1-18 Componentes de una cuchilla.

## F) REACTORES

Son bobinas limitadoras de corrientes de corto circuito, se utilizan en esta forma para disminuir la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto el costo del mismo; también se emplea para corregir el factor de potencia en líneas muy largas.

En el caso de subestaciones eléctricas los reactores se emplean principalmente en el neutro de los bancos de los transformadores para limitar la corriente de corto circuito a tierra, en algunas ocasiones se utiliza también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador para limitar la corriente de corto circuito trifásica.

Los reactores según su capacidad pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas o de tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerradas en un tanque de lámina; sus terminales salen a través de las boquillas de porcelana y necesitan a veces sistemas de eliminación de calor, el cual es generado por las pérdidas internas del aparato. Estos últimos pueden llegar a semejarse a un transformador tanto por la forma como por su tamaño.

## G) **BUSES O BARRAS**

Son los elementos principales de los que se conforman las barras colectoras, cada juego de barra está formado por conductores, tantos como fases que integran al circuito.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc. En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente por los siguientes elementos:

- a) Conductores eléctricos.
- b) Aisladores. Sirven de elemento aislante y soporte mecánico del conductor.
- c) Conectores y herrajes. Sirven para unir a los diferentes tramos de conductores y sirven para sujetar el conductor al aislador.

### **Tipos de barras**

- a) **Cables.** El cable es el tipo de barra más empleado, además se usan conductores de un solo alambre en subestaciones de baja capacidad. Los materiales que más se emplean en la construcción de cables son el cobre y el aluminio reforzado de acero (ACSR).
- b) **Tubos.** El tubo se usa básicamente para llevar grandes cantidades de corriente, el uso de tubos en subestaciones compactas es más económico que otro tipo de barras. Los materiales más empleados para los tubos son el cobre y el aluminio.

Entre sus ventajas sobresalen:

Su mayor resistencia a la deformación, reduce las pérdidas por efecto corona y efecto superficial además tiene gran capacidad de conducción de corriente por unidad de área, su principal desventaja es su alto costo.

- c) **Salera.** Es el tipo de barra más empleado para llevar grandes cantidades de corriente ya que tiene mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical; su desventaja consiste en la baja resistencia mecánica al pandeo de corto circuito.

## H) **RESTAURADORES**

Son dispositivos de operación automática, los cuales no necesitan operarse manualmente para ponerlos en operación de cierre o apertura. El objetivo del restaurador es mantener una continuidad de servicio de acuerdo a las necesidades de la red (fig. 1-19).

En términos generales un restaurador es un interruptor sumergido en aceite contenidos sus tres contactos en un mismo tanque el cual puede operar a capacidades interruptivas bajas, pero no a tensiones muy elevadas.

Estos restauradores están diseñados de tal forma que funcionen con tres operaciones de recierre y cuatro aperturas, con cierto intervalo entre éstas. Su funcionamiento es idéntico al de un interruptor de potencia en cuanto a la operación de interrumpir la corriente cuando ocurre una falla.

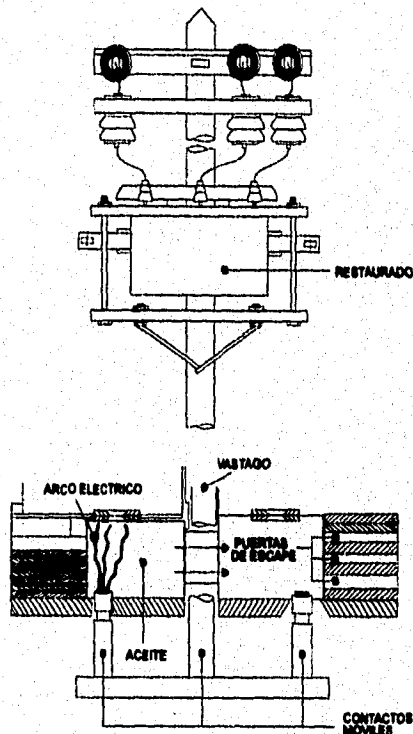


Fig. 1-19 Aspecto físico de un restaurador.

La operación generalizada del restaurador es la siguiente:

- 1) Cuando se presenta una falla, la bobina de disparo la detecta y se energiza, cerrando a su vez unos contactos móviles.
- 2) Estos contactos están provistos de resortes calibrados a cierta tensión, de tal manera que la apertura se efectúa rápidamente.
- 3) Cuando se abren los contactos móviles, éstos energizan una bobina de recierre, la cual está calibrada para operar a cierto intervalo, ésta bobina de recierre activa un dispositivo que opera los contactos móviles, con lo que se vuelven a conectar a los contactos fijos.
- 4) Si la falla presentada es transitoria, el restaurador queda conectado y listo para otra falla. Si la falla es permanente se repite todo el proceso anterior hasta quedar fuera de servicio.

Existen dos tipos de restauradores que son:

**Tipo R**

Voltaje nominal de 2.4-14.4 kV  
Corriente nominal de 25-400 A  
Voltaje de diseño de 15.5 kV

**Tipo W**

Voltaje nominal de 2.4-14.4 kV  
Corriente nominal de 100 A  
Voltaje de diseño de 15.5 kV

**1) TABLEROS**

Los tableros de una subestación son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar a los aparatos de control, medición y protección, los indicadores luminosos y las alarmas.

**TIPOS DE TABLEROS**

**a) Tableros de un solo frente**

Son tableros de tipo vertical que se utilizan en subestaciones pequeñas, aprovechando el mismo frente para montar la protección, la medición y el control. Son los tableros de mayor uso; en la parte media inferior se fijan los relevadores, más abajo se fijan las cuchillas de prueba y las tablillas de conexión de los cables que llegan al tablero desde el exterior. Arriba de los relevadores se montan los conmutadores, la señalización y en la parte alta del tablero se montan los aparatos de medición.

**b) Tableros de doble frente o Duplex**

Se designa con este nombre a los tableros de tipo vertical que tienen dos frentes opuestos, con un pasillo al centro, techo y puertas en los extremos de los pasillos. En estos tableros se acostumbra instalar en el frente posterior a los dispositivos de control, de medición, la señalización, mientras que en la parte posterior se montan los diferentes relevadores de protección. Se pueden utilizar en subestaciones de tamaño mediano.

**c) Tableros separados para mando y protección**

En subestaciones grandes, en donde debido a la complejidad de las protecciones, los relevadores no cabrían si se usaran los tipos de tableros anteriores, por lo tanto se utilizan tableros separados. En un tablero se instalan los elementos de control, los aparatos de medición, los indicadores luminosos y de maniobras, todos estos visibles y accesibles al operador, en tableros separados se montan los relevadores de las protecciones.

**d) Tableros tipo mosaico**

Estos tableros son sumamente compactos y esta reducción se debe al uso de transductores para medición, relevadores de interposición y cables de control de tipo telefónico; se instalan generalmente en subestaciones operadas a control remoto, en las que los relevadores se fijan en tableros separados, dentro del edificio principal de tableros o en casetas.

## **J) CONDENSADORES**

Son dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por un material no conductor llamado dieléctrico y que al aplicar una tensión en sus terminales almacenan carga eléctrica. Los condensadores deben estar diseñados para operar en servicio continuo a la potencia reactiva, tensión y frecuencias nominales.

Los condensadores de alta tensión están sumergidos en líquidos dieléctricos, dentro de un tanque pequeño cerrado herméticamente. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana; se fabrican en unidades monofásicas de 50, 100, 150, 200, 300 y 400 kVAR y en unidades trifásicas de 300 kVAR. Las unidades más empleadas son las de 100 y 150 kVAR.

La aplicación más importante del condensador es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

Los bancos de condensadores de alta tensión generalmente se conectan en estrella, con neutro flotante y rara vez conectado a tierra. La vida de un condensador se afecta por sobreesfuerzos, sobrecalentamiento, por variaciones químicas o daños físicos de sus componentes y por el cambio de temperatura. Por lo tanto, la vida del condensador depende del control de las condiciones de operación que involucren tensiones, variaciones de temperatura y del mantenimiento.

## **ELEMENTOS SECUNDARIOS:**

### **1) Cables de potencia**

Se dice que un conductor es de potencia (alta tensión) cuando su aislamiento puede operar sin ningún peligro arriba de 1000 V, éstos pueden ser de cobre, aluminio o aluminio reforzado con acero (ACSR), ya sea en forma de alambre sólido o con varios alambres formando un solo conductor eléctrico.

### **2) Cables de control**

Se le conoce con este nombre al conjunto de cables que alimentan a los circuitos de medición, control y protección que forman parte de los circuitos auxiliares de baja tensión de una subestación. Son en general de cobre, debido a su mayor conductividad y flexibilidad, su forro es de polietileno o de PVC.

### **3) Alumbrado**

Las instalaciones de una subestación deben de estar dotadas de alumbrado para que el personal de operación, mantenimiento y vigilancia puedan desarrollar sus trabajos respectivos. Con la iluminación se logran cuatro propósitos básicos:

- Seguridad en la operación del equipo.
- Tránsito sin peligro.
- Inspección del equipo.
- Trabajos de mantenimiento.

Una cuestión importante en las subestaciones, es el llamado alumbrado de emergencia, éste se emplea cuando el área de alumbrado principal o parte de ella se queda sin energía eléctrica, éste tipo de alumbrado es necesario para la realización de maniobras, ya sea de mantenimiento, operación de equipo o para reparación.



El control de alumbrado puede ser manual o automático; se pueden considerar dos tipos de iluminación, la horizontal y la vertical, además se tienen tres tipos de alumbrado, ellos son:

- Alumbrado general
- Alumbrado de bardas.
- Alumbrado interior del edificio o de tableros.

#### **4. Estructura**

Un sistema de instalación para grandes obras industriales, es el de hacer el montaje de los cables y alambres, descansando en armazones o estructuras de hierro o lámina de suficiente espesor que constituye el soporte de éstos elementos dándoles estabilidad y protección mecánica-eléctrica.

#### **5. Herrajes**

Son elementos que sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores.

Tipos:

- Soportes de anclaje.
- Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor al dilatarse.

#### **6. Sistemas de protección contra incendio**

En una subestación existen varios puntos donde se puede producir un incendio, por lo tanto se hace necesario contar con protecciones contra incendio, localizados en diversas zonas clave, como son: edificios de tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores, etc.; por lo cual se pueden utilizar diferentes métodos de protección, entre los que se tienen:

- Separación adecuada entre transformadores.
- Muros separadores no combustibles entre los transformadores.
- Fosas.
- Sistemas fijos.

#### **7. Sistemas de tierras**

Se utiliza para la protección contra sobretensiones en las subestaciones, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los apartarrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar al potencial de tierra. La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la cumplir con las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un circuito de baja impedancia para la circulación de la corriente de tierra, ya sea que se deban a una falla de corto circuito o a la operación de un apartarrayos.
- b) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación significando un peligro para el personal.
- c) Facilitar mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistema eléctricos.

d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

### **8. Blindaje**

Es una malla formada por cables de guarda la cual se instala sobre la estructura de la subestación.

Los cables de guarda son una serie de cables desnudos, generalmente de acero los cuales se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como un blindaje para proteger a las partes energizadas de la subestación contra descargas directas atmosféricas.

### **9. Rutas de cables de control**

Consta de los siguientes elementos:

1. **Tubería conduit.** Se emplea generalmente para llevar los conductores eléctricos que salen de los diferentes aparatos hasta la trinchera más próxima, por donde se desplazan hasta el edificio de tableros.
2. **Cables directamente enterrados.** Desde el punto de vista económico, es el más barato, pero tiene la desventaja de tener mala protección mecánica, eléctrica y baja seguridad.
3. **Trincheras.** Son una especie de zanjas revestidas de un aplanado de cemento, cubiertas con tapas de concreto armado, o de placas metálicas estriadas en su parte exterior.
4. **Charolas.** Se instalan en las paredes de las trincheras y sobre ellas se colocan los cables.

### **10. Baterías**

Las baterías instaladas en las subestaciones forman parte de los elementos auxiliares, tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en los disparos de los interruptores, por lo que deben instalarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

### **11. Cargadores**

Son los dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. Son rectificadores estáticos construidos con tiristores y que regulan la tensión de flotación de la batería.

### **12. Planta de emergencia**

Son grupos motor-generador que se emplean en subestaciones importantes, para que, en caso de falla del sistema eléctrico principal se tenga la posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de C.A. y C.D. de la subestación de que se trate; la capacidad es en general del orden de 80 kW, 127/220 V, 60 Hz, tres fases y cuatro hilos.

---

---

## CAPÍTULO II

---

### CONEXIONES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE PLANTAS INDUSTRIALES

#### II.1 ASPECTOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE LA CONEXIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Los aspectos que se deben de tomar en cuenta para la selección de la conexión en una subestación eléctrica, dependen en gran medida de la aplicación de ésta, así como de la capacidad y la tensión que se vaya a manejar dentro de la subestación.

Además cabe mencionar que, partiendo del hecho de los estudios preliminares que se realicen, como son el de la localización, se deriva la planeación para obtener el centro de la carga en la industria a la que se va a alimentar.

Una vez obtenido el centro de la carga, así como previamente establecida la capacidad actual de la subestación y las futuras ampliaciones, se prosigue a determinar la superficie para la instalación, hecho esto, el paso siguiente es la localización del terreno el cual debe de tener un área mayor o igual a la que se requiere; es importante mencionar que se debe procurar que el terreno se encuentre lo más cerca posible al centro de carga del área.

Es conveniente resaltar que se deben de manejar dos parámetros importantes para efectuar la instalación de una subestación, estos parámetros son la *capacidad* y la *tensión*.

#### **Capacidad**

La capacidad se obtiene al considerar la demanda actual que se tenga dentro de la industria en kVA, además de considerar el aumento en el crecimiento de la misma.

#### **Tensión**

La tensión en una subestación está determinada en función de los siguientes parámetros:

- 1) La potencia.
- 2) La tensión, si ésta proviene de un anillo.
- 3) La cercanía con las líneas de distribución.

## II.2 DIAGRAMA UNIFILAR, SÍMBOLOS CONVENCIONALES EMPLEADOS Y REPRESENTACIÓN

### Diagrama unifilar

#### Definición

Un diagrama unifilar es la representación simbólica de una subestación eléctrica, donde ésta se realiza a través de una sola fase conectándose a la misma todo el equipo que compone a la instalación; es importante señalar que el diseño de una instalación tiene su base en el diagrama unifilar que se realice, según las necesidades de la carga dentro de la industria (fig. 2.1).

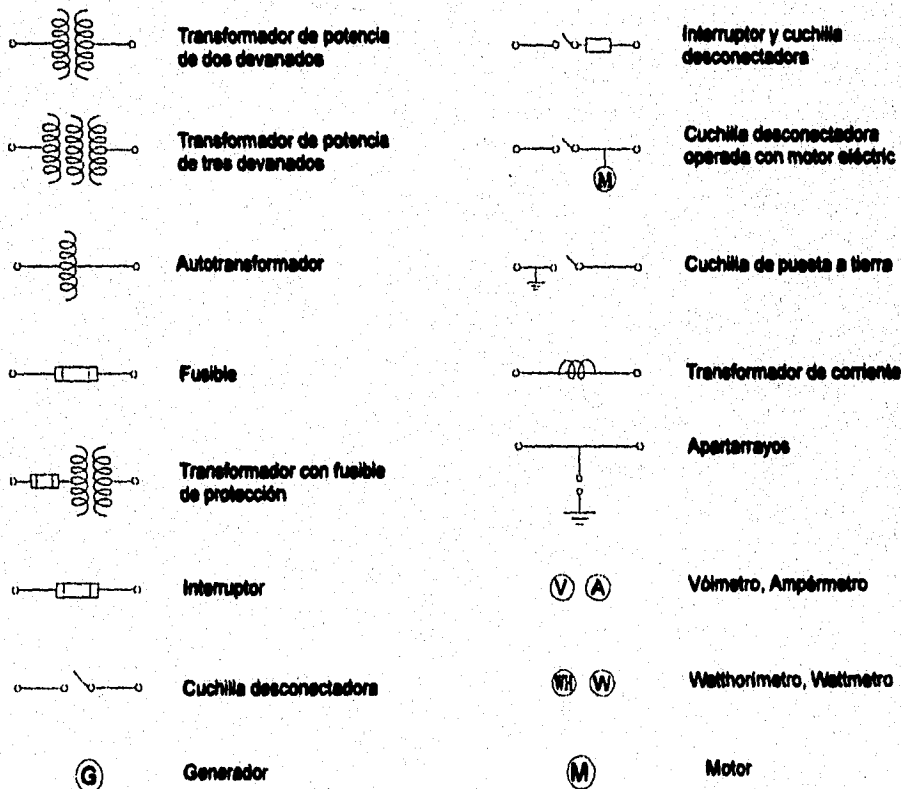


Fig. 2-1 Simbología empleada en el diseño de subestaciones eléctricas.

### **II.3 CONEXIONES Y DIAGRAMAS MAS EMPLEADOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

La necesidad de seleccionar un diagrama unifilar depende en gran medida de las características especiales de cada sistema eléctrico, además de las funciones que desempeña la subestación dentro del sistema eléctrico.

Dado que el diagrama de conexiones que se seleccione es el que determina el costo del equipo considerado; también en la construcción de un diagrama de conexiones, en el cual se puedan escoger diferentes formas constructivas y arreglos, esto, como se mencionó antes dependiendo de la capacidad de tensión.

Los criterios más empleados para la selección del diagrama unifilar que más se ajuste a las necesidades que se tengan en la instalación, así como el aspecto económico de la misma son los siguientes:

- 1) La continuidad del servicio.
- 2) La versatilidad de operación.
- 3) Facilidad de mantenimiento al equipo eléctrico.
- 4) Cantidad y costo del equipo eléctrico.

#### ***Descripción de los diagramas unilares más empleados en Subestaciones Eléctricas***

##### **a) Diagrama con un juego de barras colectoras simples**

Este es el diagrama más sencillo, ya que en condiciones normales de operación todas las líneas y transformadores se conectan al único juego de barras, pero presenta la desventaja de que se tiene que dejar fuera a alguna parte de la subestación cuando se tenga que darle mantenimiento a los interruptores, (fig. 2-2).

##### **b) Diagrama con un juego de barras principales y uno de transferencia**

Este diagrama presenta la ventaja de emplear un interruptor comodín con el cual es posible sustituir mediante las barras de transferencia, a cualquier interruptor al que se le tenga que dar mantenimiento, (fig. 2-3).

##### **c) Diagrama con un juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares**

En éste tipo de configuración se tiene que todas las líneas así como los bancos de transformadores se conectan a las barras principales. Aquí se tiene una buena continuidad de servicio, los arreglos que se tienen con el interruptor comodín hace posible que se tenga una mayor flexibilidad de operación, (fig. 2-4).

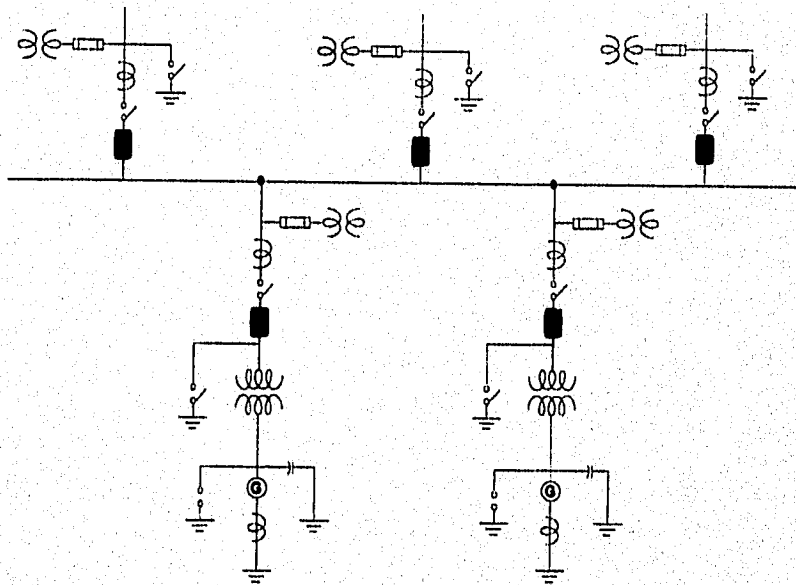


Fig. 2-2 Diagrama con un solo juego de barras colectoras simples.

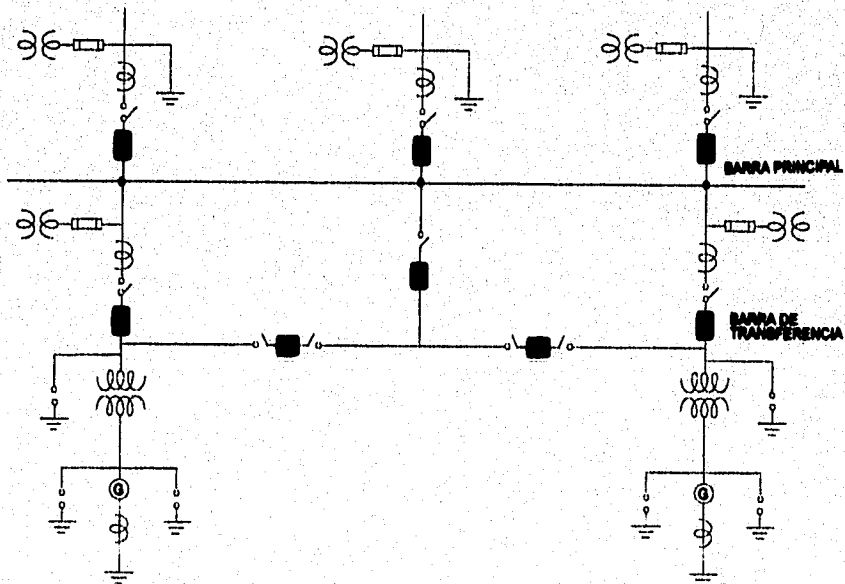


Fig. 2-3 Diagrama con un solo juego de barras principales y uno de transferencia.

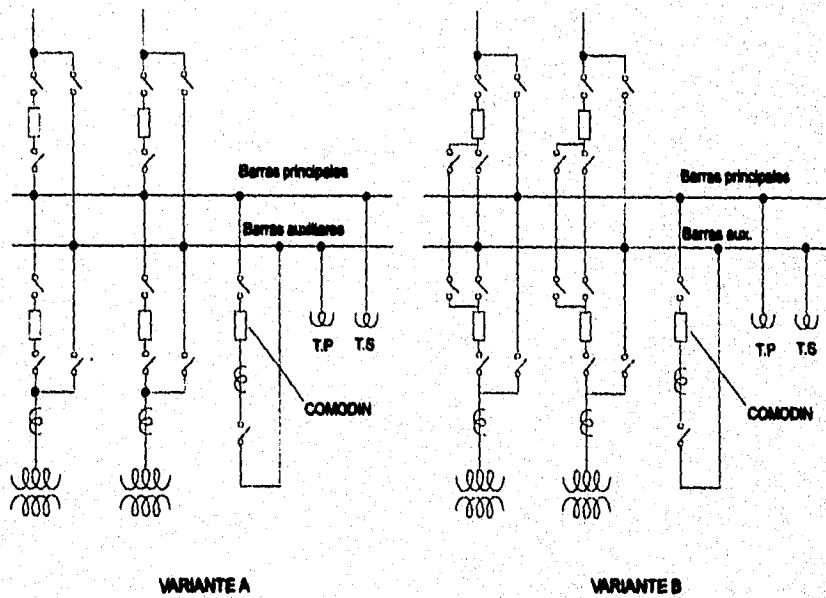


Fig. 2-4. Diagrama de conexiones con un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares.

**d) Diagrama con un doble juego de barras colectoras**

Esta configuración presenta la situación de que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad al otro.

En esta configuración no existe buena continuidad de servicio, ya que para darle mantenimiento a un interruptor, hay que desconectar al transformador o a la línea.

En condiciones normales la subestación opera con dos juegos de cuchillas en posición de cerrado y con el interruptor de amarre, si ocurre una falla en un juego de barras, el otro se mantiene en operación mientras el primero es reparado, aquí la subestación trabaja a media capacidad, (fig. 2-5).

**e) Configuración con triple juego de barras colectoras**

Esta configuración presenta el mismo caso de continuidad con respecto al anterior, la opción de operar con tres barras ayuda a disminuir la magnitud de las corrientes de corto circuito, sin que se tenga la necesidad de cambiar a los interruptores, (fig. 2-6).

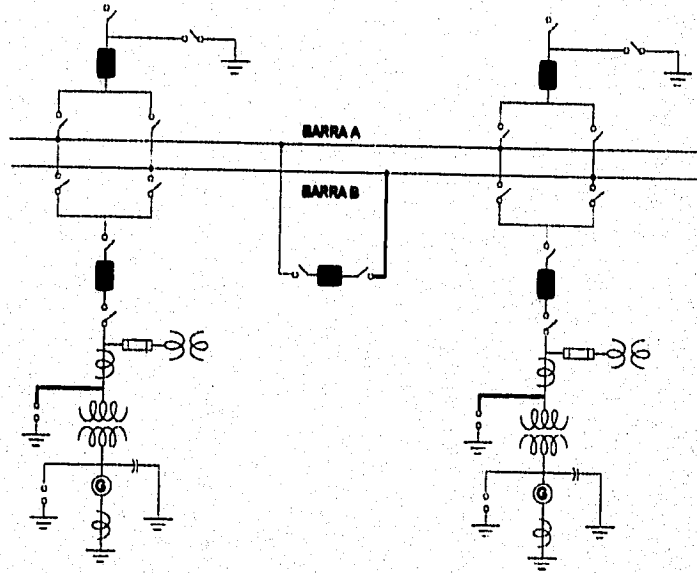


Fig. 2-5 Diagrama con doble juego de barras colectoras.

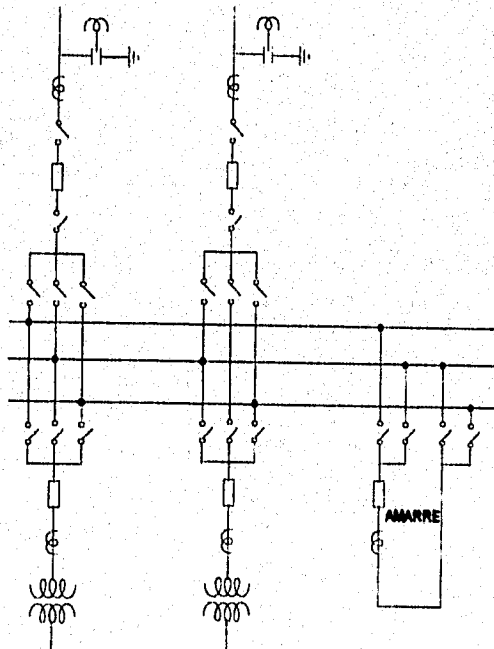
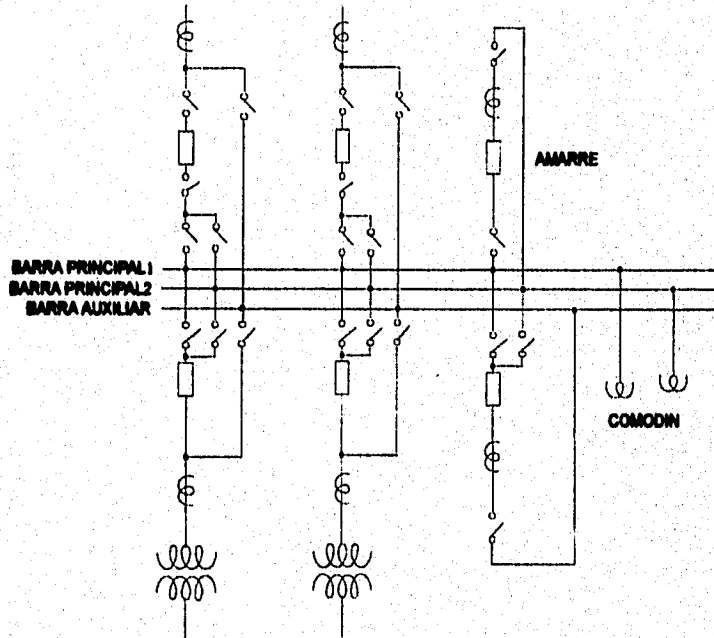


Fig. 2-6 Configuración con triple juego de barras colectoras.



**f) Configuración para doble juego de barras colectoras principales y uso de barras colectoras auxiliares**

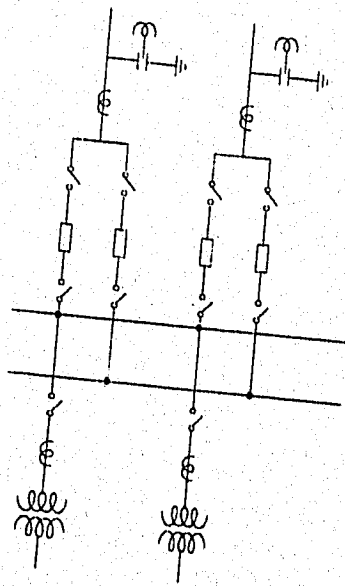
Aquí se tiene que los juegos de barras principales nos permiten que la mitad de las líneas de transformadores se encuentren conectados a un juego y la otra mitad al otro; además se tiene la característica de que las barras auxiliares nos permiten que el interruptor comodín sustituya la operación de cualquier otro interruptor, (fig. 2-7).



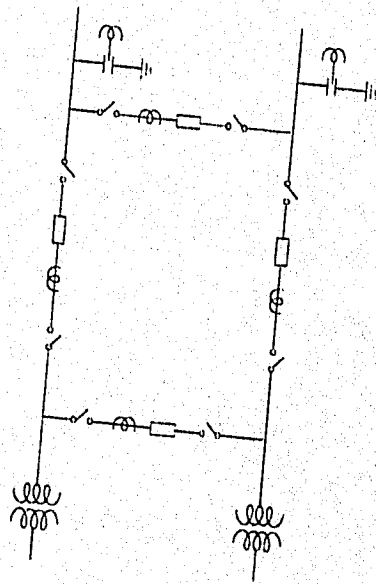
**Fig. 2-7** Diagrama de conexiones con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares.

**g) Configuración con arreglo en anillo sencillo**

Para esta configuración se presentan dos casos, (fig. 2-8). Esta configuración es muy empleada en las salidas de 23 kV de las subestaciones de distribución. Para el caso de la figura 2-8a, se tiene la ventaja de que se presenta una buena continuidad de servicio, aún cuando se salga de servicio cualquier transformador. En el caso de la figura 2-8b, se tiene que si cualquier circuito sale de operación por alguna falla, se abren dos interruptores adyacentes y se cierran los interruptores de enlace, de esta manera el servicio se restablece normalmente. Cuando falla alguna línea o transformador, la carga se conecta a la otra línea o transformador.



VARIANTE A



VARIANTE B

Fig. 2-8 Diagrama de conexiones con arreglo en anillo sencillo.

---

---

## CAPÍTULO III

---

### CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES EN PLANTAS ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

#### INTRODUCCIÓN

Un estudio de cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, si no también el grupo de consumidores que integran la carga de una zona; por lo tanto, es necesario que el ingeniero eléctrico posea conocimientos claros de las características del sistema que va a alimentar por medio de una planta Subestación Eléctrica para diseñarlo y operarlo en forma óptima; de acuerdo a esto existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre las cuales destacan los siguientes:

##### *a) Localización geográfica*

La carga de cada usuario se clasificará de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas de cada zona. En nuestro caso, por ejemplo, se tiene una zona urbana central con una elevada densidad de carga de tipo industrial.

##### *b) Tipo de utilización de la energía*

Las aplicaciones que da el usuario al consumo de energía eléctrica pueden servir como parámetro para clasificar las cargas; así de éstos se tienen, por ejemplo:

- Cargas residenciales
- Cargas de iluminación en predios comerciales
- Cargas de fuerza en predios comerciales
- Cargas industriales
- Cargas hospitalarias

##### *c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad)*

Considerando los perjuicios que pueden causar las interrupciones de energía eléctrica en las cargas, es posible clasificar éstas en:

- Sensibles
- Semisensibles
- Normales

Se entiende por cargas sensibles a aquellas en las que una interrupción de energía eléctrica, aunque sea momentánea, causa perjuicios considerables.

Se consideran cargas semisensibles a aquellas en las que una interrupción de energía durante corto tiempo, no mayor de 10 minutos, no causa grandes problemas en la producción o servicios en general.

Finalmente, cargas normales son aquellas en las que una interrupción en un tiempo largo ( $1h \leq t \leq 5h$ ) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

#### **d) Efecto de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas**

Conforme al ciclo de trabajo, las cargas se pueden clasificar en:

- Transitorias cíclicas.
- Transitorias acíclicas.
- Normales.

Las primeras son aquellas que no funcionan continuamente y efectúan un ciclo de trabajo periódico, desarrollando las segundas un ciclo de trabajo no periódico, no así las normales que trabajan continuamente; la existencia de cargas transitorias impone soluciones más elaboradas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse.

#### **e) Tarifas**

Otro criterio de clasificación es la tarifa o la manera de cobro de la energía que se suministra, por ejemplo, existen tarifas diferentes para un servicio general de hasta 25 kW de demanda y para un servicio general de alta tensión, para un servicio de alumbrado público, etc.

#### **f) Especiales**

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetría al sistema y lo desequilibran, por ejemplo: hornos monofásicos eléctricos.

También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema como los centros petroquímicos, el sistema de transporte colectivo (metro), etc.

### **III.1 TIPO DE CARGA: CARACTERÍSTICAS Y FACTORES PRINCIPALES**

Las características y factores principales del tipo de carga que se conectan a una subestación eléctrica se muestran a continuación:

#### **a) Potencia eléctrica**

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. La unidad de medición es el watt o kilowatt.

El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora.

### **b) Demanda**

La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo, en esta definición se entiende por carga a la que se mide en términos de potencia o de intensidad de corriente.

El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corrientes de arranque de motores. Sin embargo, los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser de 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate.

Dado que la capacidad de la carga de un transformador se basa en la elevación de temperatura con carga continua y ésta última está determinada por la energía calorífica que se puede medir en watts-hora o kilowatts-hora, los valores altos de corriente de corta duración no producirán elevaciones de temperatura considerables y consecuentemente sería antieconómico determinar la capacidad del transformador que se requiera debido a éstas altas corrientes de corta duración.

La demanda promedio en cualquier período es igual al número de kilowatts-hora consumidos, divididos entre el número de horas en el período.

### **c) Demanda máxima**

En general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua. El valor más elevado de carga se denomina pico o demanda máxima.

El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de la expansión del sistema.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto combinado en el sistema eléctrico es de gran importancia, dado que la demanda máxima combinada del grupo determinará la capacidad que requiera el sistema.

La demanda máxima combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará consecuentemente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema.

### **d) Carga conectada**

La carga conectada es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, HP, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

La carga conectada representa la demanda de carga máxima posible.

### **e) Factor de carga**

Se define como la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo; se expresa de la siguiente manera:

$$F_c = \frac{\text{Promedio de carga en un periodo}}{\text{Carga máxima en el mismo periodo}} \leq 1$$

Este debe ser específico en el establecimiento del intervalo de la demanda así como el periodo en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen, por ejemplo, el factor de carga anual será menor que el de un factor de carga diaria o semanal.

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante un periodo determinado.

**f) Factor de diversidad**

Se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas.

El factor de diversidad se puede referir a dos o mas cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o de un sistema complejo.

$$F_{div} = \frac{\sum \text{demanda máxima individual}}{\text{Sistema de la demanda máxima}} \geq 1$$

**g) Factor de demanda**

El factor de demanda en un intervalo de un sistema o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada.

$$F.d = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga conectada}} \leq 1$$

Este factor expresa el porcentaje de potencia instalada que está siendo alimentada.

**h) Factor de utilización**

El factor de utilización de un sistema es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

$$F.u = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Potencia nominal}} \leq 1$$

Este factor establece que porcentaje de la capacidad del sistema está siendo utilizada durante el pico de carga.

#### **i) Factor de contribución**

El factor de contribución de una de las cargas del conjunto se define como la relación entre la contribución de ésta carga a la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de ésta carga, es decir, la contribución de ésta carga a la demanda máxima del conjunto.

#### **j) Balanceo**

Cuando se emplean circuitos polifásicos las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales, por ejemplo si se tienen cargas monofásicas, en general es muy difícil obtener y mantener una repartición de carga perfecta entre las fases.

Las corrientes desbalanceadas producirán voltajes desbalanceados y por lo tanto caídas de voltaje diferentes entre las líneas, transformadores, etc. y en consecuencia, se desbalancearán las tensiones aplicadas a las cargas.

### **III.2 ELEMENTOS Y EQUIPO DE CONTROL ELÉCTRICO**

A continuación se presentan los elementos y equipo de control más empleados en una subestación eléctrica.

#### **1. Elementos ejecutores**

Son los dispositivos que son empleados para la operación del equipo de alta tensión, mediante la ejecución de interruptores y cuchillas.

Los elementos ejecutores más empleados son los siguientes:

- Cuchillas.
- Cuchillas de fase.
- Interruptores.
- Cambiadores automáticos de derivaciones.

#### **2. Elementos de control automático**

Son dispositivos que se encargan, mediante un control automático de las diversas maniobras para operar al equipo de alta tensión, entre los más importantes se tienen los siguientes:

- Recierre de interruptores.
- Transferencia de alimentadores.
- Transferencia de potenciales.
- Cambiadores de derivaciones en transformadores.

#### **3. Elementos de alarma**

Este tipo de elementos se caracterizan por tener algunas formas de señalización, ya sea ésta en forma sonora o luminosa; los elementos de alarma operan cuando algún sistema dentro de la subestación no funciona correctamente; los elementos de alarma más comunes son:

- Zumbadores o timbres.
- Cuadros de alarma.

#### **4. Elementos de medición**

Son los encargados de efectuar las mediciones de las variables (voltaje, corriente, potencia aparente y potencia reactiva) en las subestaciones eléctricas y los más comunes son:

- a) Ampérmetros.
- b) Voltímetros.
- c) Wattímetros.
- d) Varímetros.
- e) Watthorímetros.
- f) Varhorímetros.

#### **5. Elementos de protección**

Son elementos que se emplean para la protección del equipo de la subestación, entre los más comunes se encuentran los siguientes:

- a) Transformadores de potencial.
- b) Transformadores de corriente.
- c) Equipo de comunicación.
- d) Relevadores de protección.

Cabe mencionar que la operación de los relevadores está ligada con los dispositivos de control y ambos operan casi al mismo tiempo cuando se detecta una falla.

#### **6. Dispositivos de mando y señalización**

Los dispositivos de mando y señalización comúnmente empleados son:

- a) Conmutadores de control.
- b) Lámparas de señalización.
- c) Tableros de control.

#### **7. Tableros**

Los tableros son estructuras que sirven como soporte de los diferentes aparatos de protección, medición, control, lámparas, alarmas, etc.; es mediante los tableros como se controla a la instalación eléctrica de la subestación eléctrica.

### **III.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE CONTROL**

Dentro de las características de los elementos de control más importantes que deben conformar a una Subestación Eléctrica se encuentran los siguientes:

#### **1. Tableros de control y medición**

- Miniaturizado.
- Convencional.



## **2. Salones de tableros**

- Un edificio de tableros.
- Edificio de tableros principales y casetas de relevadores.

## **3. Control**

- Local con operador.
- Telecontrol sin operador.

## **4. Tableros de protección**

- De un solo frente.
- De dos frentes (dúplex).

## **5. Señalización**

- Lámparas verde y roja.
- Lámparas de luz parpadeante y fija.

## **6. Bloques**

- Cuchillas.
- Cuchillas de conexión a tierra.
- Reclerres.
- Interruptores.

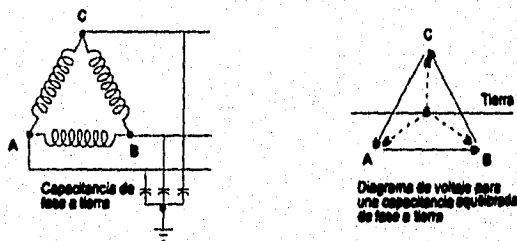
## **7. Automatismos**

- Recierre de alimentadores.
- Transferencias:
  - 1) De alimentadores en anillos.
  - 2) De transferencia de potencial.
  - 3) De bancos de transformadores.
- Sincronización.

### **III.4 CONSIDERACIONES PARA LA CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y LA PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO Y MAQUINARIA**

Uno de los problemas más importantes y controvertidos en el proyecto de sistemas industriales de energía, es la selección de un sistema de conexión a tierra para cada caso en particular. El término "conexión a tierra" en sistemas eléctricos de energía se usa tanto para designar el sistema como al equipo que se utiliza para conectarlo a tierra, aunque cada uno se diseña con diferentes objetivos.

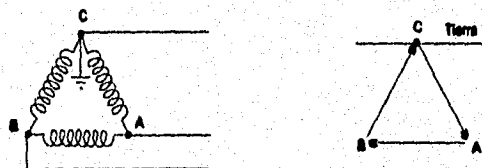
El sistema de conexión a tierra es un tema fuertemente discutido; algunos ingenieros sostienen que los sistemas de potencia no se deben conectar a tierra, para que una fuga eléctrica accidental no deje fuera de servicio a ninguna parte de sistema, sin embargo la opinión actual es de que se debe usar alguna forma de conexión a tierra del sistema con el fin de minimizar las sobretensiones transitorias. Un sistema sin conexión a tierra en realidad si lo está a través de la capacitancia a tierra de los conductores del sistema y por lo tanto, se pueden considerar como un sistema capacitivo con conexión a tierra, (figura 3.4-1).



Sistema sin conexión a tierra.



Sistema de conexión a tierra en Y.



Sistema de conexión a tierra en delta.

Fig. 3.4-1 Diagramas de tensión a tierra bajo condiciones permanentes.

Los sistemas de conexión a tierra aseguran una mayor vida del aislante de los motores, transformadores y otros componentes mediante la supresión de sobretensiones transitorias y continuas, asociadas a ciertas condiciones de falla. La conexión a tierra de un sistema mejora la operación de los relevadores de protección al proporcionar un aislamiento rápido y selectivo de las fugas eléctricas a tierra. Además, el sistema de conexión a tierra es un requisito del NEC (Código Eléctrico Nacional) y protege mejor al personal.

La conexión a tierra del sistema con resistencia en el neutro, proporciona una protección adicional a la maquinaria rotatoria cuando ocurre una fuga eléctrica a tierra, porque evita que se queme el hierro de las ranuras de los conectores.

Para obtener los máximos beneficios de un sistema con conexión a tierra, éste debe considerarse en relación con la diferencia de potencial industrial de energía particular y con las necesidades específicas de la operación manufacturera.

Aunque la operación sin conexión a tierra todavía es muy peligrosa para el equipo, el grado de diferencia entre la operación con o sin conexión a tierra se mejoró por medio de la protección adecuada contra sobretensiones y la coordinación en el aislamiento del equipo.

La tendencia en el caso de conexiones a tierra es limitar la máxima magnitud de corriente por fallas mediante resistencias o reactancias al neutro.

Estudios recientes confirman que la máxima resistencia o reactancia permitida en el neutro a tierra debe ser inversamente proporcional a los kVA totales de línea a tierra.

Para la conexión a tierra del neutro de sistemas en plantas industriales, la tendencia es hacia la conexión directa a tierra, para sistemas con capacidades de 2.4 a 13.8 kV, predomina la conexión a tierra de baja resistencia. La conexión directa a tierra se usa también en algunos casos en donde se pueda tolerar la corriente existente de fugas eléctricas a tierra con capacidades de 22 kV o mayores, se elige generalmente la conexión directa a tierra.

En los sistemas de transmisión de energía, particularmente en los de 115 kV y mayores, se usa la conexión directa o efectiva a tierra.

Las razones básicas para conexión a tierra del neutro de un sistema son:

- a) Limitar las sobretensiones relacionadas con diferentes condiciones de falla.
- b) Limitar las diferencias de potencial eléctricas entre partes conductoras no aisladas en un área determinada.
- c) Aislar equipo y circuitos defectuosos en el caso de que se presentes fugas eléctricas a tierra.

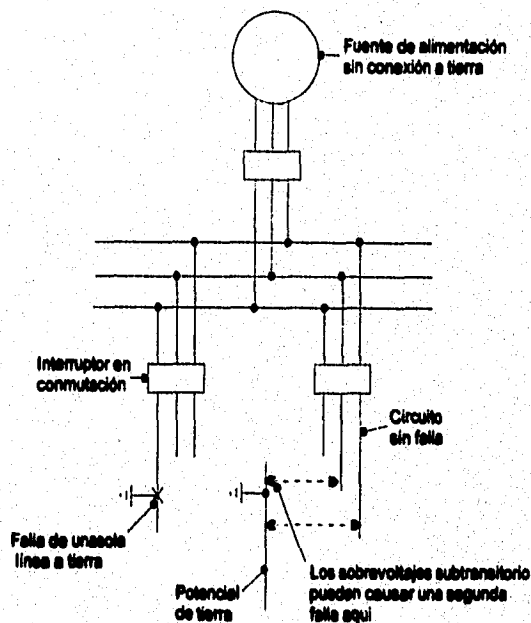
Un sistema sin conexión a tierra puede ofrecer una mayor continuidad de servicio que un sistema con conexión a tierra, ya que una fuga eléctrica de línea a tierra no originará una rápida desconexión del circuito en falla. No obstante éste hecho, una segunda fuga eléctrica a tierra en otras fases de otro circuito causaría una falla de fase a fase y en consecuencia, desconectaría ambos circuitos, (figura 3.4-2).

Los métodos básicos de conexión a tierra del neutro de un sistema son: conexión directa a tierra, conexión a tierra con alta o baja resistencia, conexión a tierra con alta o baja reactancia y conexión a tierra con neutralizador de fugas eléctricas a tierra. Las denominaciones anteriores se refieren a la naturaleza y extensión del circuito desde el punto del neutro del sistema hasta la tierra, más que al grado de su conexión con tierra.

Los factores siguientes influyen en la elección de un sistema con o sin conexión a tierra:

#### **Continuidad de servicio**

Las fugas eléctricas a tierra de fase a fase dan generalmente como resultado el aislamiento inmediato del circuito en falla. La elección de un sistema sin conexión a tierra puede basarse en la ventaja de que cualquier contacto entre una fase y tierra no causará una suspensión inmediata. En donde la continuidad es el factor más importante, la respuesta puede ser un sistema sin conexión a tierra. Sin embargo, la experiencia probó que muchos sistemas pueden tener una buena continuidad de servicio con un sistema en donde el neutro estuviera conectado a tierra.



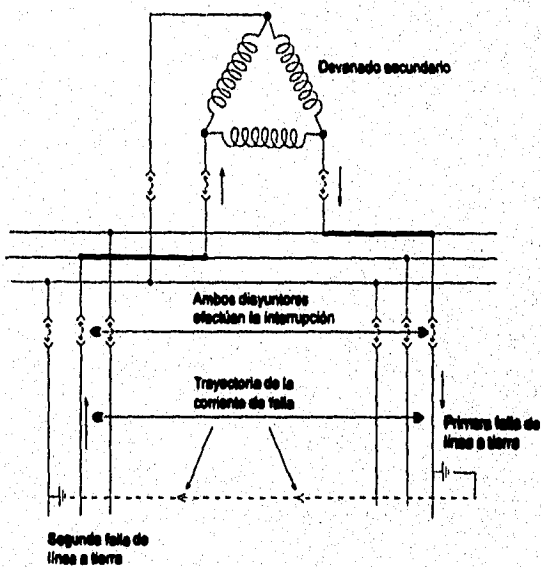
**Fig. 3.4-2** La conexión de un circuito que tiene pérdidas a tierra genera sobretensiones momentáneas sobre un sistema sin conexión a tierra.

### Fugas eléctricas múltiples a tierra

Si el neutro de un sistema no tiene conexión a tierra, las sobretensiones momentáneas destructivas pueden aparecer de una línea a tierra durante la conexión normal en un circuito sometido a fugas eléctricas de línea a tierra.

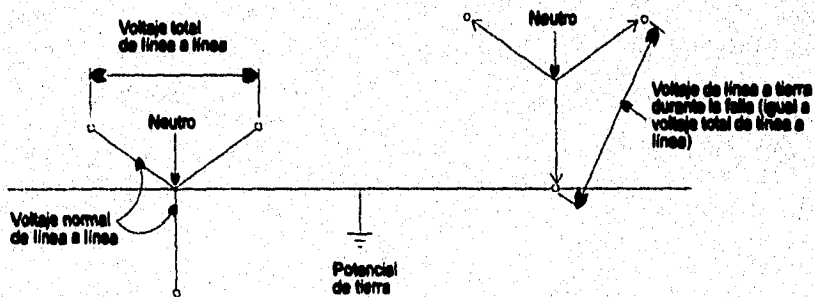
El restablecimiento del arco durante la interrupción causada por una pérdida de línea a tierra puede generar sobretensiones peligrosas. Estas, a su vez, pueden causar fallas en el aislante en otros lugares del sistema, además de el punto de pérdida o fuga eléctrica. Usualmente, una pérdida de línea a tierra en un circuito ocasiona daños al equipo e interrupción del servicio en otros circuitos, (figura 3.4-3).

En un sistema donde el neutro no tiene conexión a tierra, puede ocurrir una segunda fuga eléctrica a tierra en otras fases antes de que se elimine la primera. La falla resultante de línea a tierra puede activar los relevadores o interruptores del circuito y desconectar uno o ambos circuitos. Una sola fuga eléctrica mínima de línea a tierra puede causar pérdidas considerablemente grandes de línea a línea con la interrupción de ambos circuitos.



**Fig. 3.4-3** Doble falla de línea a tierra en sistema sin conexión a tierra que origina suspensiones en los dos circuitos y corrientes de pérdidas a alto nivel que causan daños severos al equipo.

Una pérdida o fuga eléctrica a tierra en una línea de un sistema sin conexión a tierra ocasiona la aparición de tensiones máximas de línea a línea en todo el sistema. Este voltaje es 73% mayor que el normal, (figura 3.4-4).



**A.** Sistema sin falla, el neutro flota al potencial de tierra.

**B.** Falla en el sistema de una sola línea a tierra (una línea al potencial de tierra).

**Fig. 3.4-4** Tensiones de línea a tierra para una falla simple de línea a tierra en un sistema con el neutro sin conectar a tierra.

El aislante entre línea y tierra puede resistir el voltaje total de línea a línea, pero una incidencia prolongada puede ocasionar una falla o degradación en el aislante. La única ventaja del sistema sin conexión a tierra es que el circuito no se desconecta instantáneamente al ocurrir la primera pérdida a tierra.

La localización de fallas en sistemas sin conexión a tierra debe efectuarse con el sistema energizado y sin interrumpir el servicio en ningún circuito. Las pérdidas múltiples a tierra se encuentran rara vez en sistemas en donde el neutro no está conectado a tierra.

### **Quemaduras por arco**

Las fallas por arco o arqueamiento pueden producir severas quemaduras, daños y aún la destrucción completa del equipo eléctrico, especialmente, en los sistemas de alimentación de baja tensión. Una falla por arco puede ocurrir entre dos o más conductores de fase en sistemas sin conexión a tierra o entre conductores de fase y tierra en sistemas con el neutro conectado a tierra sólida.

El arco libera grandes cantidades de energía en el punto de falla, acompañadas con generación violenta de gas caliente y plasma de arco. El calor producido puede fundir los conductores de cobre o aluminio y hasta las cubiertas protectoras de acero. Frecuentemente se debe reemplazar el equipo afectado por las fallas por arco.

La prevención de las quemaduras por la falla por arco, se basa en una detección sensible y rápida, con la interrupción de tales fallas en un lapso máximo de 10 a 20 ciclos. Esto es posible sólo en sistemas en donde el neutro está conectado directamente a tierra, porque una falla por arco produce una corriente en el enlace a tierra, ya sea que la falla se inicie como una falla de línea a tierra o porque implique una tierra instantánea, al iniciarse como una falla por arco de línea a línea.

Las fugas a tierra por arqueamiento, reconexión o vibración en los sistemas sin conexión a tierra pueden producir un impulso de voltaje tan alto como de 6 veces la tensión normal. La conexión a tierra del neutro es útil para reducir el aumento de la tensión momentánea proveniente de fallas intermitentes de tierra, porque reduce la desviación del potencial a tierra del neutro y también los efectos destructivos de las oscilaciones de la tensión de alta frecuencia que son consecuencia del inicio del arqueamiento o de descargas.

Los sistemas con el neutro conectado directamente a tierra, así como los de baja resistencia, proporcionan la mejor protección contra quemaduras por arqueamiento de fase a tierra.

Los sistemas sin conexión a tierra o los conectados a tierra con alta impedancia por ser menos propensos a fallas por arqueamiento, proporcionan menor protección contra volatización por arco y riesgo por destello debido a fallas por arqueamiento. Sin embargo, ningún sistema está completamente protegido contra quemaduras por falla por arqueamiento de bajo nivel de línea a línea.

### **Simplificación de la localización de fallas.**

Las pérdidas a tierra en sistemas sin conexión a tierra no interrumpen el circuito y se deben instalar detectores auditivos o visuales en ellos. Los detectores indican la presencia de una pérdida a tierra y la fase implicada, pero no indican en cual alimentador se encuentra la falla. Por el contrario, una conexión a tierra accidental en un sistema con conexión a tierra se indica y se localiza por la desconexión automática del circuito conectado a tierra o del equipo.

### **Seguridad del personal y del equipo**

La conexión defectuosa o inexistente a tierra es la causa de peligro para el personal y el equipo, además cabe mencionar que, sin importar si un sistema tiene conexión a tierra, la seguridad del personal y el equipo demanda la perfecta conexión a tierra de éste, de las estructuras metálicas y de todas las partes metálicas que no transporten corriente.

En sistemas sin conexión a tierra, el contacto con un conductor de fase energizado representa peligrosos riesgos de descargas letales. La conexión inadecuada a tierra, del equipo, ya sea en sistemas con el neutro con o sin conexión a tierra representa peligro de incendio y de descargas eléctricas.

### **Riesgos por causa de tensión**

Las sobretensiones en sistemas sin conexión a tierra ocasionan más falla en los equipos que en los sistemas con conexión a tierra y pueden causar fallas múltiples en el equipo. En un sistema sin conexión a tierra, una falla en una fase somete a una sobretensión al aislante que está previsto para una capacidad nominal. Esta carga, junto con otras sobretensiones continuas o transitorias, pueden causar una falla o acortar la expectativa de vida del aislante.

### **Sobretensiones en sistemas de suministro**

Las sobretensiones debidas a rayos se suprimen generalmente con disipadores de sobretensiones instalados en el suministro del servicio. Los disipadores de sobretensiones quizá se necesiten en el lado de baja tensión del transformador, para proteger al equipo contra sobretensiones que pasen a través del transformador por los disipadores del lado de alto voltaje.

Debido a las operaciones normales de conexión, las sobretensiones por conexión pueden causar sobretensiones de corta duración con magnitud de tres veces superior al voltaje normal. Estas sobretensiones son el resultado de las oscilaciones momentáneas en la inductancia y capacitancia del circuito y de la energía almacenada en la capacitancia del circuito en el momento de la interrupción.

La conexión a tierra del neutro no elimina totalmente la magnitud de las sobretensiones producidas por las conexiones o los rayos, pero puede distribuir la diferencia de potencial entre las fases y reducir la presión excesiva de la tensión sobre el aislante de la fase a tierra de una fase en particular.

Las líneas aéreas de alambre sin aislante pueden estar expuestas a sobretensiones estáticas, causadas por condiciones atmosféricas especiales.

Este aumento de la estática se puede evitar eficazmente mediante una conexión a tierra del sistema.

### **Costo**

El costo de los sistemas con el neutro conectado a tierra varía, dependiendo del voltaje del sistema y de que si el sistema que se conectará a tierra es uno ya existente o uno nuevo.

## **PUESTA A TIERRA DE LA MAQUINARIA**

Los fines de la conexión a tierra de la maquinaria de las plantas eléctricas industriales son:

1. Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
2. Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones.
3. Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.

### **Función**

Con respecto a su funcionalidad, los sistemas de tierra se clasifican como sigue:

#### **a) Sistemas de tierra de protección**

Tienen la función de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales se pueden poner en contacto el personal (por ejemplo, carcasa de una máquina eléctrica, herrajes o fierros de sostén de los aisladores, secundario de los transformadores de medición, sostenes de línea eléctrica, etc.).

#### **b) Sistemas de tierra de funcionamiento**

Sirven para poner a tierra, por necesidad de funcionamiento, determinados puntos del circuito eléctrico (neutro de generadores y transformadores, aparatos para la conexión de la tensión contra tierra, apartarrayos, etc.).

#### **c) Sistemas de tierra de trabajo**

Son sistemas de tierra de protección con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de una instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe llegar para efectuar un trabajo o reparación.

Los sistemas de tierra comprenden:

##### **1. El dispersor**

El cual está constituido por un cuerpo metálico o con un conjunto de cuerpos metálicos puestos en contacto directo con la tierra y destinados a dispersar las corrientes de tierra.

##### **2. El conductor de tierra**

El conductor de tierra lo constituye un conductor que sirve para unir las partes de puesta a tierra con el dispersor.

##### **3. Los colectores eventuales de tierra.**

Es un conjunto de colectores, en los cuales se hacen más dispersores y conductores de corriente en las terminales de ellos.



### **Dimensionado**

Por lo que se refiere al dimensionado de los sistemas de tierra, con el fin de proteger debidamente al personal del peligro de la corriente eléctrica se consideran las siguientes características:

- a) La tensión de contacto.
- b) La tensión de paso.

Se define como tensión de contacto al valor de la tensión que se presenta al paso de la corriente eléctrica a tierra, entre las masas metálicas conectadas a tierra y el terreno circunvecino, que puede eventualmente, entrar en contacto con una persona.

La tensión de paso es la que se manifiesta al paso de la corriente de tierra entre dos puntos del terreno distante, a una distancia de generalmente un metro entre sí.

El dimensionado del sistema de dispersión debe resolverse teniendo en cuenta las siguientes exigencias que se deben de satisfacer:

### **Resistencia de tierra**

Este valor, que deberá ser el más bajo posible, depende de la resistividad del terreno en el cual está embebido o enterrado el sistema de dispersión; también de sus características particulares como son la forma geométrica, extensión, tipo de dispersor usado, etc., fig 3.4-5.

Con el fin de reducir la resistencia óhmica de los sistemas de dispersión de tierra, se deberán unir, cuando sea posible, todos los sistemas de dispersión de tierra de protección existentes; de ésta manera se reduce la resistencia global. A tal objeto, cuando no exista una dificultad particular, es oportuno unir a los sistemas de protección aún aquellos en funcionamiento, para evitar que posibles circuitos de tierra se cierren, a través de líneas de menor resistencia del terreno, entre dispersores distantes, creando en las superficies peligrosas tensiones de paso.

En los sistemas de dispersión, se unen también los cables de guarda de las líneas que llegan a las estaciones, así como el neutro de los transformadores de muy alta tensión.

Para la conexión del apartarrayos al dispersor, debe evitarse absolutamente, el paso del conductor en tubo de protección de fierro, ya que esto aumenta notablemente la impedancia del circuito.

### **Impedancia de onda**

Los sistemas de dispersión pueden ser destinados a difundir en el terreno también descargas a frecuencia elevada. Entonces deberán ser aptos para dispersar asimismo corrientes de alta frecuencia, además es conveniente evitar la colocación de dispersores en la proximidad o debajo de calles, plazas o lugares abiertos al paso del público. Por tanto, es necesario también proteger con un material aislante tuberías de agua o de gas que pudieran entrar en la zona de dispersión.

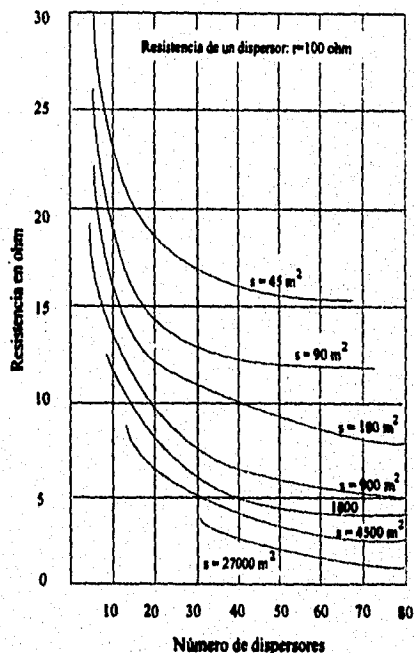


Fig. 3.4-5 Resistencia de un grupo de dispersores en función del número y de la superficie sobre la cual están distribuidos.

### EFFECTOS DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

La energía que se requiere para que un elemento de protección interrumpa el circuito donde se le intercala, se puede expresar en la siguiente forma:

$$P = I^2 R \text{ watts}$$

donde:  $R$  = resistencia eléctrica, en ohms.  
 $I$  = valor de la corriente r.m.s. de falla.

El trabajo desarrollado será:

$$\text{Trabajo} = I^2 R t \text{ watts-segundos}$$

$t$  en segundos.

#### Efectos térmicos.

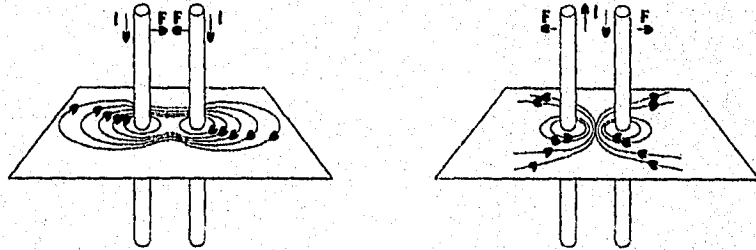
Al circular corriente por un fusible, p. ej., la corriente de falla  $I$ ; su resistencia se incrementa con el aumento de la caída de tensión  $V = IR$ , hasta que ocurre la fusión por lo que el término  $I^2 R t$  no se mantiene constante.

Si de la expresión anterior se elimina a  $R$ , se obtiene el término  $I^2 t$  con el cual se pueden evaluar los efectos térmicos provocados por la corriente de falla que el fusible deja circular. En la expresión  $I^2 t$ , la corriente  $I$  es el valor r.m.s. de la corriente instantánea que el fusible deja circular, la cual deberá ser menor que la energía  $I^2 t$  de los elementos protegidos para evitar daños y condiciones peligrosas de operación.

**Efectos mecánicos.**

Los esfuerzos que se generan entre conductores, son proporcionales al cuadrado de la corriente de falla e inversamente proporcionales a la distancia entre sus centros.

Si los conductores conducen corriente en la misma dirección, se atraen y si llevan corriente en sentido contrario, se repelen (véase fig. 3.4-6).



**Fig.3.4-6** Campos resultantes y fuerzas entre corrientes paralelas.

Las fuerzas que se desarrollan se pueden calcular con las siguientes fórmulas:

$$F = \frac{2.04I^2 \times 10^{-8} \text{ kg}}{d \text{ cm}} \quad I \text{ en amperes rms, } d \text{ en cm.}$$

$$F = \frac{16I^2 \times 10^{-4} \text{ Newton}}{d \text{ m}} \quad I \text{ en amperes rms, } d \text{ en mm.}$$

En las fórmulas anteriores se observa que a medida que la distancia entre centros disminuye, la magnitud de las fuerzas aumenta, junto con sus efectos destructores.

Cuando se utilizan barras colectoras en disposición individual o múltiple, se puede utilizar la siguiente fórmula para circuitos trifásicos:

$$F = \frac{5.58KI^2}{d} 10^{-8} \frac{\text{kg}}{\text{cm}} \quad I \text{ en amperes rms, } d \text{ en cm.}$$

K es el factor de forma de la barra colectoras y varía de 0.4 a 0.8.

Los esfuerzos que se originan en los conductores se calculan con la siguiente fórmula:

$$K_o = \frac{M_o \text{ kg}}{W_o \text{ cm}^2}$$

$M_o$  = momento flexionante =  $\frac{1}{12} F \times l \text{ Kg-m.}$

$W_o$  = momento resistente.

$$W_o = \frac{1}{6}bh^2 \text{ cm}^3 \text{ para conductores de sección transversal rectangular.}$$

$$W_o = \frac{\pi d^3}{32} \text{ cm}^3 \text{ para conductores de sección transversal circular.}$$

$$W_o = \frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right) \text{ cm}^3 \text{ para conductores huecos.}$$

Los esfuerzos permitidos son:

$$\text{Para el cobre: } K_o = 2000 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

$$\text{Para el aluminio: } K_o = 900 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

De la discusión de los efectos mecánicos provocados por las corrientes de corto circuito, se concluye que nunca se debe utilizar un dispositivo de protección contra sobrecorrientes cuando su capacidad interruptiva sea menor que la máxima corriente de cortocircuito disponible en el circuito eléctrico en cuestión.

**ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO****IV.1 SISTEMA EN POR UNIDAD (P.U.)**

Cuando se trata de resolver circuitos eléctricos de potencia, es muy común encontrar casos en los cuales se tengan varios transformadores, generadores, así como motores, lo cual dificulta un poco su solución, debido a que no todos los motores, generadores y transformadores tienen las mismas características.

En el caso de los transformadores la solución en circuitos eléctricos de potencia se dificulta más debido a la necesidad de referir los niveles de tensión de los diferentes devanados para cada transformador a un mismo nivel de tensión.

Debido a la necesidad de simplificar los cálculos, así como de disminuir considerablemente el tiempo de cálculo, se optó por encontrar una forma más conveniente de realizar los cálculos, de ésta manera se desarrolló el sistema en por unidad (p.u.).

En éste método se elimina la necesidad de convertir los niveles de tensión de cada transformador del sistema, además tiene la posibilidad de resolver con facilidad circuitos que contengan varios transformadores.

Cabe mencionar que el método en por unidad presenta una importante ventaja en máquinas eléctricas (motores, generadores), se tiene que, a medida de que varía el tamaño de éstas, sus impedancias internas también varían, dependiendo esto del voltaje así como de la potencia de la máquina que se trate, ésta característica puede servir en un momento dado para comprobar la solución del problema.

En el método en por unidad, las variables que se manejan en un sistema eléctrico (voltaje, corriente, potencia, impedancia) no se expresan en unidades del sistema internacional, sino como fracciones de un valor base tomado.

El valor por unidad de una magnitud se puede definir como la relación de su valor real entre el valor base escogido, como lo muestra la siguiente expresión:

$$\text{Magnitud en p.u.} = \frac{\text{Magnitud real}}{\text{Valor base correspondiente}} \quad (4.1.1)$$

Por ejemplo si se escoge un valor base en un sistema eléctrico de potencia de 160 kV y se tienen las tensiones de 80 y 160 kV, sus valores en por unidad serían de 0.5 y 1.0 por unidad respectivamente.

Cabe mencionar que cuando se analiza solo una máquina, ya sea un transformador o motor, generalmente se seleccionan como valores base a sus propios valores nominales para emplear el sistema por unidad, cuando se presenta esta situación se tiene que las características de los transformadores varían poco en intervalos grandes de voltajes y potencias.

Dado que los valores en por unidad aportan una manera sencilla de comparar las características de transformadores de diferentes tamaños, es muy común encontrar en la placa de datos de éstos, el valor de su impedancia equivalente en por unidad.

Para máquinas síncronas y de inducción se maneja el mismo criterio que en los transformadores, es decir sus impedancias reflejadas en por unidad varían muy poco para un rango de valores, aunque se tengan grandes variaciones de tamaño.

En el caso en el que se tenga un sistema eléctrico con varias máquinas (transformadores, motores y generadores) los valores base se pueden escoger arbitrariamente, pero se debe manejar el mismo para todo el sistema. El método más aconsejable es seleccionar como valores base para el sistema, al mayor elemento del sistema de potencia (potencia, voltaje más grandes).

Como las tensiones, corrientes, reactancias y kVA, se relacionan entre sí de tal manera que la elección de los valores base para dos características determina los valores base de las otras dos características.

Si se dan los valores base de la corriente y la tensión, es posible determinar la impedancia base y los kVA base. Como es sabido, los kVA base en sistemas monofásicos, son el resultado del producto de la tensión base en kV y la corriente base en amperes.

Generalmente las magnitudes que se escogen para la selección de los valores base del sistema, son los kVA y los kV; cabe mencionar que en sistemas monofásicos y trifásicos el concepto de corriente y tensión, se refiere a la corriente de línea y tensión con respecto al neutro y los kVA son los kVA por fase del sistema.

A continuación se presentan las relaciones entre las magnitudes que se manejan en sistemas eléctricos, mediante las expresiones siguientes:

$$\text{Corriente base (A)} = \frac{\text{kVA}_{1\phi} \text{ base}}{\text{tensión base kV}_{LN}} \quad (4.1.2)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{\text{tensión base V}_{LN}}{\text{corriente base (A)}} \quad (4.1.3)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base kV}_{LN})^2 \times 1000}{\text{kVA}_{1\phi} \text{ base}} \quad (4.1.4)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base kV}_{LN})^2}{\text{MVA}_{1\phi} \text{ base}} \quad (4.1.5)$$

$$\text{Potencia base (kW)}_{1\phi} = \text{kVA}_{1\phi} \text{ base} \quad (4.1.6)$$

$$\text{Potencia base (MW)}_{1\phi} = \text{MVA}_{1\phi} \text{ base} \quad (4.1.7)$$

$$\text{Impedancia en p. u.} = \frac{\text{impedancia real } (\Omega)}{\text{impedancia base } (\Omega)} \quad (4.1.8)$$

Es importante hacer notar que es común que los circuitos trifásicos se solucionen como una línea simple con neutro de retorno y las magnitudes base del diagrama son los kVA por fase y los kV son los de línea a neutro, es común que los datos se especifiquen como kVA totales trifásicos o MVA y kV entre líneas.

La impedancia base así como la corriente base se puede calcular a partir de los valores trifásicos base en kV y kVA, como lo muestran a continuación las siguientes relaciones:

$$\text{Corriente base (A)} = \frac{\text{base kVA}_{3\phi}}{\sqrt{3} \times \text{tensión base kV}_{LL}} \quad (4.1.9)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base kV}_{LL} / \sqrt{3})^2 \times 1000}{\text{base kVA}_{3\phi} / 3} \quad (4.1.10)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base kV}_{LL})^2 \times 1000}{\text{base kVA}_{3\phi}} \quad (4.1.11)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base kV}_{LL})^2}{\text{base MVA}_{3\phi}} \quad (4.1.12)$$

Cabe señalar que si se va a resolver un circuito eléctrico, durante la selección de los valores base se deben usar kV de línea a línea con kVA o MVA trifásicos y si se escoge kV línea a neutro, se debe de emplear kVA o MVA por fase.

#### CAMBIO DE BASE PARA LOS SISTEMAS POR UNIDAD

Es frecuente encontrar casos, en los que la impedancia en por unidad de alguna máquina del sistema está expresada sobre una base diferente a la base escogida como base para la parte del sistema en la que se sitúa dicha máquina. Como se mencionó anteriormente ya que las impedancias de cualquier parte del sistema se deben de expresar con respecto a la misma impedancia base, al efectuar los cálculos se necesita disponer de una relación que nos permita poder pasar las impedancias por unidad de una a otra base; esto se puede conseguir considerando la siguiente expresión:

$$\text{Impedancia}_{\text{BASE}} = \frac{\text{tensión base (kV)}^2 \times 1000}{\text{kVA base}} \quad (4.1.13)$$

y sustituyéndola en la siguiente relación:

$$\text{Impedancia en p.u. DE UN ELEM. DEL CIRCUITO} = \frac{\text{impedancia real } (\Omega)}{\text{impedancia base } (\Omega)} \quad (4.1.14)$$

Se obtiene la siguiente expresión:

$$\text{Impedancia en p.u. DE UN ELEM. DEL CIRCUITO} = \frac{(\text{impedancia de un circuito}) \times (\text{kVA base})}{(\text{tensión base kV})^2 \times 1000} \quad (4.1.15)$$

Lo cual significa que la impedancia base en p.u. de un elemento del circuito, es directamente proporcional a los kVA base y a su vez inversamente proporcional a la tensión base elevada al cuadrado.

De lo anterior, se deduce que para hacer un cambio de base para una impedancia con respecto a una nueva base se debe de usar la siguiente relación:

$$\text{Impedancia}_{\text{NUEVA P.U.}} = \text{Impedancia}_{\text{DADA P.U.}} \left( \frac{\text{Base kV}_{\text{DADOS}}}{\text{Base kV}_{\text{NUEVOS}}} \right)^2 \left( \frac{\text{Base kVA}_{\text{NUEVOS}}}{\text{Base kVA}_{\text{DADOS}}} \right) \quad (4.1.16)$$

### SELECCIÓN DE LA BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD

El objetivo principal de la selección de los valores base de kV y kVA, es de reducir el trabajo de cálculo, básicamente lo que se hace primero es seleccionar una base adecuada para la parte del circuito en estudio, a continuación se determinan las bases en las otras partes del circuito que están separadas de la primera base seleccionada por transformadores.

Es preciso mencionar que la base que se seleccione, debe de tener la característica de llevar a valores por unidad de la tensión y la corriente de régimen, aproximadamente igual a la unidad, para la simplificación de los cálculos.

Es común que los datos de fábrica de resistencia y reactancia se den en por ciento o por unidad y en algunos casos se especifican su potencia en caballos de vapor, cuando esto sucede, los kVA nominales se pueden determinar si se conoce su eficiencia y el factor de potencia, cuando no se tenga la información suficiente de eficiencia y factor de potencia, se pueden emplear las siguientes relaciones:

Para motores de inducción:

$$\text{kVA} = \text{caballos de vapor}$$

Para motores sincrónicos :

$$\text{Con f.p. (1.0)} \quad \text{kVA} = 0.85 \times \text{caballos de vapor}$$

$$\text{Con f.p. (0.8)} \quad \text{kVA} = 1.10 \times \text{caballos de vapor}$$



En transformadores, los valores de resistencia y reactancia dependen de que lado (A.T. o B.T.) se midan, cuando se expresen en p.u. los kVA base son los nominales del transformador.

La tensión base es la tensión nominal en el arrollamiento de baja tensión y la tensión nominal en el arrollamiento de alta tensión, esto, si están referidos al lado de alta tensión.

La impedancia por unidad de un transformador es la misma, independientemente si se determina desde los valores óhmicos referidos a los lados de alta o baja tensión.

## IV.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Esta teoría fue desarrollada por C.L. Fortescue, la cual establece que un sistema de  $n$  vectores desbalanceado se puede descomponer en " $n$ " sistemas de vectores balanceados, los cuales se denominan componentes simétricas de los vectores originales. Estos " $n$ " vectores de cada conjunto de componentes son de la misma longitud, además también son iguales los ángulos formados por los vectores adyacentes.

Para el caso en el que se tenga un sistema trifásico, éste método consiste en reducir el sistema de tres fasores desbalanceados, en tres sistemas de fasores balanceados denominados "componentes simétricas".

Los conjuntos equilibrados de componentes simétricas se componen de la siguiente manera:

### a) Componentes de secuencia CERO (0)

Está formada por tres fasores de igual magnitud, los cuales tienen un desplazamiento angular nulo entre sí, estos componentes de secuencia se identifican por el subíndice "0".

### b) Componentes de secuencia NEGATIVA (-)

Estos componentes están conformadas por tres fasores de igual magnitud y con un desplazamiento angular de  $120^\circ$  entre sí y con sentido de rotación opuesto con respecto al del sistema original, éstas componentes se denotan con el subíndice "2".

### c) Componentes de secuencia POSITIVA (+)

Están compuestas por tres fasores de igual magnitud y con un desplazamiento angular de  $120^\circ$  entre sí y con un sentido de rotación igual al del sistema original, estos componentes de secuencia se representan por medio del subíndice "1".

La figura 4.2.1 muestra los conjuntos equilibrados de secuencias positiva, negativa y cero respectivamente:

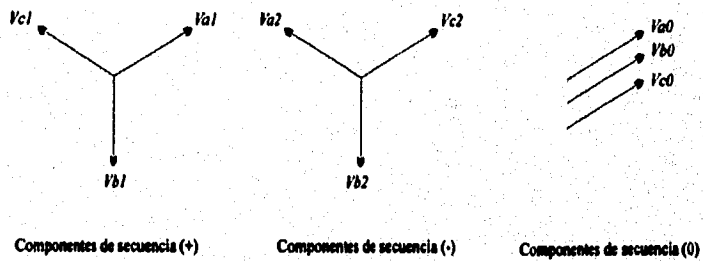


Fig. 4.2-1 Conjuntos de vectores equilibrados, los cuales son los componentes simétricos de los vectores desequilibrados.

Es común representar a los vectores originales como  $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$ , entonces, como se mencionó antes, los conjuntos de componentes simétricas se designan de la siguiente manera:

Secuencia positiva (+)  $V_{a1}, V_{b1}, V_{c1}$   
 Secuencia negativa (-)  $V_{a2}, V_{b2}, V_{c2}$   
 Secuencia cero (0)  $V_{a0}, V_{b0}, V_{c0}$

Ya que los vectores originales desequilibrados son iguales a la suma de sus componentes, los vectores originales al expresarse en función de sus componentes simétricas se muestran a continuación:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} & I_a &= I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\
 V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} & I_b &= I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \\
 V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} & I_c &= I_{c1} + I_{c2} + I_{c0}
 \end{aligned}
 \tag{4.2.1}$$

Normalmente se conocen sistemas de vectores desbalanceados pero se desconocen sus componentes simétricas, sin embargo apoyándonos en lo visto anteriormente sobre la definición de las componentes simétricas de secuencia balanceados, se ve que los tres fasores de secuencias son de igual magnitud, por lo cual es posible expresar a las tres componentes de cada fase en función de una sola fase para las tres secuencias, esto mediante vectores unitarios de rotación, para realizar ésta reducción se hace uso de un operador, el cual es un fasor denotado como "a", dicho operador origina una rotación de  $120^\circ$  en sentido antihorario, éste operador no es más que un número complejo con módulo unidad y argumento de  $120^\circ$  y se expresa mediante las siguientes relaciones:

$$a = 1/\angle 120^\circ = e^{j120^\circ} = -0.5 + j 0.866$$

$$a^2 = 1/\angle 240^\circ = e^{j240^\circ} = -0.5 - j 0.866$$

$$a^3 = 1/\angle 0^\circ = e^{j0^\circ} = 1.0 + j 0$$

$$a^4 = 1/\angle 120^\circ = a$$

$$1+a = 1/\angle 60^\circ = 0.5 + j 0.866 = -a^2$$

$$1-a = \sqrt{3}/\angle -30^\circ = 1.5 - j 0.866$$

$$1+a^2 = 1\angle-60^\circ = 0.5 - j0.866 = -a$$

$$1-a^2 = \sqrt{3}\angle30^\circ = 1.5 + j0.866$$

$$a+a^2 = 1\angle180^\circ = -1-j0$$

$$a-a^2 = \sqrt{3}\angle90^\circ = 0 + j1.732$$

$$1+a+a^2 = 0+j0=0$$

Empleando estos vectores unitarios de rotación es posible expresar los fasores de secuencia en función de una sola fase basándose en la figura 4.2.1.

$$\begin{array}{lll} V_{a1} = V_{a1} & V_{a2} = V_{a2} & V_{a0} = V_{a0} \\ V_{b1} = a^2 V_{a1} & V_{b2} = a V_{a2} & V_{b0} = V_{a0} \\ V_{c1} = a V_{a1} & V_{c2} = a^2 V_{a2} & V_{c0} = V_{a0} \end{array} \quad (4.2.2)$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores en las ecuaciones 4.2.1 se obtiene:

$$\begin{array}{ll} V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} & I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \\ V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} & I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \\ V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} & I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \end{array} \quad (4.2.3)$$

Escribiendo las ecuaciones anteriores en forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad \text{o} \quad V_{[abc]} = AV_{[012]} \quad (4.2.4)$$

Donde comúnmente se hace por conveniencia:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (4.2.5)$$

Si queremos conocer las tensiones de secuencia ( $V_{a0}$ ,  $V_{a1}$ ,  $V_{a2}$ ) de la ecuación 4.2.4, es necesario invertir la matriz  $[A]$ , lo cual da como resultado:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (4.2.6)$$

Entonces multiplicando la ecuación (4.2.4) por la matriz  $A^{-1}$  se obtiene:

$$[A]^{-1}[V_{abc}] = [A]^{-1}[A][V_{012}] \quad (4.2.7)$$

$$\frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (4.2.8)$$

Simplificando

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \text{o} \quad [V_{012}] = [A]^{-1}[V_{abc}] \quad (4.2.9)$$

Desarrollando en forma de ecuaciones lineales la ecuación matricial (4.2.9) se tiene lo siguiente:

$$V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} (V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (4.2.10)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + a^2V_b + aV_c)$$

Para conocer las demás componentes simétricas de las fases  $V_b$  y  $V_c$  se emplean las ecuaciones 4.2.2.

$$V_{b1} = a^2V_{a1} = a^2 \frac{1}{3} (V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_{b2} = aV_{a2} = a \frac{1}{3} (V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (4.2.11)$$

$$V_{b0} = V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c)$$

Reordenando en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{b0} \\ V_{b1} \\ V_{b2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & 1 & a \\ a & 1 & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.2.12)$$

De igual manera para  $V_c$  como se hizo con  $V_b$ :

$$\begin{bmatrix} V_{c0} \\ V_{c1} \\ V_{c2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a & a^2 & 1 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (4.2.13)$$

Las ecuaciones escritas anteriormente tienen el mismo principio de desarrollo, para las corrientes desbalanceadas en términos de componentes de secuencia, las ecuaciones en forma matricial se muestran a continuación:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (4.2.14)$$

De igual manera como se hizo para los voltajes, resolviendo el sistema matricial de las ecuaciones (4.2.14):

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.2.15)$$

$$\begin{bmatrix} I_{b0} \\ I_{b1} \\ I_{b2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & 1 & a \\ a & 1 & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.2.16)$$

$$\begin{bmatrix} I_{c0} \\ I_{c1} \\ I_{c2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a & a^2 & 1 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.2.17)$$

De la ecuación (4.2.10) se observa que no existen componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es igual a cero, ya que la suma de los vectores de voltaje entre líneas en un sistema trifásico es siempre cero, lo cual implica que las componentes de secuencia cero no existen en las tensiones entre líneas.

Se debe observar que la suma de los vectores de los voltajes entre línea y neutro no es siempre cero, por lo que se deduce que éstos voltajes respecto al neutro pueden tener componentes de secuencia cero.

Puesto que en un sistema trifásico, la suma de las corrientes totales de línea es igual a la corriente en el neutro de retorno, se tiene que:

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (4.2.18)$$

considerando la ecuación (4.2.15):

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \quad (4.2.19)$$

se obtiene por lo tanto:

$$3I_{a0} = I_a + I_b + I_c \quad (4.2.20)$$

combinando (4.2.18) con (4.2.20) obtenemos como resultado:

$$3I_{a0} = I_n \quad (4.2.21)$$

La ecuación (4.2.21) demuestra que no pueden existir componentes de secuencia cero si no se tiene retorno por  $I_n$ .

### POTENCIA EN FUNCIÓN DE LOS COMPONENTES SIMÉTRICOS

Una de las aplicaciones de los componentes simétricos, es la de conocer la potencia compleja en función de éstos, siempre y cuando se conozca la corriente y tensión, con lo cual nos es posible calcular la potencia que se suministra a un sistema trifásico.

La potencia total compleja que se envía a un circuito trifásico por las líneas a, b y c está dada por:

$$S = P + jQ = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* \quad (4.2.22)$$

Expresada la ecuación anterior en forma matricial:

$$S = [V_a, V_b, V_c] \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* \quad (4.2.23)$$

Como se sabe la conjugada de una matriz tiene sus elementos los cuales son conjugados de los elementos de la matriz original. Considerando las ecuaciones 4.2.4, 4.2.5 y 4.2.14 e insertándolas en la ecuación 4.2.23, obtenemos:

$$S = [AV]^T [AI]^* \quad (4.2.24)$$

Como se sabe:

$$V = \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad e \quad I = \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (4.2.25)$$

Aplicando la regla de inversión de matrices transpuestas a  $[AV]^T$  en 4.2.24 tenemos:

$$[AV]^T = V^T A^T \quad (4.2.26)$$

Sustituyendo (4.2.26) en (4.2.24)

$$S = V^T A^T [AI]^* = V^T A^T A^* I^* \quad (4.2.27)$$

Dado que  $A^T = A$  y considerando además que  $a$  y  $a^2$  son conjugadas, se tiene que:

$$S = [V_{a0}, V_{a1}, V_{a2}] \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}^* \quad (4.2.28)$$

Entonces como puede comprobarse fácilmente:

$$A^T A = 3U$$

Finalmente se obtiene:

$$S = 3[V_{a0}, V_{a1}, V_{a2}] \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}^* \quad (4.2.29)$$

Simplificando la ecuación anterior resulta:

$$V_{a1a}^* + V_{b1b}^* + V_{c1c}^* = 3V_{0a0}^* + 3V_{111}^* + 3V_{212}^* \quad (4.2.30)$$

## IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

Si seleccionamos cualquier parte de una red eléctrica por la cual circule una corriente eléctrica, existirá una caída de tensión, la cual va a depender de la impedancia por la cual circule dicha corriente; para el caso en el que circule una corriente de secuencia, la caída de tensión dependerá de la impedancia que se tenga para la corriente de secuencia.

Ya que la impedancia en cierta sección de una red que está equilibrada, para una corriente dada, puede ser diferente a la impedancia para la corriente de otra secuencia, se deduce que las impedancias de secuencia dependen de la corriente de secuencia que circule por éstas, es decir, que únicamente podrán circular corrientes de cierta secuencia por impedancias de la misma secuencia que la corriente.

Se le llama impedancia de secuencia positiva (+), a aquella impedancia por la cual circula únicamente corriente de secuencia positiva (+).

Se le llama impedancia de secuencia negativa (-), a aquella impedancia por la cual circula únicamente corriente de secuencia negativa (-).

Se le conoce como impedancia de secuencia cero (0), a aquella impedancia por la cual circula únicamente corriente de secuencia cero (0).

## REDES DE SECUENCIA DE GENERADORES EN VACÍO

Para obtener las redes de secuencia de un generador en vacío, es necesario tener como referencia la figura 4.2-2, ya que de aquí se desprenden los tres diagramas de secuencias.

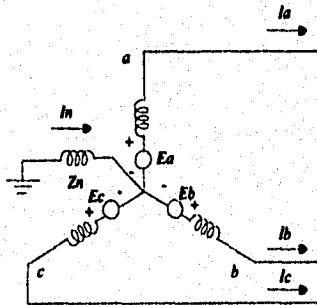


Fig. 4.2-2 Diagrama de un generador operando en vacío.

Si ocurre una falla en las terminales del generador, habría una circulación de corriente por las líneas de éste, suponiendo que dicha falla se presenta entre una fase y tierra, entonces circulará una corriente ( $I_n$ ) por el neutro del generador. Las corrientes que circulen en el momento de ocurrir la falla, se pueden descomponer en sus componentes simétricas.

Cuando se habla de componentes simétricas, éstas se relacionan con voltajes o corrientes de secuencia y para determinar éstos voltajes y corrientes ya sea en transformadores, generadores y redes, es necesario contar con los diagramas de secuencia, los cuales no son más que los diagramas originales reducidos dependiendo de la secuencia de que se trate.



### Redes de secuencia (+)

Las tensiones que se crean internamente en un generador, se consideran de secuencia (+) puesto que el generador suministra tensiones trifásicas equilibradas. Por tal motivo, la red de secuencia (+) la componen una f.e.m en serie con la impedancia de secuencia positiva del generador. La red de secuencia (+) del generador se muestra en la figura 4.2-3.

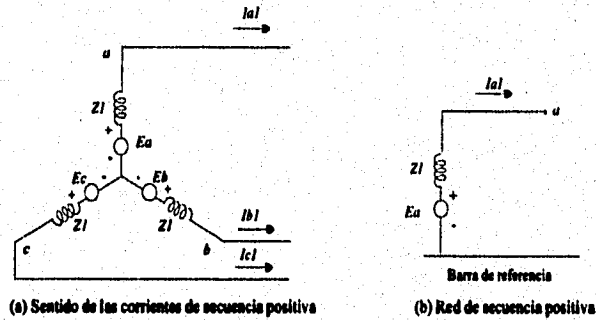


Fig. 4.2-3 Diagrama y red equivalente de secuencia (+) en un generador en vacío.

Hay que mencionar que la f.e.m generada de secuencia (+) es la tensión en las terminales de éste con respecto al neutro, esto en condiciones de vacío, tal tensión también es conocida como tensión detrás de las reactancias transitoria y subtransitoria o tensión detrás de la reactancia sincrónica.

Según las condiciones de estudio de la red (condiciones subtransitorias, transitorias o de régimen permanente) la reactancia en la red de secuencia (+) puede ser: transitoria, subtransitoria o sincrónica.

Para las redes de secuencia positiva (+) la barra de referencia es el neutro del generador, el cual está al potencial de tierra.

### Redes de secuencia negativa (-)

La red de secuencia negativa (-) no contiene f.e.m, pero si incluye a la impedancia de secuencia (-). La figura 4.2-4 muestra a la red de secuencia (-) resultante, en la cual la barra de referencia es el neutro del generador que también está al potencial de tierra.

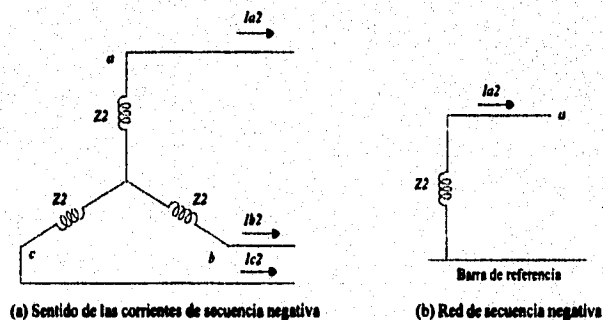


Fig. 4.2-4 Diagrama y red equivalente de secuencia (-) en un generador en vacío.

**Redes de secuencia (0)**

Al igual que las redes de secuencia negativa (-), las redes de secuencia cero (0) no contienen f.e.m, pero incluye su respectiva impedancia de secuencia cero (0).

La red de secuencia cero (0) se muestra en la figura 4.2-5, en la cual se observa que el neutro del generador está conectado a tierra a través de una impedancia  $Z_n$ , esto porque como es sabido, solo circulan corrientes de secuencia cero (0) por la impedancia a través del neutro y tierra, nótese además que la barra de referencia para ésta red es la tierra del generador.

Como se observa de la figura 4.2-5, se cumple la siguiente relación:

$$-V_{a0} = -3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0} \tag{4.2.31}$$

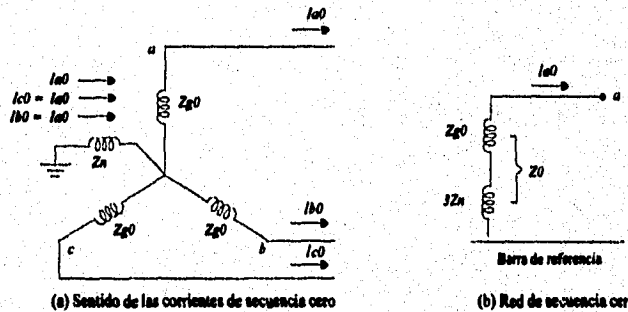


Fig. 4.2-5 Diagrama y red equivalente de secuencia (0) en un generador en vacío.

simplificando:

$$\frac{V_{a0}}{I_{a0}} = 3Z_n + Z_{g0} \tag{4.2.32}$$

reduciendo:

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \tag{4.2.33}$$

Finalmente a partir de las redes de secuencia anteriores se tiene que:

$$\begin{aligned} V_{a1} &= E_a - I_{a1}Z_1 \\ V_{a2} &= -I_{a2}Z_2 \\ V_{a0} &= -I_{a0}Z_0 \end{aligned} \tag{4.2.34}$$

Que en forma matricial quedan:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \tag{4.2.35}$$

## REDES DE SECUENCIA PARA CARGAS TRIFASICAS

Como se vio anteriormente con el generador para determinar sus redes de secuencia, también se hace necesario determinar las redes de secuencia de una red en particular. La construcción de las redes de secuencia, se hace siguiendo ciertos criterios, ya que es común encontrar en éstas generadores, transformadores, motores así como cargas conectadas a la red, también se deben tomar en cuenta las líneas que contenga dicha red, a continuación se describe brevemente las características de la construcción de redes de secuencia.

### *Redes de secuencia positiva (+)*

Para construir la red de secuencia positiva a partir de la red original, se toman en cuenta las características de las tensiones internas de los motores síncronos y generadores, puesto que como éstos están diseñados para que generen tensiones internas equilibradas se considera que tales tensiones son de secuencia positiva (+).

Por lo tanto el diagrama de secuencia positiva (+) incluye la f.e.m del generador; con respecto a la impedancia del generador, ésta es igual para una red de secuencia positiva, por tal motivo también se incluye en la red de secuencia (+). Lo mismo sucede con transformadores y motores, es decir sus impedancias no varían y se incluyen en la red. Para las líneas, se tiene que el valor de su reactancia en condiciones nominales, es el mismo para la red de secuencia positiva (+).

En términos generales es posible decir, que la construcción de la red de secuencia (+) es igual a la de la red original.

### *Red de secuencia negativa (-)*

Para éste tipo de red, lo más conveniente es realizar su construcción a partir de la red de secuencia positiva (+) y lo primero que se hace, es suprimir la f.e.m, ya que la reactancia permanece igual. Con lo que respecta a las impedancias de máquinas giratorias que integren la red, se tiene que como las corrientes de secuencia negativa (-) se manifiestan tan rápido, que ésta condición es parecida al rápido cambio de flujo, después de presentarse un corto circuito en las terminales de éstas máquinas. Como las corrientes de secuencia negativa (-) varían constantemente con respecto a los ejes directo y en cuadratura, es común que a la reactancia de secuencia (-) se la defina como la media de las reactancias directa y subtransitoria en cuadratura.

En base a lo anterior es muy común que la reactancia de generadores de secuencia (+) sea igual a la de secuencia (-). Para los transformadores la reactancia de éstos es la misma para la secuencia negativa (-), lo mismo sucede con las líneas que componen la red y por lo tanto su reactancia no varía.

### *Red de secuencia cero (0)*

Para realizar la construcción de redes de secuencia cero (0), la situación no es tan simple como sucede para las redes de secuencia positiva y negativa, ya que hay que tomar en cuenta el comportamiento de las corrientes de secuencia cero (0) en los elementos que integran la red eléctrica, como son máquinas giratorias (generadores, motores síncronos, etc.), transformadores, líneas eléctricas y cargas conectadas.

Para la elaboración de la red de secuencia cero (0) hay que considerar que las corrientes de secuencia cero (0) solo circulan cuando exista un camino de retorno para completar el circuito; así como la referencia para tensiones de secuencia cero, es el potencial a tierra.

Para la representación de cargas en la red de secuencia cero, se deben de considerar las posibles conexiones de éstas, como se muestran en la figura 4.2-6.

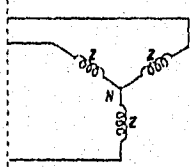
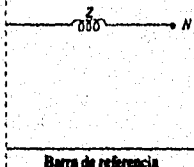
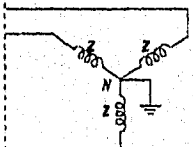
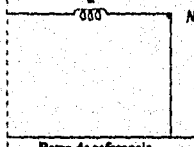
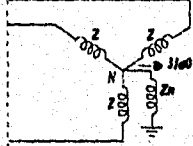
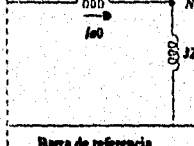
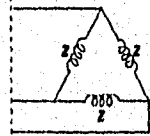
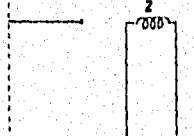
TIPO DE CARGA	RED DE SEC. (0) EQUIVALENTE
	 <p>Barra de referencia</p>
	 <p>Barra de referencia</p>
	 <p>Barra de referencia</p>
	 <p>Barra de referencia</p>

Fig. 4.2-6 Redes de secuencia cero para cargas trifásicas.

En la primera figura como la carga está conectada en estrella, esto implica que la suma de corrientes por el neutro sea cero y por lo tanto no existen corrientes de secuencia cero (0) ya que se tiene una impedancia infinita entre el neutro y la barra de referencia, tal como se aprecia en la primer figura.

Cuando existe un camino de retorno para la corriente de secuencia cero (0) mediante una conexión a tierra, como se muestra en la segunda figura habrá circulación de ésta. Si se inserta una impedancia  $Z_n$  entre el neutro y la tierra de esta (tercer figura), la suma de corrientes de secuencia cero (0) a través de ésta sería igual a  $3I_0$ , lo cual es equivalente a que si se conectara una impedancia igual a  $3Z_n$  en la red de secuencia cero.

Cuando se presenta una carga conectada en delta habrá una impedancia infinita a las corrientes de secuencia cero (0) esto, al no haber camino de retorno, tal como se observa en la cuarta figura.

Pero es posible que las corrientes de secuencia cero (0) circulen en la conexión delta ya que es un circuito cerrado, aunque éstas corrientes tendrían que ser producidas mediante inducción de una fuente exterior.

Para la representación de transformadores en la red de secuencia cero (0), al igual que con las cargas se tiene que tomar en consideración el tipo de conexión de éstos, siendo las más comunes las que se muestran en la figura 4.2.7. En seguida se describen brevemente las características de cada conexión, así como el diagrama equivalente en la red de secuencia cero (0).

### 1. Conexión Yn-Y

En esta conexión la condición para que circule corriente de secuencia cero a través de un devanado a otro, es necesario de que ambos neutros estén conectados a tierra, de lo contrario no circulará corriente de secuencia cero (0) entre los devanados. Como se muestra en la red de secuencia cero esto se refleja como un circuito abierto entre los puntos P y Q, los cuales representan los devanados del transformador.

### 2. Conexión Yn-Yn

En esta conexión debido a que ambos neutros están conectados a tierra, existe por lo tanto camino en los arrollamientos para la circulación de las corrientes de secuencia cero, por lo cual la red de secuencia equivalente se representa mediante la reactancia del transformador uniendo a los puntos P y Q, (fig. 4.2-7).

### 3. Conexión Yn-Δ

Para esta conexión, como se tiene el neutro de un devanado conectado a tierra, existirá circulación de corrientes de secuencia cero, ya que se tiene un camino a tierra, además tomando en cuenta que pueden existir corrientes inducidas en la conexión Δ como se mencionó antes, pero aunque éstas corrientes necesitan encontrar un camino desde la línea en el lado Y pasando por la resistencia equivalente y la reactancia de pérdidas del transformador hasta la barra de referencia, esto hace que se tenga un circuito abierto entre la línea y la barra de referencia en el lado Δ, como se observa en la figura correspondiente.

### 4. Conexión Y-Δ

Si no se tiene conexión a tierra en el lado de la Y, existe una impedancia infinita y por lo tanto no puede existir circulación de corrientes de secuencia cero (0), por tal motivo la red de secuencia cero equivalente presenta la reactancia abierta entre P y Q.

### 5. Conexión Δ-Δ

La conexión Δ-Δ no presenta una vía de retorno para las corrientes de secuencia cero (0) y por lo tanto no existen corrientes de secuencia cero, aunque como se mencionó antes, pueden circular corrientes internas por ser un circuito en serie cerrado, por lo anterior su red equivalente la compone un circuito cerrado mediante una reactancia, pero abierto entre P y Q.

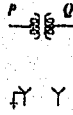
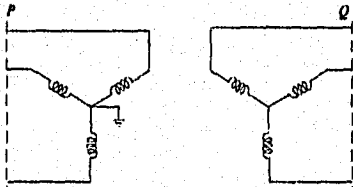
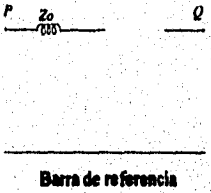
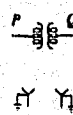
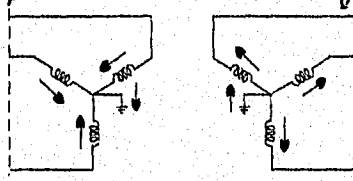
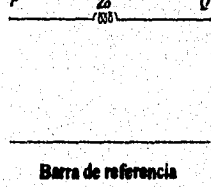
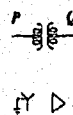
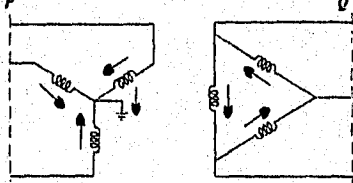
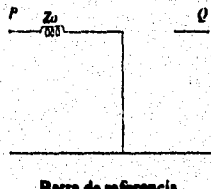
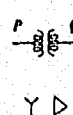
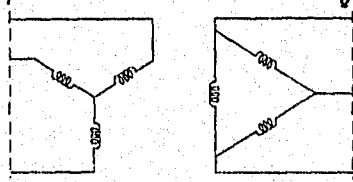
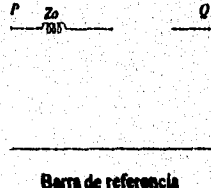
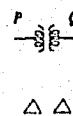
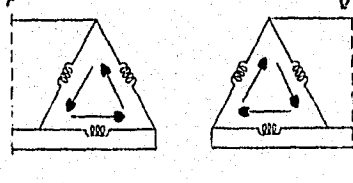
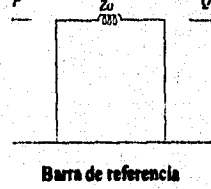
SIMBOLOS	ESQUEMA DE CONEXIONES	CTOS. EQUIVALENTES DE SEC. CERO
		
		
		
		
		

Fig. 4.2-7 Circuitos equivalentes de secuencia (0) para transformadores trifásicos.

## **IV.3 TIPOS DE FALLA**

### **INTRODUCCIÓN**

Los sistemas eléctricos de potencia operan generalmente en forma balanceada tanto en generación, como en la transportación por medio de líneas, como en cargas, por lo que la mayoría de los sistemas trifásicos pueden ser tratados como sistemas monofásicos, debido a que lo que sucede para una fase sucede en las otras dos.

Cuando en un sistema eléctrico de potencia se presenta una falla eléctrica, (una falla eléctrica, es cualquier desperfecto que interfiera la circulación normal de la corriente) debe interrumpirse el flujo de corriente a la parte en falla de inmediato, sin suspender la energía a las zonas restantes. Esto se logra mediante dispositivos que tienen como función detectar las fallas y efectuar la desconexión.

El estudio de las redes eléctricas en régimen perturbado transitorio, es quizá una de las ramas más complejas de la ingeniería eléctrica ya que la determinación correcta de los parámetros en estos estudios aumenta en grado de dificultad en la medida que aumenta la complejidad del sistema en estudio, que aumenta además si se tiene en consideración la variabilidad de los sistemas debido a la apertura y cierre de interruptores, inserción de máquinas, de líneas, de cables, modificación en las alimentaciones, etc. Además de otros elementos relacionados con las condiciones atmosféricas, la conductividad del terreno, el estado de conservación en que se encuentre la instalación, etc. Algunas de las causas más comunes que producen fallas en las instalaciones eléctricas son:

- a) Fallas en los aislamientos de máquinas, aparatos y cables producidos por envejecimiento, calentamiento o corrosión.
- b) Fallas de aislamiento en aire o en los aislamientos de máquinas y aparatos debido principalmente a sobretensiones de origen atmosférico, por maniobra de interruptores o contaminación de tensiones a la frecuencia de operación del sistema.
- c) Efecto de la humedad en el terreno y el medio ambiente.
- d) Fallas mecánicas en las máquinas, fallas en las líneas de transmisión por efecto del viento, caída de árboles o ramas de los mismos en los conductores, etc.
- e) Errores humanos en las maniobras como apertura de cuchillas bajo condiciones de carga, falsas maniobras, etc.
- f) Sobrecarga en transformadores, generadores y líneas de transmisión.
- g) Accidentes provocados por los animales como pájaros en las líneas de transmisión, roedores de cable, etc.

Este tipo de falla y algunas otras de la misma naturaleza se pueden agrupar como sigue:

1. Sobrecargas
2. Corto circuito
3. Caída de tensión
4. Elevación de tensión

En todos los tipos de sistemas eléctricos de potencia se pueden presentar fallas ya sea en las líneas de transmisión, en sus componentes o equipos. De éstas fallas, las que tienen mayor importancia son las de corto circuito (el corto circuito es un camino de impedancia despreciable, por el cual puede fluir corriente eléctrica de gran magnitud); por lo tanto, para llevar a cabo una correcta protección de un sistema eléctrico es necesario realizar un estudio de corto circuito.

Los estudios de corto circuito están encaminados a representar teóricamente una o más fallas eléctricas en uno o varios puntos del sistema de potencia, obteniéndose de ellos valores de corriente, potencia y tensión de falla y poder determinar, a partir de éstos datos, las características específicas de interruptores de potencia, transformadores de medición y ajuste de relevadores con el fin de disminuir los daños en elementos importantes del sistema como son: transformadores, generadores y líneas de transmisión, logrando con ello una buena coordinación de aislamiento y de protecciones y mejorando así la eficiencia del sistema.

Una vez realizado el estudio de corto circuito, el ingeniero puede seleccionar la protección por relevadores más apropiada y realizar la coordinación de protecciones de todo el sistema de potencia y en particular de la planta eléctrica en estudio, para esto es necesario un poco de práctica en el conocimiento de la obtención y uso de los datos de corto circuito. El principal problema a resolver es el de hallar la zona de falla del sistema y evitar en lo posible los daños al equipo eléctrico y humano, tratando de obtener la máxima continuidad del servicio.

Las fallas de corto circuito se dividen en:

- a) Falla trifásica.
- b) Falla de línea a tierra.
- c) Falla entre líneas.
- d) Falla de dos líneas a tierra.

**a) Falla trifásica**

Sucede una falla trifásica cuando las tres fases de un sistema eléctrico conectado en delta o estrella son puestas en corto circuito, tal como se muestra en la figura 4.3-1.

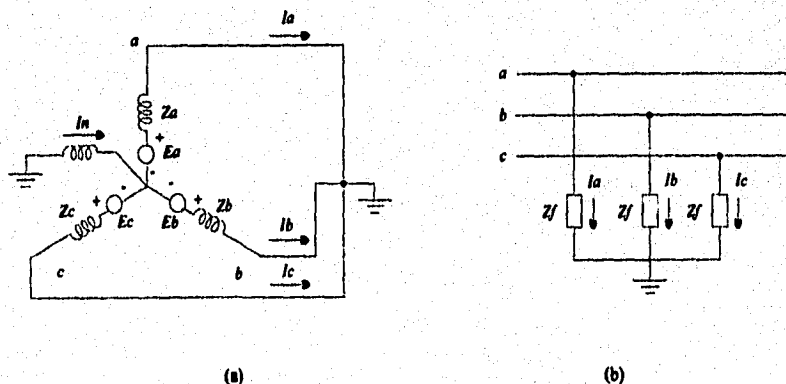


Fig. 4.3-1 Falla trifásica. (a) Esquema del circuito para una falla trifásica en los terminales de un generador en vacío. (b) A través de una impedancia.



**b) Falla de una línea a tierra**

Este tipo de fallas ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto accidental con el conductor neutro. La figura 4.3-2 muestra el punto posible donde este tipo de falla puede ocurrir.

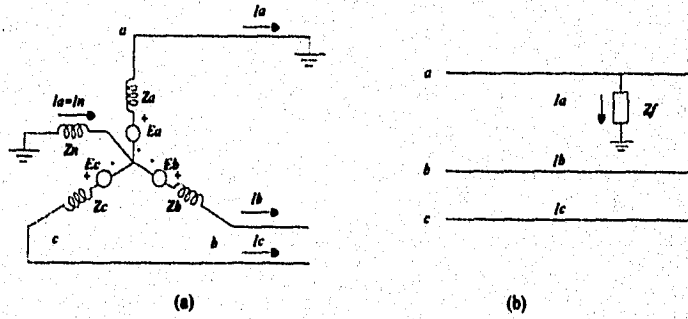


Fig. 4.3-2 Falla de línea a tierra. (a) Esquema del circuito para una falla de línea a tierra en las terminales de un generador en vacío. (b) A través de una impedancia.

**c) Fallas entre líneas**

Ocurren cuando dos líneas de un sistema de potencia son puestas en corto. Este tipo de falla puede ocurrir en cualquier lugar a lo largo del sistema, ya sea que esté conectado en delta o estrella a lo largo de un ramal de dos fases, fig. 4.3-3.

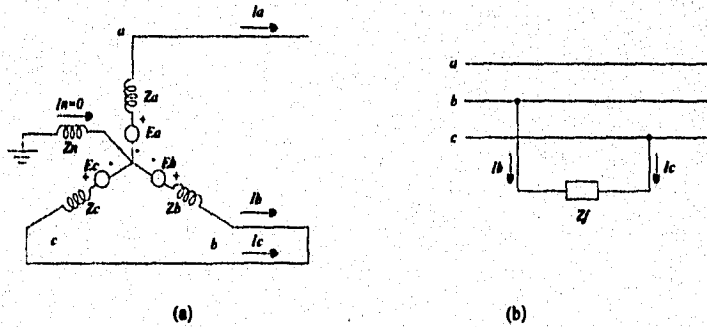


Fig. 4.3-3 Falla de entre líneas. (a) Esquema del circuito para una falla entre líneas en las terminales de un generador en vacío. (b) A través de una impedancia.

**d) Falla de dos líneas a tierra**

Ocurre cuando dos fases caen y son conectadas a través de tierra o cuando dos conductores hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrizado de dos o tres fases. La figura 4.3-4 ejemplifica este tipo de falla.

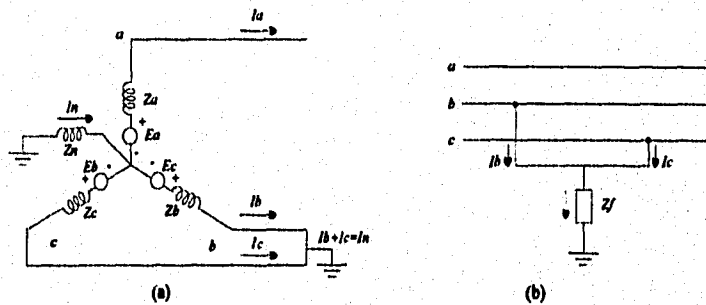


Fig. 4.3-4 Falla de doble línea a tierra. (a) Esquema del circuito para una falla de doble línea a tierra en las terminales de un generador en vacío. (b) A través de una impedancia.

Todas las fallas mencionadas, exceptuando las de tipo trifásico, son asimétricas por lo que provocan desequilibrio entre fases. Por tanto el análisis de fallas empleando el sistema en por unidad (p.u.) y/o el método de las componentes simétricas, son una valiosa ayuda ya que se pueden calcular las fallas asimétricas casi tan fácilmente como las trifásicas. Para ello la computadora es indispensable para efectuar los cálculos de fallas.

En el capítulo cinco se analiza un problema real de cortocircuito utilizando las operaciones requeridas por los programas de computadora.

Antes de analizar las ecuaciones de falla, se procederá a dar las formas básicas de las resoluciones matemáticas que existen en una red eléctrica y su representación simbólica en un estudio de cálculo de fallos, introduciendo el concepto básico de matriz de impedancias "Zbus" o "Zbarr", del cual se derivan los fundamentos para la resolución de sistemas eléctricos con uno o varios tipos de falla.

La resolución con computadora depende de las ecuaciones de componentes simétricas, de los datos del sistema y de la correcta utilización de los elementos de la matriz "Zbus", es, por tanto muy importante para el ingeniero eléctrico comprender la formulación de las ecuaciones de las que se deriva el programa seguido por la computadora para dicha resolución.

## MATRICES

Consideremos por ejemplo, los símbolos de las impedancias y admitancias separadamente del resto de los símbolos de las ecuaciones; una red con  $n$  nodos independientes con sus respectivas admitancias, disponiendo dichas admitancias en filas y columnas en el orden en que aparecen en las ecuaciones de nodo, tendremos el siguiente arreglo:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1j} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2j} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{j1} & Y_{j2} & \dots & Y_{jj} & \dots & Y_{jn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y_{mj} & \dots & Y_{mn} \end{bmatrix} \quad (n=1,2,\dots,j,\dots); (m=1,2,\dots,i,\dots,n)$$

Esta disposición se llama matriz, cada una de las admitancias es un elemento de la matriz, los elementos de una matriz procedentes de un sistema de ecuaciones pueden ser números, operadores o funciones y no es preciso que tengan todos las mismas dimensiones.

Se identificarán matrices encerrando sus elementos entre corchetes. Podemos elegir una sola letra para representar a la matriz, por ejemplo utilizando la letra  $Y$  representamos a la matriz de admitancias. Comúnmente se designa por  $Y_{\text{barra}}$  (o  $Y_{\text{bus}}$ ) a la matriz de admitancias propias y mutuas y se denomina como la matriz de admitancias de barra "bus".

De manera similar, las corrientes y las tensiones de las ecuaciones de nodo pueden expresarse por los símbolos  $V$  e  $I$ . Igualando estos símbolos a las matrices que representan tenemos:

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Las matrices pueden tener un número cualquiera de filas y columnas. Una matriz como la  $Y_{\text{bus}}$ , tiene  $m$  filas y  $n$  columnas, es una matriz de  $m \times n$ , que en nuestro caso de admitancias, se verifica que  $m=n$ , se dice que la matriz es cuadrada y  $m$  es el orden de la matriz. El manejo de las matrices obedece a una serie de operaciones conocidas como las reglas del álgebra matricial. Estas reglas proporcionan un método ordenado para resolver ecuaciones. Las reglas definidas y la metodología del álgebra matricial son especialmente adecuadas para programar en computadora.

Si una matriz se designa por un símbolo como por ejemplo  $Z$ , sus elementos se designan frecuentemente por símbolos tales como  $Z_{11}, Z_{12}$  y  $Z_{32}$ . Los subíndices indican la posición del elemento de la matriz y así, el primer número indica la fila y el segundo, la columna. Las filas se enumeran de arriba hacia abajo y las columnas de izquierda a derecha.

### MATRIZ "Zbus"

Lo simétrico de la notación y la sistemática de las operaciones son ventajas substanciales del álgebra matricial. Por lo tanto, la gran importancia de las computadoras en el análisis de los sistemas de potencia hace que sea esencial la comprensión de las operaciones básicas con matrices para el ingeniero que se ocupa de este tipo de problemas.

(Operaciones como la suma, resta, multiplicación e inversión de matrices son operaciones básicas para la comprensión del método y resolución de problemas de corto-circuito en sistemas trifásicos).

De acuerdo a lo anterior, observamos que la matriz de admitancias es parte de la forma general de las ecuaciones de lazo (malla) compuestas por impedancias propias y mutuas de los lazos. Para una red de tres nodos independientes tenemos que:

$$Y_{\text{bus}} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix}$$

La inversión de la matriz de admitancias de barra se conoce como la matriz de impedancias de bus y se identifica por  $Z_{bus}$ . Por definición:

$$Z_{bus} = Y^{-1}$$

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{22} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix}$$

Puesto que  $Y_{bus}$  es simétrica con respecto a la diagonal principal, de igual manera lo debe ser  $Z_{bus}$ .

Los elementos de impedancia de  $Z_{bus}$  en la diagonal principal, se llaman impedancias propias de los nodos y los elementos fuera de la diagonal se conocen como impedancias mutuas de los nodos.

### ELABORACIÓN DE LA MATRIZ $Z_{bus}$

Existen varios métodos para elaborar la matriz  $Z_{bus}$ , de entre los cuales se encuentran los siguientes:

1) A través de  $[Y_{bus}]^{-1} = [Z_{bus}]$

- a) Por inspección.
- b) Por matriz de conexiones.

2) Algoritmo

De los métodos anteriores solo se explicará brevemente el procedimiento del primer método (inspección) por ser este el más empleado en la solución de fallas mediante programas de computadores.

a) Por inspección (este método se emplea en la solución de fallas). Donde:

$Y_{ii} = \Sigma$  de las  $Y_i$  que se conectan al bus  $i$ .

$Y_{ij} = -(\Sigma$  de las  $Y_i$  que se conectan del bus  $i$  con el bus  $j$ ).

Para ilustrar mejor las situaciones anteriores considérese la siguiente red:

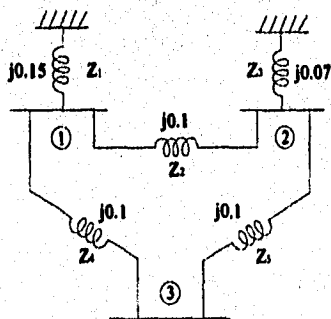


Fig. 4.3-5 Red eléctrica para la elaboración de la matriz  $Z_{bus}$ .

ESTA TESTS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Las admitancias propias a cada nodo son:

$$Y_{11} = Y_1 + Y_2 + Y_4 = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_4} = \frac{1}{j0.15} + \frac{1}{j0.1} + \frac{1}{j0.1} = -j26.67$$

$$Y_{22} = Y_2 + Y_3 + Y_5 = \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \frac{1}{Z_5} = \frac{1}{j0.1} + \frac{1}{j0.075} + \frac{1}{j0.1} = -j33.33$$

$$Y_{33} = Y_4 + Y_5 = \frac{1}{Z_4} + \frac{1}{Z_5} = \frac{1}{j0.1} + \frac{1}{j0.1} = -j20$$

Las admitancias mutuas a cada nodo son:

$$Y_{12} = Y_{21} = -\frac{1}{Z_2} = -\frac{1}{j0.1} = j10$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -\frac{1}{Z_5} = -\frac{1}{j0.1} = j10$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -\frac{1}{Z_4} = -\frac{1}{j0.1} = j10$$

Por lo tanto la matriz  $[Y_{bus}]$  es:

$$Y_{bus} = j \begin{bmatrix} -26.67 & 10 & 10 \\ 10 & -33.33 & 10 \\ 10 & 10 & -20 \end{bmatrix}$$

Como se sabe:  $[Z_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1}$

$$Z_{bus} = \begin{bmatrix} 0.0728 & 0.0385 & 0.0557 \\ 0.0385 & 0.0557 & 0.0471 \\ 0.0557 & 0.0471 & 0.1014 \end{bmatrix}$$

## FALLA TRIFÁSICA

Considere la siguiente figura (4.3-6) la cual representa un sistema eléctrico en el cual ocurre una falla trifásica:

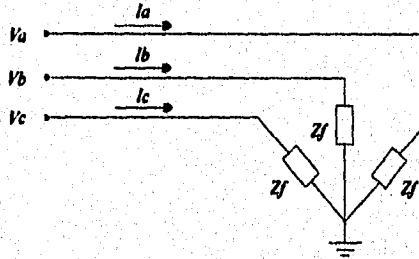


Fig. 4.3-6 Diagrama de un sistema de potencia que representa una falla trifásica.

En el cual ocurren las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} V_a &= I_a Z_f \\ V_b &= I_b Z_f \\ V_c &= I_c Z_f \\ I_a + I_b + I_c &= 0 \end{aligned} \quad (4.3.1)$$

Puesto que no existen componentes de secuencia negativa ni secuencia cero, se cumple lo siguiente:

$$\begin{aligned} I_{a0} &= I_{a2} = 0 \\ V_{a0} &= V_{a2} = 0 \end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a \\ V_a &= I_a Z_f \end{aligned} \quad (4.3.2)$$

$$\begin{aligned} V_a &= E_{a1} \\ V_a &= E_{a1} - I_a Z_l \end{aligned} \quad (4.3.3)$$

De (4.3.2) y (4.3.3) se obtiene:

$$I_a Z_f = E_{a1} - I_a Z_l \quad (4.3.4)$$

Despejando  $I_a$  de (4.3.4)

$$I_a = I_a = \frac{E_{a1}}{Z_l + Z_f} \quad (4.3.5)$$

$$\begin{aligned} I_b &= a^2 I_a \\ I_c &= a I_a \end{aligned}$$

Resumiendo, la corriente de falla en el bus  $k$ , ignorando la corriente de prefalla es:

$$I_f = \frac{E_{a1}}{Z_{kk}^1 + Z_f} \quad (4.3.6)$$

(La ecuación anterior es idéntica a la ecuación (4.3.5), con  $I_a = I_f$ ;  $E_{a1} = V_f = 1.0$  pu).

La tensión de post-falla en el bus  $n$  es:

$$V_n = V_f - V_f \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}} \quad (4.3.7)$$

Donde las impedancias son tomadas de la matriz  $Z_{bus}$ .

Las corrientes de aportación a la falla se obtiene de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{V_r^1 - V_s^1}{Z_{rs}} \quad (4.3.8)$$

donde:

$I_{rs}$  = Es la corriente que circula del bus "r" al bus "s"  $V_r^1$  y  $V_s^1$  son obtenidos de la ecuación (4.3.7), haciendo  $r=n$  ó  $s=n$  ( $r \neq s$ ).

$Z_{rs}$  = Impedancia total entre el bus "r" y el bus "s" (se obtiene de la red de reactancias de secuencia).

### FALLA DE LÍNEA A TIERRA

Para estudiar este tipo de falla es necesario tomar en cuenta la siguiente figura (4.3-7) la cual muestra un sistema eléctrico de potencia, en el cual ocurre una falla de línea a tierra.

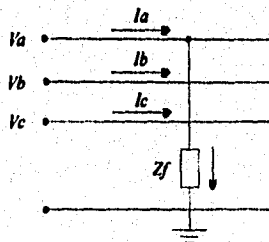


Fig. 4.3-7 Sistema eléctrico de potencia que representa una falla de línea a tierra.

Las condiciones de falla son las siguientes:

$$\begin{aligned} V_a &= I_a Z_f \\ I_b &= I_c = 0 \end{aligned} \quad (4.3.9)$$

Empleando componentes simétricas y tomando en cuenta las condiciones anteriores se tiene que:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

De lo anterior resulta lo siguiente:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} I_a$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} \quad (4.3.10)$$

$$I_a = 3I_{a1} \quad (4.3.11)$$

Sustituyendo (4.3.11) en (4.3.9)

$$V_a = 3I_{a1} Z_f \quad (4.3.12)$$

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (4.3.13)$$

$$V_a = -I_{a0} Z_0 + E_{a1} - I_{a1} Z_1 - I_{a2} Z_2 \quad (4.3.14)$$

De (4.3.12) y (4.3.14) resulta:

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + Z_f} \Rightarrow I_a = \frac{3E_{a1}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (4.3.15)$$

Designando con los subíndices "k" al bus de falla y "n" cualquier otro bus, tenemos que:

Los voltajes en el bus de falla son obtenidos por la expresión:

$$[V_{nk}^{abc}] = [A] [V_{nk}^{012}] \quad (4.3.16)$$

Los voltajes de secuencia en el bus n<sup>o</sup>k debidos a una falla en el bus k:

$$[V_n^{012}] = \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 I_k^0 \\ E_{a1} - Z_{nk}^1 I_k^1 \\ -Z_{nk}^2 I_k^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.17)$$

ya que:

$$I_k^0 = I_k^1 = I_k^2 = \frac{E_{a1}}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad (4.3.18)$$



Se obtiene:

$$[V_n^{012}] = \frac{Ea1}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Zf} \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 \\ Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Zf - Z_{nk}^1 \\ -Z_{nk}^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.19)$$

Utilizando (4.3.13) al desarrollar la matriz anterior obtenemos:

Los voltajes de fase en el bus "n" debidos a una falla en el bus k son:

$$[V_n^{abc}] = Ea1 \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} - Ea1 \begin{bmatrix} \frac{Z_{nk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Zf} \\ \frac{Z_{nk}^0 - Z_{nk}^1}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Zf} \\ \frac{Z_{nk}^0 - Z_{nk}^2}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Zf} \end{bmatrix} \quad (4.3.20)$$

En general:

$$[V_n^{abc}] = [A][V_n^{012}] \quad (4.3.21)$$

Nota: Recuerde que las impedancias de secuencia son tomadas de la matriz  $Z_{bus}$ .

Las componentes de la secuencia de la corriente de la fase fallada, (componentes de secuencia de la corriente que circula entre el bus k y el bus m, de la misma fase que falló a tierra en el bus k) entre el bus n y un bus m se obtienen de la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_{nm}^0 \\ I_{nm}^1 \\ I_{nm}^2 \end{bmatrix} = \frac{\begin{bmatrix} V_n^0 \\ V_n^1 \\ V_n^2 \end{bmatrix}}{\begin{bmatrix} Z_{nm}^0 \\ Z_{nm}^1 \\ Z_{nm}^2 \end{bmatrix}} = \begin{bmatrix} \frac{V_n^0 - V_m^0}{Z_{nm}^0} \\ \frac{V_n^1 - V_m^1}{Z_{nm}^1} \\ \frac{V_n^2 - V_m^2}{Z_{nm}^2} \end{bmatrix} \quad (4.3.22)$$

Donde:

$$\begin{bmatrix} V_n^0 \\ V_n^1 \\ V_n^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 I_{kk}^0 \\ Ea - Z_{nk}^1 I_{kk}^1 \\ -Z_{nk}^2 I_{kk}^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.23)$$

$$\begin{bmatrix} V_m^0 \\ V_m^1 \\ V_m^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{mk}^0 I_{kk}^0 \\ Ea - Z_{mk}^1 I_{kk}^1 \\ -Z_{mk}^2 I_{kk}^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.24)$$

A partir de las componentes de secuencia de la fase fallada se calculan las corrientes  $I_{nm}$ ,  $I_{bnm}$  e  $I_{cnm}$  mediante la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_{nm} \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} I_{nm}^{012} \end{bmatrix} \quad (4.3.25)$$

En las ecuaciones (4.3.23) y (4.3.24) los términos  $Z_{nk}$  y  $Z_{mk}$  son tomados de la matriz  $Z_{bus}$  de la secuencia indicada por el superíndice; en (4.3.22) los términos  $Z_{nm}$  es la suma de las reactancias en serie entre el bus  $n$  y el bus  $m$  de la red de reactancias de la secuencia indicada por el superíndice.

### FALLA ENTRE LÍNEAS

Para realizar el estudio de este tipo de falla considere la siguiente figura (4.3-8) en la cual se representa un sistema eléctrico de potencia en cual ha ocurrido una falla entre dos líneas.

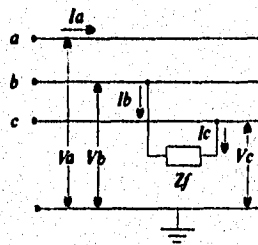


Fig. 4.3-8 Representación de una falla entre líneas en un sistema eléctrico de potencia.

Las condiciones de falla para este tipo de situación son:

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ I_b &= -I_c \\ V_b &= Z_f I_b + V_c \end{aligned} \quad (4.3.26)$$

Las corrientes en las fases en el bus k (bus de falla) son:

$$\begin{bmatrix} I_k^{abc} \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} I_k^{012} \end{bmatrix} \quad (4.3.27)$$

Desarrollando (4.3.27) obtenemos:

$$I_{a1} = 0 \quad I_{a2} = -I_{a2} \quad (4.3.28)$$

La condición de falla  $V_b = Z_f I_b + V_c$  puede escribirse empleando sus componentes simétricas como sigue:

$$V_{a1} = I_{a1} Z_f + V_{a2} \quad (4.3.29)$$

Como se sabe que:

$$\begin{aligned} V_{a1} &= E_{a1} - Z_1 I_{a1} \\ V_{a2} &= -Z_2 I_{a2} \end{aligned} \quad (4.3.30)$$

De (4.3.29) y (4.3.30) resulta:

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (4.3.31)$$

De donde se hace por conveniencia  $E_{a1} = 1 + j0$  p.u.

Las corrientes en el bus  $k$  de falla son:

$$I_a = 0 \quad I_b = (a^2 - a) I_{a1} \quad I_c = -I_b$$

En términos de los elementos de  $Z_{bus}$ :

$$[I_k^{abc}] = \frac{E_{a1}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \begin{bmatrix} 0 \\ a^2 - a \\ a - a^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.32)$$

Los voltajes de fase a neutro en el bus de falla  $k$  son:

$$[V_k^{abc}] = [A][V_k^{012}] \quad (4.3.33)$$

donde:

$$[V_k^{012}] = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{a1} - Z_{kk}^1 I_{a1} \\ Z_{kk}^2 I_{a1} \end{bmatrix} \quad (4.3.34)$$

los voltajes de secuencia en los demás buses debidos a una falla en el bus  $k$  (voltajes de secuencia para la fase no fallada, fase "a" en este caso) son:

$$V_n^1 = E_{a1} - Z_{nk}^1 I_{a1} = (E_{a1}) \frac{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f - Z_{nk}^1}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \quad (4.3.35a)$$

$$V_n^2 = -Z_{nk}^2 I_{a1} = \frac{Z_{nk}^2 E_{a1}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \quad (4.3.35b)$$

$$V_n^0 = 0 \quad \text{para toda } n. \quad (4.3.35c)$$

Los voltajes de fase en los demás buses debidos a una falla en el bus  $k$  son:

$$[V_n^{abc}] = [A][V_n^{012}] \quad (4.3.36)$$

Las corrientes por fase entre el bus  $i$  e  $j$  debidas a una falla en el bus  $k$  son:

$$[I_{i-j}^{abc}] = [A] [I_{i-j}^{012}] \quad (4.3.37)$$

donde:

$$[I_{i-j}^{012}] = \begin{bmatrix} (V_{i-j}^0) / Z_{i-j}^0 \\ (V_{i-j}^1) / Z_{i-j}^1 \\ (V_{i-j}^2) / Z_{i-j}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (V_i^0 - V_j^0) / Z_{i-j}^0 \\ (V_i^1 - V_j^1) / Z_{i-j}^1 \\ (V_i^2 - V_j^2) / Z_{i-j}^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.38)$$

Las impedancias  $Z_{i,j}$  son tomadas de la red de reactivas de la secuencia indicada por el superíndice.

#### FALLA DE DOS LÍNEAS A TIERRA

Para el estudio de la falla de doble línea a tierra considérese la siguiente figura (4.3-9), la cual ilustra un sistema de potencia cuando ocurre una falla de este tipo.

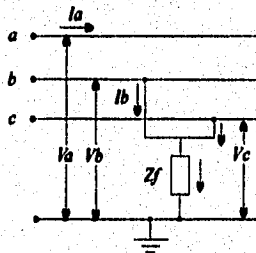


Fig. 4.3-9 Representación de un sistema eléctrico de potencia cuando ocurre una falla de doble línea a tierra.

Cuando sucede este tipo de falla se deben de tomar en cuenta las siguientes condiciones de falla:

$$I_k^a = 0 \quad (4.3.39)$$

$$V_k^b = V_k^c \quad (4.3.40)$$

$$V_k^b = (I_k^b + I_k^c) Z_f \quad (4.3.41)$$

las corrientes en las fases en el bus de falla  $k$  son:

$$[I_k^{abc}] = [A] [I_k^{012}] \quad (4.3.42)$$

De las ecuaciones (4.3.39) y (4.3.42) resulta lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_k^0 \\ I_k^1 \\ I_k^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.43)$$

Los voltajes de fase en el bus de falla A son:

$$[V_k^{abc}] = [A] [V_k^{012}] \quad (4.3.44a)$$

$$[V_k^{abc}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k^0 \\ V_k^1 \\ V_k^2 \end{bmatrix} \quad (4.3.44b)$$

De (4.3.44b) resulta:

$$V_k^b = V_k^0 + a^2 V_k^1 + a V_k^2 \quad (4.3.45)$$

$$V_k^c = V_k^0 + a V_k^1 + a^2 V_k^2 \quad (4.3.46)$$

De (4.3.40), (4.3.45) y (4.3.46) se obtiene:

$$V_k^1 = V_k^2 \quad (4.3.47)$$

De (4.3.41), (4.3.43) y (4.3.45) resulta:

$$V_k^0 + a^2 V_k^1 + a V_k^2 = (I_k^0 + a^2 I_k^1 + a I_k^2 + I_k^0 + a I_k^1 + a^2 I_k^2) Z_f \quad (4.3.48)$$

De (4.3.47) y (4.3.48) se tiene lo siguiente:

$$V_k^0 - V_k^1 = [2I_k^0 - I_k^1 - I_k^2] Z_f \quad (4.3.49)$$

De (4.3.43) se obtiene:

$$I_k^0 = -I_k^1 - I_k^2 \quad (4.3.50)$$

De (4.3.49) y (4.3.50):

$$V_k^0 - V_k^1 = 3I_k^0 Z_f \quad (4.3.51)$$

$$\text{Si } Z_f = 0 \Rightarrow V_k^0 = V_k^1$$

De acuerdo con (4.3.43):

$$I_k^0 + I_k^1 + I_k^2 = 0 \quad (4.3.52)$$

Puesto que:

$$V_k^0 = -I_k^0 Z_{kk}^0 \quad (4.3.53)$$

sustituyendo (4.3.53) en (4.3.51) resulta lo siguiente:

$$I_k^0 = -\frac{V_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} \quad (4.3.54)$$

Como  $V_k^1 = E_k^1 - I_k^1 Z_{kk}^1$  tenemos que:

$$I_k^1 = \frac{E_k^1 - V_k^1}{Z_{kk}^1} \quad (4.3.55)$$

Además  $V_k^2 = -I_k^2 Z_{kk}^2$

En donde:

$$I_k^2 = -\frac{V_k^2}{Z_{kk}^2} = -\frac{V_k^1}{Z_{kk}^2} \quad (4.3.56)$$

Combinando las ecuaciones (4.3.52), (4.3.54), (4.3.55) y (4.3.56), se obtiene:

$$-\frac{V_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} + \frac{E_k^1 - V_k^1}{Z_{kk}^1} - \frac{V_k^1}{Z_{kk}^2} = 0 \quad (4.3.57)$$

Despejando a  $V_k^1$

$$V_k^1 = \frac{\frac{E_k^1}{Z_{kk}^1}}{\frac{1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} + \frac{1}{Z_{kk}^1} + \frac{1}{Z_{kk}^2}} \quad (4.3.58)$$

$$V_k^1 = \frac{(Z_{kk}^0 + 3Z_f)Z_{kk}^2 E_k^1}{\Delta} \quad (4.3.59)$$

donde:

$$\Delta = Z_{kk}^1 Z_{kk}^2 + Z_{kk}^1 (3Z_f + Z_{kk}^0) + Z_{kk}^2 (3Z_f + Z_{kk}^0)$$

En estas condiciones, las corrientes de secuencia en el bus  $k$  de falla son:

$$[i_k^{012}] = \begin{bmatrix} -\frac{V_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} \\ \frac{E_k^1 - V_k^1}{Z_{kk}^1} \\ -\frac{V_k^2}{Z_{kk}^2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{Z_{kk}^2}{\Delta} E_k^1 \\ \frac{Z_{kk}^2 + 3Z_f + Z_{kk}^0}{\Delta} E_k^1 \\ \frac{3Z_f + Z_{kk}^0}{\Delta} E_k^1 \end{bmatrix} \quad (4.3.60)$$

Las corrientes de fase en el bus  $k$  de falla son:

$$[i_r^{abc}] = [A][i_k^{012}] \quad (4.3.61)$$

Los voltajes de secuencia en el bus  $n$  ( $n \neq k$ ) debidos a una falla en el bus  $k$  son:

$$[V_n^{012}] = \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 \\ E_k^1 - Z_{nk}^1 \\ -Z_{nk}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{Z_{kk}^2}{\Delta} E_k^1 \\ \frac{\Delta - Z_{kk}^1 (Z_{kk}^2 + 3Z_f Z_{kk}^0)}{\Delta} E_k^1 \\ \frac{Z_{kk}^2 (3Z_f + Z_{kk}^0)}{\Delta} E_k^1 \end{bmatrix} \quad (4.3.62)$$

Las contribuciones de corriente de la fase A que circulan del bus  $i$  al bus  $j$  son:

$$[i_{i-j}^{abc}] = [A][i_{i-j}^{012}] \quad (4.3.63)$$

Donde las componentes de secuencia de la corriente de la fase A que circulan del bus  $i$  al bus  $j$  son:

$$[i_{i-j}^{012}] = \begin{bmatrix} \frac{V_{i-j}^0}{Z_{i-j}^0} \\ \frac{V_{i-j}^1}{Z_{i-j}^1} \\ \frac{V_{i-j}^2}{Z_{i-j}^2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V_i^0 - V_j^0}{Z_{i-j}^0} \\ \frac{V_i^1 - V_j^1}{Z_{i-j}^1} \\ \frac{V_i^2 - V_j^2}{Z_{i-j}^2} \end{bmatrix} \quad (4.3.64)$$

donde  $Z_{i-j}^{012}$  son tomadas de la red de secuencias.

Todos los fallos estudiados en las secciones precedentes incluyen una impedancia de fallo debido a que esta es nula muy rara vez. Aunque los cortocircuitos directos entre las líneas y desde una o dos líneas a tierra proporcionan los valores más prudentes a utilizar en la determinación de los efectos de fallos previsibles, la mayor parte de los fallos son el resultado de arcos en los aisladores, donde la impedancia de línea y tierra depende de la resistencia del arco, de la misma torre y de su basamento, si no se utilizan cables de puesta a tierra. Las resistencias del basamento de la torre constituyen la mayor parte de la resistencia entre la línea y tierra, y depende de las condiciones del suelo. La resistencia de la tierra seca es de 10 a 100 veces la del terreno enfangado. De aquí calculando o estimando el valor de la corriente de fallo se determina con las ecuaciones deducidas anteriormente.

Los programas modernos de las computadoras digitales para calcular la corriente de falla comúnmente se basan en la matriz de las impedancias de barra (bus). Ordinariamente los tipos de fallos estudiados en un sistema eléctrico son trifásicos y simples línea a tierra. Puesto que las aplicaciones de los interruptores se hacen de acuerdo con la corriente asimétrica (aunque la falla trifásica se considera simétrica por los efectos que resultan de ella en las tres fases, incluye un valor de asimetría que depende del momento específico en que ocurre el fallo y de la relación X/R del sistema eléctrico en estudio) de corto circuito que debe interrumpir, esta corriente se calcula para los dos tipos de fallas.

El programa usa los datos de las líneas y de sus impedancias suministrados por el programa de estudio de cargas e incluye la reactancia para cada máquina que forman las matrices de impedancias de barra de secuencia cero y positiva. La red de secuencia negativa es la misma que la red de secuencia positiva. La impresión de resultados contiene las corrientes de falla totales y si se desea una mayor exactitud se incluyen las contribuciones de cada línea, como también las corrientes en las líneas distintas a las conectadas a la barra en fallo pues esta información puede fácilmente hallarse utilizando la información proporcionada por la matriz de impedancias de barra, y además se puede incluir los voltajes de barra durante el fallo.



### CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

#### V.1 CÁLCULO EMPLEANDO PAQUETERÍA DE FALLAS.

##### PASOS PARA EL ANÁLISIS DE FALLAS:

- 1) Definir tipo de falla.
- 2) Obtener el diagrama unifilar del sistema incluyendo todos los datos de sus elementos.
- 3) Normalizar los valores de impedancia.
- 4) Definir o calcular las impedancias de secuencia.
- 5) Elaborar los diagramas de secuencia de acuerdo con el tipo de falla.
- 6) Ubicar el punto de falla.
- 7) Obtener las impedancias de Thévenin (por el método de  $Z_{bus}$ ).
- 8) Calcular la corriente de falla.
- 9) Calcular aportaciones de corriente.
- 10) Calcular tensiones en los buses.
- 11) Dibujar diagrama trifilar.

El ejemplo siguiente nos permite manejar los conceptos vistos:

Se tiene un sistema eléctrico de potencia típico de una zona industrial, como se muestra en la figura 5.1-1, con los datos mostrados, realizar el análisis de fallas de acuerdo a los pasos vistos anteriormente.

Solución:

1) Definición del tipo de falla:

Falla trifásica y falla monofásica.

2) Se muestra a continuación el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia de una planta industrial:

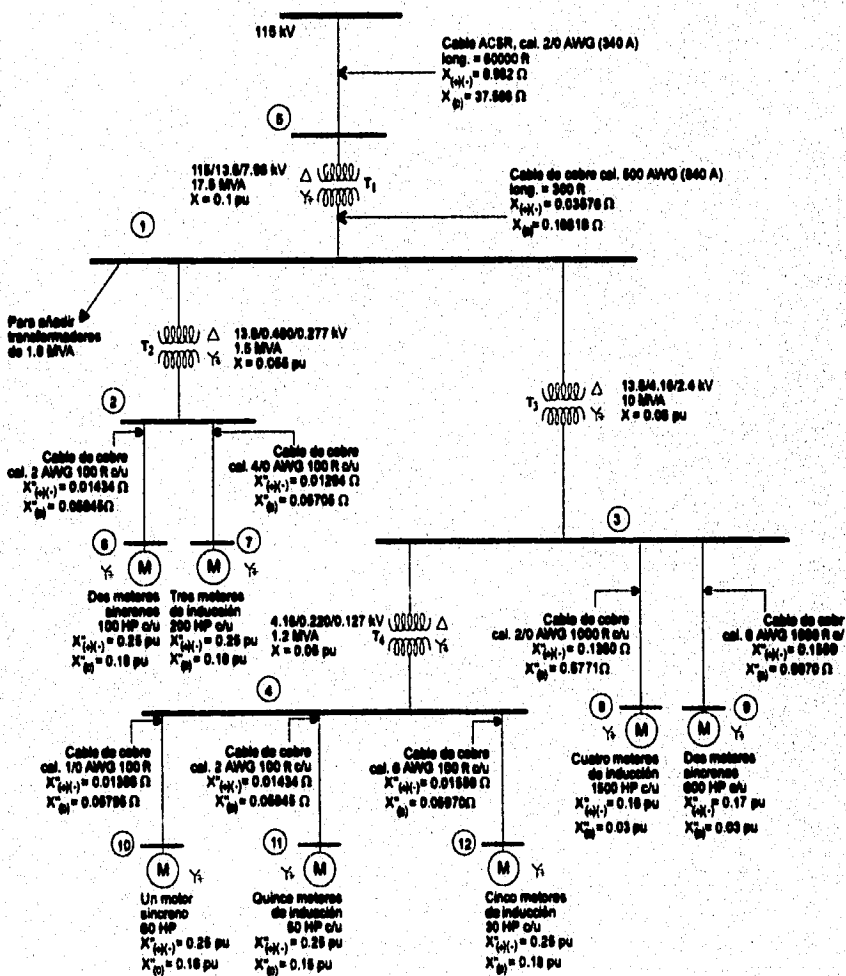


Fig. 5.1-1 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico industrial.

Nota:

Las barras 6 a la 12, físicamente no son buses, se toman para cuantificar la corriente de falla en las terminales de cada motor, la cual será la misma para todos aquellos motores de iguales características.

3) Normalización de los valores de impedancia.

Se procederá a calcular las impedancias de secuencia tomando como potencia base 30 MVA y voltaje base el voltaje del lado de A.T. o B.T. de cada transformador.

a) Línea de 115 kV:

$$I_{nomT1} = \frac{17.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (115 \text{ kV})} = 87.85 \text{ A}$$

De la tabla 5.1.1 un conductor de ACSR, calibre 6 AWG (100 A) es adecuado en cuanto a su capacidad de conducción de corriente, pero no es adecuado para la transmisión de potencia requerida por T1, por lo tanto de acuerdo a la figura 5.1-2 considerando que se recibe una potencia real de 17.5 MVA x 0.8 = 14 MW, (f.p. = 0.8(-)), con una regulación de 1.5% (ideal, para cálculo), y una longitud de 11.365 millas (60000 ft), obtenemos el calibre del conductor ACSR, el cual es 2/0 AWG.

- Characteristics of aluminum cable steel reinforced -

Circular Mils or A.W.G Aluminum	Aluminum			Steel		Outside Diameter Inches	Copper Equivalent Circular Mils or AWG	Aprox. Current Carrying Capacity, A
	Strands	Layers	Strand Diameter Inches	Strands	Strand Diameter Inches			
1113000	54	3	0.1436	19	0.0862	1.293	700000	1110
1033500	54	3	0.1384	7	0.1384	1.246	650000	1060
954000	54	3	0.1329	7	0.1329	1.196	600000	1010
900000	54	3	0.1291	7	0.1291	1.162	566000	970
874500	54	3	0.1273	7	0.1273	1.146	550000	950
795000	54	3	0.1214	7	0.1214	1.093	500000	900
795000	26	2	0.1749	7	0.1360	1.108	500000	900
795000	30	2	0.1628	19	0.0977	1.140	500000	910
715500	54	3	0.1151	7	0.1151	1.036	450000	830
715500	26	2	0.1659	7	0.1290	1.051	450000	840
715500	30	2	0.1544	19	0.0926	1.081	450000	840
666600	54	3	0.1111	7	0.1111	1.000	419000	800
...	...	...	...	...	...	...	...	...
266 800	6	1	0.2109	7	0.0703	0.633	3/0	460
4/0	6	1	0.1878	1	0.1878	0.563	2/0	340
3/0	6	1	0.1672	1	0.1672	0.502	1/0	300
2/0	6	1	0.1490	1	0.1490	0.447	1	270
1/0	6	1	0.1327	1	0.1327	0.398	2	230
1	6	1	0.1182	1	0.1182	0.355	3	200
2	6	1	0.1052	1	0.1052	0.316	4	180
2	7	1	0.0974	1	0.1299	0.325	4	180
3	6	1	0.0937	1	0.0937	0.281	5	160
4	6	1	0.0834	1	0.0834	0.250	6	140
4	7	1	0.0779	1	0.1029	0.257	6	140
5	6	1	0.0743	1	0.0743	0.223	7	120
6	6	1	0.0661	1	0.0651	0.198	8	100

Tabla 5.1.1 Características de líneas aéreas (ACSR).

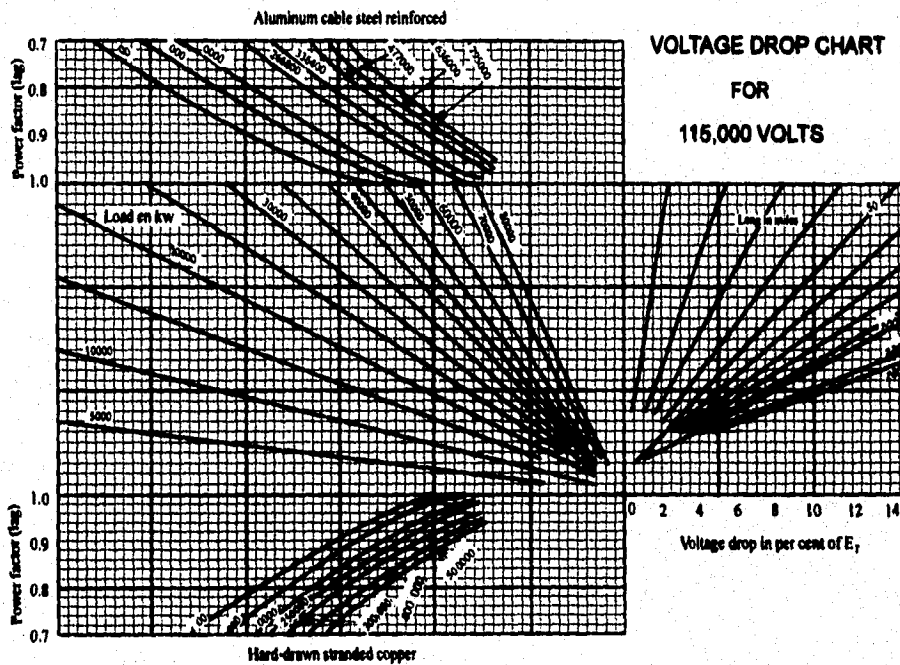


Fig. 5.1-2 Gráfica de caída de voltaje en líneas de transmisión (alta tensión) con conductores de cobre o aluminio reforzado con acero (A.C.S.R.) desnudos.

Nota.- Para encontrar el calibre del conductor que deberá emplearse en la línea de transmisión se sigue un procedimiento similar al siguiente:

- 1) Llevar una línea vertical en el punto del por ciento de regulación hasta interceptar la línea de longitud deseada.
- 2) De la intersección anterior llevar una horizontal a la izquierda hasta interceptar la línea de carga deseada.
- 3) De este último punto llevar una vertical hacia el f.p. del que se dispone (atrasado), y se encontrará una línea que cruce ese punto, o muy cerca de él, indicando el calibre del conductor (A.C.S.R. o cobre) buscado.

De la tabla 5.1.2 para un para un calibre 2/0 AWG, ACSR; las reactivancias de secuencia (+) y (-) son:

Sección MCM	$X_1 = X_2$	$X_0$
556.5	0.1148	0.5911
500	0.1192	0.5606
336.4	0.1206	0.5970
4/0	0.1433	0.6216
2/0	0.1497	0.6261
2	0.1612	0.6375
6	0.1627	0.6390

Notas:  
 1) Circuitos trifásicos con DMG de 4.69 ft.  
 2) Distancia de línea a neutro: 4 ft.  
 3) Resistividad del terreno de 100 Ohm-metro.

a)

Sección MCM	$X_1 = X_2$	$X_0$
500	0.1192	0.5606
250	0.1275	0.5686
4/0	0.1294	0.5705
2/0	0.1360	0.5771
1/0	0.1386	0.5795
2	0.1434	0.5845
6	0.1539	0.5970

Notas:  
 1) Circuitos trifásicos con DMG de 4.69 ft.  
 2) Distancia de línea a neutro: 4 ft.  
 3) Resistividad del terreno de 100 Ohm-metro.

b)

Tabla 5.1.2 Reactancias de secuencia en ohms por cada 1000 pies para conductores de: a) ACSR; b) Cobre.

$$X_{(+)(-)} = 0.1497 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

$$X_{(+)(-)} = 0.1497 \Omega \left( \frac{60000 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right) = 8.982 \Omega$$

$$Z_{base(115kV)} = \frac{115^2}{30} = 440.8333 \Omega$$

$$X_{(+)(-)} = \left( \frac{8.982 \Omega}{440.8333 \Omega} \right) = 0.0204 \text{ pu}$$

La reactancia de secuencia (0) es:

$$X_{(0)} = 0.6261 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

$$X_{(0)} = 0.6261 \Omega \left( \frac{60000 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right) = 37.566 \Omega$$

$$X_{(0)} = \left( \frac{37.566 \Omega}{440.8333 \Omega} \right) = 0.0852 \text{ pu}$$

b) Para la línea que conecta a T<sub>1</sub> con el bus 1:

$$I_{nomT_1} = \frac{175 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ kV})} = 732.147 \text{ A}$$

En este caso el calibre del conductor a seleccionar es calibre 450 AWG (cobre, 780 A), pero añadiendo un factor de seguridad de 10% obtenemos  $I_{cable} = 805 \text{ A}$  (mín.); de la tabla 5.1.3 el calibre del conductor es 500 AWG.

- Characteristics of copper conductors, hard draw, 97.3 % conductivity -

Size del conductor Circular mils A.W.G.		Number of Strands	Diameter of Individual Strands Inches	Outside diameter Inches	Approx. Current Carrying Capacity Amps.
700000	...	37	0.1375	0.963	1040
600000	...	37	0.1273	0.891	940
500000	...	37	0.1162	0.814	840
450000	...	19	0.1539	0.770	780
400000	...	19	0.1451	0.726	730
211600	4/0	19	0.1055	0.528	480
167800	3/0	7	0.1548	0.464	420
133100	2/0	7	0.1379	0.414	360
105300	1/0	7	0.1228	0.368	310
83690	1	3	0.1670	0.360	270
66370	2	7	0.0974	0.292	230
52630	3	7	0.0867	0.260	200

Tabla 5.1.3 Características de líneas aéreas (cobre).

Para esta línea:

$$X_{(+)(-)} = 0.1192 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

$$X_{(+)(-)} = 0.1192 \Omega \left( \frac{300 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right) = 0.03576 \Omega$$

$$Z_{base(13.8 \text{ kV})} = \frac{13.8^2}{30} = 6.348 \Omega$$

$$X_{(+)(-)} = \left( \frac{0.03576 \Omega}{6.348 \Omega} \right) = 5.633 \times 10^{-3} \text{ pu}$$

$$X_{(0)} = 0.5606 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

$$X_{(0)} = 0.5606 \Omega \left( \frac{300 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \right) = 0.16818 \Omega$$

$$X_{(0)} = \left( \frac{0.16818 \Omega}{6.348 \Omega} \right) = 2.6493 \times 10^{-2} \text{ pu}$$

c) Para los transformadores:

$$T_1: X_1 = X_2 = X_0 = 0.10 \left( \frac{30}{17.5} \right) = 0.1714 \text{ pu}$$

$$T_2: X_1 = X_2 = X_0 = 0.055 \left( \frac{30}{1.5} \right) = 1.1000 \text{ pu}$$

$$T_3: X_1 = X_2 = X_0 = 0.060 \left( \frac{30}{10} \right) = 0.1800 \text{ pu}$$

$$T_4: X_1 = X_2 = X_0 = 0.050 \left( \frac{30}{1.2} \right) = 1.2500 \text{ pu}$$

d) Para los motores:

Bus 2: Motores síncronos, 100 HP, 0.480 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.25 \left( \frac{30}{0.1} \right) = 75 \text{ pu} ; X_0 = 0.10 \left( \frac{30}{0.1} \right) = 54 \text{ pu}$$

Motores de inducción, 200 HP, 0.480 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.25 \left( \frac{30}{0.2} \right) = 37.5 \text{ pu} ; X_0 = 0.10 \left( \frac{30}{0.2} \right) = 27 \text{ pu}$$

Bus 3:

Motores de inducción, 1500 HP, 4.16 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.16 \left( \frac{30}{15} \right) = 3.2 \text{ pu} ; X_0 = 0.03 \left( \frac{30}{15} \right) = 0.6 \text{ pu}$$

Motores síncronos 600 HP, 4.16 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.17 \left( \frac{30}{0.6} \right) = 8.5 \text{ pu} ; X_0 = 0.03 \left( \frac{30}{0.6} \right) = 1.5 \text{ pu} \quad **$$

Bus 4:

Motores de inducción, 50 HP, 0.220 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.25 \left( \frac{30}{0.05} \right) = 150 \text{ pu} ; X_0 = 0.18 \left( \frac{30}{0.05} \right) = 108 \text{ pu} \quad *$$

Motores de inducción, 30 HP, 0.220 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.25 \left( \frac{30}{0.03} \right) = 250 \text{ pu} ; X_0 = 0.18 \left( \frac{30}{0.03} \right) = 180 \text{ pu} \quad *$$

Motor síncrono, 60 HP, 0.220 kV.

$$X_1 = X_2 = 0.25 \left( \frac{30}{0.06} \right) = 125 \text{ pu} ; X_0 = 0.18 \left( \frac{30}{0.06} \right) = 90 \text{ pu} \quad *$$

\* De tablas; valores típicos.

\*\* Para motores de alta velocidad.

Temperatura máxima del aislamiento	60 °C		75 °C	
	THWN, RUW, T, TW, TWD, MTW		RH, RHW, RUH, THW, THWN	
Tipos				
Calibre AWG, MCM	Cable en tubería	AJ aire	Cable en tubería	AJ aire
14	15	20	15	20
12	20	25	20	25
10	30	40	30	40
8	40	55	45	65
6	55	80	65	95
4	70	105	85	125
3	80	120	100	145
2	95	140	115	170
1	110	165	130	195
0	125	195	150	230
00	145	225	175	265
000	165	260	200	310
0000	195	300	230	360
250	215	340	255	405
300	320	515	380	620

Tabla 5.1.4 Capacidad de corriente [A] de conductores de cobre aislados.

e) Cálculo del calibre de conductores que alimentan a los motores \*\*\*

Bus 2:

$$\text{Motor 100 HP: } I_{nom} = \frac{100HP(746w)}{\sqrt{3}(480v)(0.9)(0.8)} = 124.625 A$$

De aquí el calibre del conductor es 2 AWG de cobre para c/u. (De la tabla 5.1.4).

De la tabla 5.1.2:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1434 \Omega$  ;  $X_{(0)} = 0.5845 \Omega$  por cada 1000 ft

Para 100 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.01434 \Omega$  ;  $X_{(0)} = 0.05845 \Omega$

$$Z_{base(480V)} = \frac{0.48^2}{30} = 7.68 \times 10^{-3} \Omega$$

Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1),(2)} = \left( \frac{0.01434 \Omega}{7.68 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 1.8672 pu ; X_0 = \left( \frac{0.05845 \Omega}{7.68 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 7.6107 pu$$

$$\text{Motor 200 HP: } I_{nom} = \frac{200HP(746w)}{\sqrt{3}(480v)(0.9)(0.8)} = 250 A$$

El calibre del conductor es 4/0 AWG, cobre.

$$X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1294 \Omega ; X_{(0)} = 0.5705 \Omega \text{ por cada 1000 ft}$$

Para 100 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.01294 \Omega$  ;  $X_{(0)} = 0.05705 \Omega$

Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1),(2)} = \left( \frac{0.01294 \Omega}{7.68 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 1.685 pu ; X_0 = \left( \frac{0.05705 \Omega}{7.68 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 7.428 pu$$

Bus 3:

$$\text{Motor 1500 HP: } I_{nom} = \frac{1500HP(746w)}{\sqrt{3}(4.16kV)(0.9)(0.8)} = 215.696 A$$

El calibre del conductor es 2/0 AWG, cobre.

$$X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1360 \Omega ; X_{(0)} = 0.5771 \Omega \text{ por cada 1000 ft}$$

Para 1000 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.136 \Omega$  ;  $X_{(0)} = 0.5771 \Omega$

$$Z_{base(4.16kV)} = \frac{4.16^2}{30} = 0.5769 \Omega$$



Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1),(2)} = \left( \frac{0.136 \Omega}{0.5769 \Omega} \right) = 0.236 \text{ pu} ; X_0 = \left( \frac{0.5771 \Omega}{0.5769 \Omega} \right) = 1.00 \text{ pu}$$

Motor 600 HP:  $I_{\text{nom}} = \frac{600 \text{ HP} (746 \text{ w})}{\sqrt{3} (4.16 \text{ kV}) (0.9) (0.8)} = 86.278 \text{ A}$

El calibre del conductor es 6 AWG (75°C), cobre.

$$X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1559 \Omega ; X_{(0)} = 0.5970 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

Para 1000 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1559 \Omega ; X_{(0)} = 0.5970 \Omega$

Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1),(2)} = \left( \frac{0.1559 \Omega}{0.5769 \Omega} \right) = 0.27 \text{ pu} ; X_0 = \left( \frac{0.5970 \Omega}{0.5769 \Omega} \right) = 1.00 \text{ pu}$$

Bus 4:

Motor 60 HP:  $I_{\text{nom}} = \frac{60 \text{ HP} (746 \text{ w})}{\sqrt{3} (0.22 \text{ kV}) (0.9) (0.8)} = 163.145 \text{ A}$

El calibre del conductor es 1/0 AWG, cobre.

$$X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1386 \Omega ; X_{(0)} = 0.5795 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

Para 100 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.01386 \Omega ; X_{(0)} = 0.05795 \Omega$

$$Z_{\text{base}(0.22 \text{ kV})} = \frac{0.22^2}{30} = 1.6133 \times 10^{-3} \Omega$$

Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1),(2)} = \left( \frac{0.01386 \Omega}{1.6133 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 8.591 \text{ pu} ; X_0 = \left( \frac{0.05795 \Omega}{1.6133 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 35.92 \text{ pu}$$

Motor 50 HP:  $I_{\text{nom}} = \frac{50 \text{ HP} (746 \text{ w})}{\sqrt{3} (0.22 \text{ kV}) (0.9) (0.8)} = 135.954 \text{ A}$

El calibre del conductor es 2 AWG, cobre.

$$X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1434 \Omega ; X_{(0)} = 0.5845 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

Para 100 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.01434 \Omega ; X_{(0)} = 0.05845 \Omega$

Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1)(2)} = \left( \frac{0.01434 \Omega}{1.6133 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 8.8886 \text{ pu} ; X_0 = \left( \frac{0.05845 \Omega}{1.6133 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 36.23 \text{ pu}$$

Motor 30 HP:  $I_{nom} = \frac{30 \text{HP} (746 \text{w})}{\sqrt{3} (0.22 \text{kV}) (0.9)} = 81.57 \text{ A}$

El calibre del conductor es 6 AWG (75 °C) de cobre.

$$X_{(1)} = X_{(2)} = 0.1559 \Omega ; X_{(0)} = 0.597 \Omega \text{ por cada } 1000 \text{ ft}$$

Para 100 ft:  $X_{(1)} = X_{(2)} = 0.01559 \Omega ; X_{(0)} = 0.0597 \Omega$

Referidos a la base seleccionada:

$$X_{(1)(2)} = \left( \frac{0.01559 \Omega}{1.6133 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 9.663 \text{ pu} ; X_0 = \left( \frac{0.0597 \Omega}{1.6133 \times 10^{-3} \Omega} \right) = 37.00 \text{ pu}$$

(\*\*\* Para efectos de cálculo  $\eta = 90\%$ , f.p. = 0.8 (-) para todos y cada uno de los motores mencionados).

#### 4) Definición de las impedancias de secuencia.

En la tabla 5.1.5 se muestran los resultados obtenidos para las reactancias de secuencias:

Tabla 5.1.5. Impedancias de secuencia.

Elemento	$X_1 = X_2$	$X_0$	$X_1 = X_2$	$X_0$
Línea de 115 kV para T <sub>1</sub>	0.0204	0.0852	Reactancias para la línea que conecta a los motores con el bus adecuado:	
Línea de 13.8 kV para T <sub>2</sub>	$5.633 \times 10^{-3}$	$2.6493 \times 10^{-3}$		
T <sub>1</sub>	0.1714	0.1714		
T <sub>2</sub>	1.1000	1.1000		
T <sub>3</sub>	0.1800	0.1800		
T <sub>4</sub>	1.2500	1.2500		
Bus (2): Motores síncronos 100 HP c/u	75.0	54.00	1.8672	7.6107
0.48 kV: Motores de inducción 200 HP c/u	37.5	27.00	1.685	7.428
Bus (3): Motores de inducción 1500 HP c/u	3.2	0.6000	0.236	1.00
4.16 kV: Motores síncronos 600 HP c/u	8.5	1.5000	0.270	1.00
Bus (4): Motores de inducción 50 HP c/u	150.0	108.00	8.8886	36.23
0.22 kV: Motores de inducción 30 HP c/u	250.0	180.00	9.663	37.00
Motor síncrono 60 HP	125.0	90.00	8.591	35.92

#### 5) Elaboración de los diagramas de secuencia de acuerdo con el tipo de falla.

Diagrama de reactancias en pu; secuencias (+) y (-):

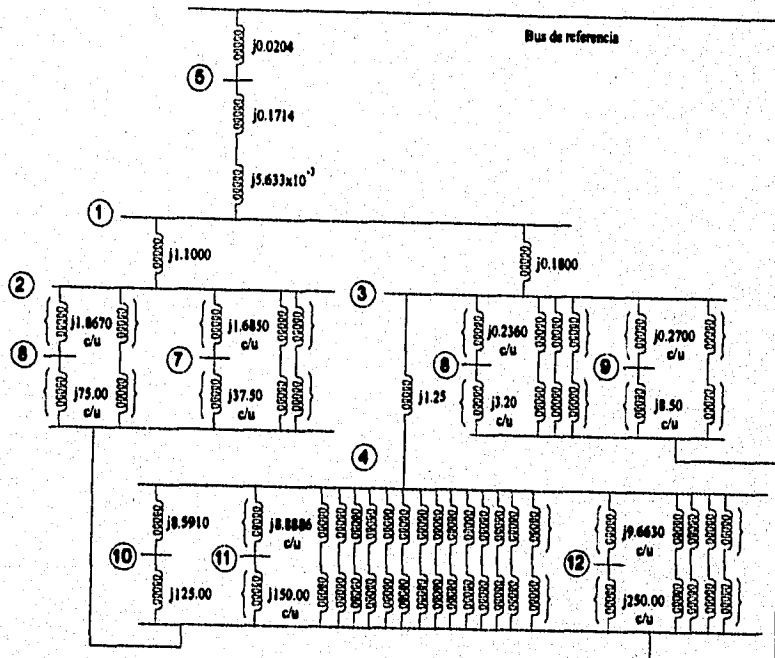


Diagrama de reactancias en pu; secuencia (0):

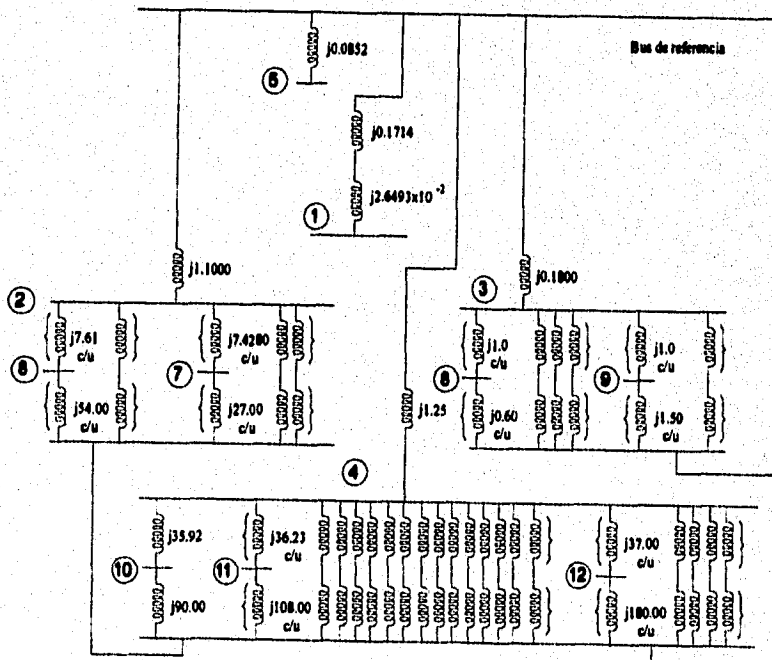


Diagrama de secuencias (+), (-); primera reducción:

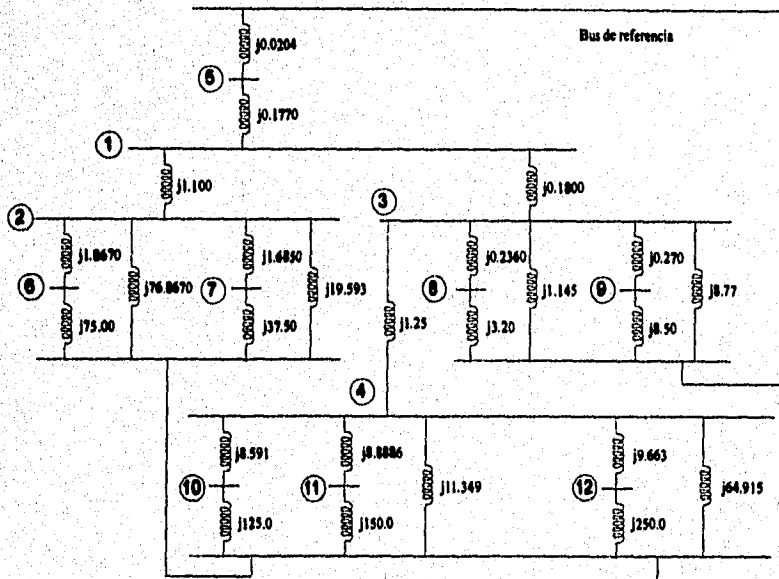
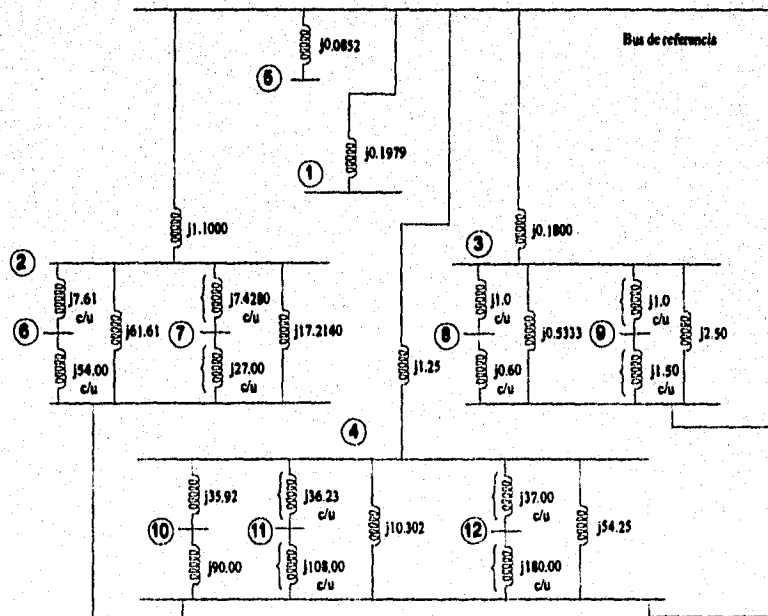
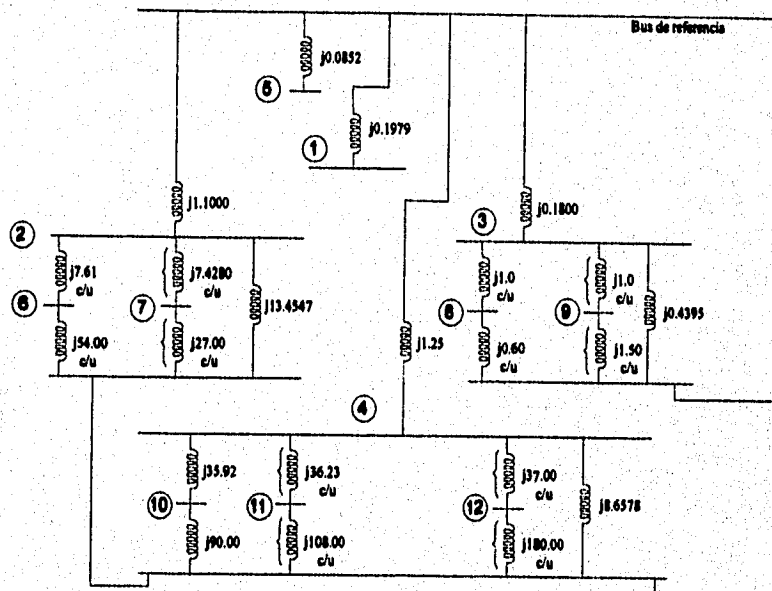


Diagrama de secuencia (0); primera reducción:

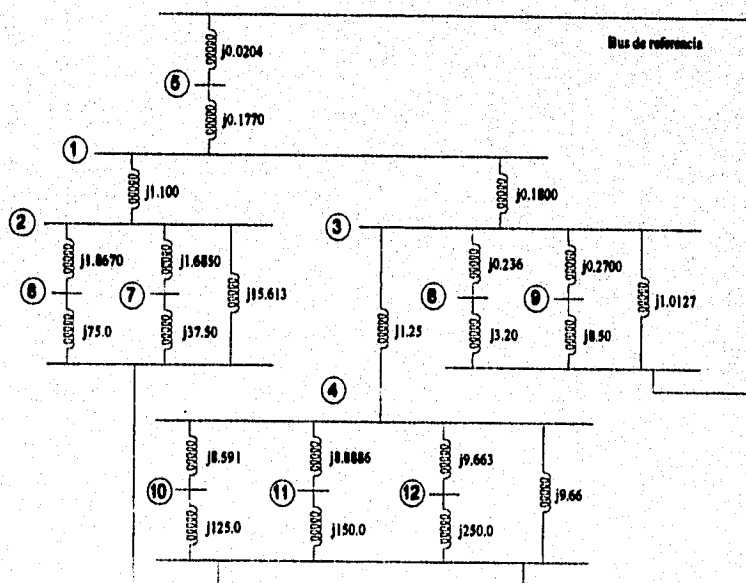


**Diagrama de secuencia (0); segunda reducción:**

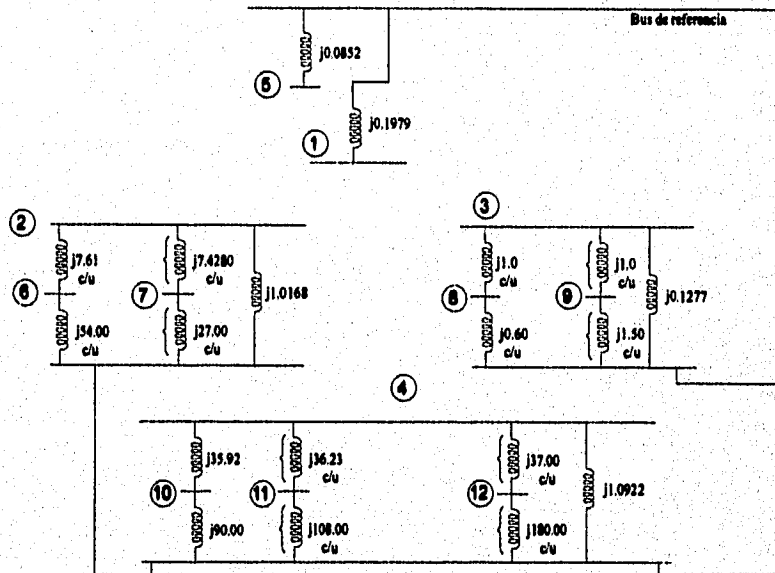


Finalmente los diagramas de secuencia quedan como sigue:

Secuencia positiva y negativa:



Secuencia cero:



6) Ubicación del punto de falla.

El cálculo de corto circuito se efectuará para todos los buses; tanto para la falla monofásica como para la falla trifásica.

7) Obtención las impedancias de Thévenin (por el método de  $Z_{bus}$ ).

Utilizando el programa computacional se obtienen los siguientes resultados:

Matriz de admitancias  $Y_{bus}$  secuencia (+)(-):

$$Y_{bus} = j \begin{pmatrix} -12.1144 & 0.9091 & 5.5556 & 0.000 & 5.6497 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.9091 & -2.1022 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.5356 & 0.5935 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 5.5556 & 0.0000 & -15.284 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 4.2373 & 3.7037 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -12359 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.1164 & 0.1125 & 0.1035 \\ 5.6497 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -54.6693 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.5356 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.549 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.5935 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.6201 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 4.2373 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -4.5498 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 3.7037 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -3.8214 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.1164 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.1244 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.1125 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.1192 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.1035 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & 0.0000 & -0.1075 \end{pmatrix}$$

Matriz de impedancias  $Z_{bus}$  secuencia (+),(-):

$Z_{bus} = j$	0.1578	0.1418	0.1243	0.1079	0.0163	0.1383	0.1357	0.1157	0.1205	0.1010	0.1019	0.1039
	0.1418	1.1159	0.1117	0.0970	0.0147	1.0888	1.0679	0.1040	0.1082	0.0908	0.0916	0.0934
	0.1243	0.1117	0.2397	0.2081	0.0128	0.1090	0.1069	0.2232	0.2323	0.1948	0.1965	0.2004
	0.1079	0.0970	0.2081	1.2264	0.0112	0.0946	0.0928	0.1938	0.2017	1.1849	1.1955	1.2192
	0.0163	0.0147	0.0128	0.0112	0.0200	0.0143	0.0140	0.120	0.0124	0.0104	0.0105	0.0107
	0.1383	1.0888	0.1090	0.0946	0.0143	2.8840	1.0420	0.1015	0.1056	0.0885	0.0893	0.0911
	0.1357	1.0679	0.1069	0.0928	0.0140	1.0420	2.6345	0.0995	0.1036	0.0869	0.0876	0.0894
	0.1157	0.1040	0.2232	0.1938	0.0120	0.1015	0.0995	0.4277	0.2163	0.1814	0.1830	0.1866
	0.1205	0.1082	0.2323	0.2017	0.0124	0.1056	0.1036	0.2163	0.4868	0.1888	0.1905	0.1942
	0.1010	0.0908	0.1948	1.1849	0.0104	0.0885	0.0869	0.1814	0.1888	9.1473	1.1186	1.1408
	0.1019	0.0916	0.1965	1.1955	0.0105	0.0893	0.0876	0.1830	0.1905	1.1186	9.5200	1.1510
	0.1039	0.0934	0.2004	1.2192	0.0107	0.0911	0.0894	0.1866	0.1942	1.1408	1.1510	10.4773

Matriz de admitancias  $Y_{bus}$  secuencia (0):

$Y_{bus} = j$	-5.0531	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	-12.495	0.0000	0.0000	0.0000	0.1314	0.1346	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	-9.8309	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	-0.9981	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0278	0.0276	0.0270
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-11.7371	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.1314	0.0000	0.0000	0.0000	-0.1499	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.1346	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.1717	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-2.6667	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-1.6667	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0278	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0390	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0276	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0369	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0270	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0326

Matriz de impedancias  $Z_{bus}$  secuencia (0):

$Z_{bus} = j$	0.1479	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.9720	0.0000	0.0000	0.0000	0.8520	0.7623	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.1129	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0423	0.0678	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	1.0694	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7644	0.8008	0.881
	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0852	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.8520	0.0000	0.0000	0.0000	7.4168	6.6882	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.7623	0.0000	0.0000	0.0000	6.6882	6.4232	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0423	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3909	0.0234	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0678	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0234	0.6407	0.0000	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000	0.0000	0.7644	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	26.2198	0.5724	0.630
	0.0000	0.0000	0.0000	0.8008	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.5724	27.7288	0.663
	0.0000	0.0000	0.0000	0.8871	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0634	0.6643	31.421

8) Cálculo de la corriente de falla.

Para el cálculo de cortocircuito se utilizan las siguientes bases para las corrientes de falla:

$$I_{base(115kV)} = \frac{30 MVA}{\sqrt{3} (115kV)} = 150.613 A$$

$$I_{base(13.8kV)} = \frac{30 MVA}{\sqrt{3} (13.8kV)} = 1255.11 A$$

$$I_{base(4.16kV)} = \frac{30 MVA}{\sqrt{3} (4.16kV)} = 4163.584 A$$

$$I_{base(0.48kV)} = \frac{30 MVA}{\sqrt{3} (0.48kV)} = 36084.392 A$$

$$I_{base(0.22kV)} = \frac{30 MVA}{\sqrt{3} (0.22kV)} = 78729.582 A$$

Utilizando el programa computacional se obtienen los siguientes resultados:

Tipo de falla [A]	3Ø		1Ø	
	pu	[A]	pu	[A]
$I_{R(1)}$	-6.3377	-7954.762	-5.8426	-7333.105
$I_{R(2)}$	-0.8962	-32338.832	-0.9364	-33789.424
$I_{R(3)}$	-4.1724	-17372.137	-5.0654	-21090.218
$I_{R(4)}$	-0.7897	-62172.751	-0.8328	-65565.995
$I_{R(5)}$	-50.0578	-7539.355	-23.9705	-3610.268
$I_{R(6)}$	-0.3467	-12510.458	-0.2275	-8209.199
$I_{R(7)}$	-0.3796	-13697.635	-0.2566	-9259.254
$I_{R(8)}$	-2.3383	-9735.708	-2.4073	-10022.995
$I_{R(9)}$	-2.0541	-8552.417	-1.8584	-7737.604
$I_{R(10)}$	-0.1093	-8605.143	-0.0674	-5306.373
$I_{R(11)}$	-0.1050	-8266.606	-0.0641	-5046.566
$I_{R(12)}$	-0.0954	-7510.802	-0.0573	-4511.205

Tabla 5.1-6 Resultados obtenidos computacionalmente.

Tipo de falla [A]	Referidas a 13.8 kV :			
	3Ø	1Ø	3Ø	1Ø
$I_{R(1)}$	7954.762	7333.105	7954.762	7333.105
$I_{R(2)}$	32338.832	33789.424	1124.828	1175.284
$I_{R(3)}$	17372.137	21090.218	5236.818	6357.630
$I_{R(4)}$	62172.751	65565.995	991.159	1045.254
$I_{R(5)}$	7539.355	3610.268	62827.958	30085.566
$I_{R(6)}$	12510.458	8209.199	435.146	285.537
$I_{R(7)}$	13697.635	9259.254	476.439	322.071
$I_{R(8)}$	9735.708	10022.995	2934.822	3021.424
$I_{R(9)}$	8552.417	7737.604	2578.037	2332.495
$I_{R(10)}$	8605.143	5306.373	137.183	84.594
$I_{R(11)}$	8266.606	5046.566	131.786	80.452
$I_{R(12)}$	7510.802	4511.205	119.737	71.917

Tabla 5.1-7 Resumen de fallas.

- Para efectos de cálculo de coordinación de protección; los siguientes pasos se omiten.



## V.2 COORDINACIÓN Y PROTECCIÓN PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS

### V.2.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO APROPIADO Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

#### CONCEPTOS BÁSICOS

Las fallas en los sistemas eléctricos se clasifican en temporales o permanentes. Una falla temporal es aquella que puede ser librada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones; p. ej. los arcos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, o a contactos temporales de conductores debido a fuertes vientos o sismos. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con que el circuito se desenergiza, p. ej. si dos o más conductores en un sistema eléctrico se juntan debido a rotura de postes, cruceta o los mismos conductores, la falla será permanente.

Si un circuito eléctrico fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad (continuidad en el servicio) que son inaceptables. Para incrementar este nivel existen dos opciones:

- a) Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- b) Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

#### FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

##### a) Aislar fallas permanentes.

Esta es la primera función del sistema de protección, aislando fallas permanentes de secciones no falladas del sistema eléctrico.

##### b) Minimizar el número de fallas permanentes.

La segunda función del sistema de protección es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente. Cuando la función se realiza exitosamente sólo habrá una falta de energía transitoria si el dispositivo de protección (p. ej. un interruptor de potencia) es automáticamente restaurado para reenergizar el circuito.

##### c) Minimizar el tiempo de localización de fallas.

Para reducir el tiempo requerido, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser cuidadosamente coordinados, para que sólo el dispositivo más cercano a la parte con falla permanente opere a la posición de bloqueo.

##### d) Prevenir contra daño al equipo.

La cuarta función es prevenir contra daño al equipo no fallado (barras conductoras, cables, transformadores, etc.). Todos los elementos del sistema alimentador tienen una curva de daño, de tal forma que si se excede de ésta, la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. El tiempo que dure la falla y la corriente que lleva consigo, combinadas, definen la curva de daño. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

**e) Minimizar las fallas internas de los equipos.**

Esta función consiste en minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitores. Una falla disruptiva debido a arcos de alta energía es aquella que causa grandes presiones, fuego, o cantidades excesivas de líquido en las partes internas, que es expulsado del interior de los equipos; utilizando fusibles limitadores de corriente puede ser minimizada la probabilidad de fallas internas.

**f) Minimizar los accidentes mortales.**

La última función del sistema de protección es desenergizar conductores en sistemas de distribución aéreos que se queman y caen a tierra sin hacer contacto con ésta; bajo estas condiciones, la resistencia a tierra puede ser muy elevada y la corriente asociada puede ser ligeramente mayor que la corriente de carga normal, obligando a los dispositivos de protección a operar en condiciones similares a la sobrecarga, protegiendo además al personal cercano a la falla.

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

- **Seguridad.** El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga fría, armónicas, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.
- **Sensitividad.** El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que pueda realizar sus funciones; p. ej. el interruptor de potencia en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.
- **Selectividad.** Como se mencionó anteriormente sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar despejando la falla permanente.

## **V.2.2 CARACTERÍSTICAS DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN**

### **V.2.2.1 INTERRUPTORES**

Uno de los dispositivos más importantes en los sistemas eléctricos es el interruptor; en los sistemas de distribución y utilización de la energía éste se puede clasificar por su tensión en interruptores de mediana y baja tensión. Se puede definir en forma general como un dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debidas a fallas en el sistema. Su operación automática se lleva a efecto por medio de relevadores, que son los encargados de senaar las condiciones de operación del sistema; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir. Estas señales pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática. La interrupción del arco producido por estas corrientes puede llevarse a cabo por medio de:

- Aceite.
- Vacío.
- Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).
- Soplo de aire.
- Soplo de aire-magnético.

Los interruptores tiene un mecanismo de almacenamiento de energía que le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida totalmente, este mecanismo puede ser de los siguientes tipos:

- Neumático (aire comprimido).
- Hidráulico (nitrógeno comprimido).
- Neumático-hidráulico (combinación).
- Mecanismo de resorte.

En la tabla 5.2.1 se resumen los valores nominales de interruptores empleados en sistemas de distribución y utilización de energía eléctrica, donde el voltaje máximo se debe entender como el valor máximo de tensión al cual el interruptor puede operar y la corriente nominal de operación continua se define como la que puede soportar el equipo sin exceder la elevación de temperatura permisible; además la corriente nominal de cortocircuito es el máximo valor de corriente (rms) simétrica que el interruptor puede abrir sin dañarse. Para interruptores de corrientes nominales de 1200 amperes y menores al ciclo de operación establecido es C0-15-C0, lo que significa que el interruptor puede cerrar con una falla simétrica de 20 kiloamperes, abrir, permanecer abierto durante 15 segundos, cerrar nuevamente y volver a abrir sin dañarse. Si se hace necesario que el interruptor recierre más veces o que los intervalos sean más cortos, será necesario consultar el catálogo del fabricante o bien la norma ANSI.37.07 que muestra tablas y ecuaciones que permiten calcular la reducción de capacidad para los intervalos nuevos establecidos.

Por ejemplo:

$$D = d_1(n-2) + d_1\left(\frac{15-t_1}{15}\right) + d_1\left(\frac{15-t_2}{15}\right) + \dots$$

$$R = 100 - D$$

donde:

- D = Factor de reducción %
- d<sub>1</sub> = Factor de cálculo.
- n = Número de operaciones.
- t<sub>1</sub> = Tiempo para el intervalo enésimo.
- R = Capacidad de recierre en %.

Por ejemplo, para un interruptor de 15.5 kV y 20 kA con un ciclo de recierres:

$$O + 0s + CO + 5s + CO$$

Su capacidad se verá reducida en el siguiente porcentaje (de la figura 5.2-1):

$$\begin{aligned} d_1 &= 3.3 \\ n &= 3 \\ t_1 &= 0 \\ t_2 &= 5 \end{aligned}$$

Tensión nominal sistema	Tensión nominal máxima	Corriente nominal a 60 Hz	Corriente cortocircuito a tensión nominal	Tiempo nominal de interrupción	Capacidad de interrupción máxima simétrica	Capacidad de recierre 1.6x I de corto circuito
kV, rms	kV, rms	Amp, rms	kA, rms	ciclos	kA, rms	kA, rms
7.2	8.25	800	20.0	5	20.0	32
14.4	15.50	800	12.5	5	12.5	20
14.4	15.50	1200	20.0	5	20.0	32
14.4	15.50	2000	20.0	5	20.0	32
14.4	15.50	1200	25.0	5	25.0	40
14.4	15.50	2000	25.0	5	25.0	40
14.4	15.50	1200	40.0	5	40.0	67
14.4	15.50	3000	63.0	8	63.0	101
23.0	23.80	1200	12.5	5	12.5	20
23.0	23.80	1200	20.0	5	20.0	32
23.0	25.80	1200	31.5	5	31.5	50
34.5	38.00	1200	31.5	5	20.0	32
34.5	38.00	1200	31.5	5	31.5	50
34.5	38.00	2000	31.5	5	31.5	50
34.5	38.00	1200	40.0	5	40.0	64
34.5	38.00	2000	40.0	5	40.0	64
46.0	48.30	1200	20.0	5	20.0	32
46.0	48.30	1200	31.5	5	31.5	50
46.0	48.30	2000	31.5	5	31.5	50
46.0	48.30	1200	40.0	5	40.0	64
46.0	48.30	2000	40.0	5	40.0	64
69.0	72.50	1200	20.0	5	20.0	32
69.0	72.50	1200	31.5	5	31.5	50
69.0	72.50	2000	31.5	5	31.5	50
69.0	72.50	2000	40.0	5	40.0	64

Tabla 5.2.1 Valores nominales para interruptores de servicio exterior.

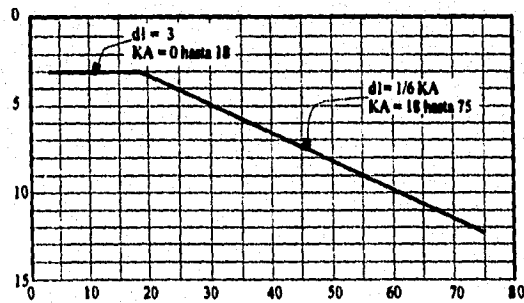


Fig 5.2-1 Factores de reducción de interruptores debido a recierres.

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$D = 3.3(3 - 2) + 3.3((15 - 0)/15) + 3.3((15 - 5)/15)$$

$$D = 8.8\%$$

$$R = 100 - 8.8 = 91.2\%$$

Por tanto la capacidad del interruptor será:

$$20 \times 0.912 = 18.24 \text{ kA}$$

que será la máxima corriente simétrica de cortocircuito que podrá soportar el equipo.

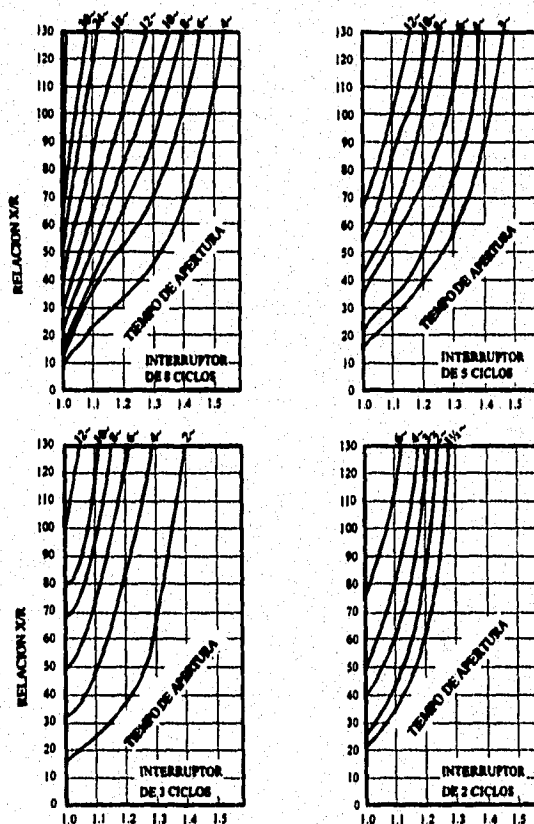


Fig. 5.2-2 Factores de multiplicación E/X amperes.

Cuando se trate de corrientes de falla asimétrica, también se deben hacer ajustes en la selección del interruptor. Por ejemplo, la figura (5.2-2) tabula los factores de multiplicación en función de la relación X/R del circuito donde se va instalar el interruptor. Por ejemplo, para un interruptor con un ciclo de apertura de 3 y un ciclo de cierre de sus contactos de 2, suponiendo una corriente de falla disponible de 18 kA para  $X/R = 30$ , se tendrá:

$$18 \times 1.15 = 20.70 \text{ kA.}$$

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y se extinga el arco una vez que éste recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque en algunos interruptores modernos en vacío ó SF<sub>6</sub> esto se logra en tres ciclos solamente; este tiempo debe sumarse al del relevador para determinar el tiempo total de apertura de los contactos del interruptor.

El tiempo de apertura es sumamente importante tanto para la coordinación como para la protección de los conductores y equipo.

El interruptor debe ser capaz de cerrar corrientes hasta 1.6 veces su capacidad nominal; este valor corresponde a un circuito con una relación X/R aproximada de 20. En caso de que el circuito tenga valores mayores deberá seleccionarse interruptores de capacidad interruptiva mayor. Por ejemplo, si un interruptor de 12.5 kA se aplica a un circuito con un nivel de falla de 12 kA y X/R = 50

$$\text{Capacidad de cierre} = (12.5)(1.6) = 20 \text{ kA}$$

$$\text{Corriente falla asimétrica} = (12)(1.675)^* = 20.1 \text{ kA}$$

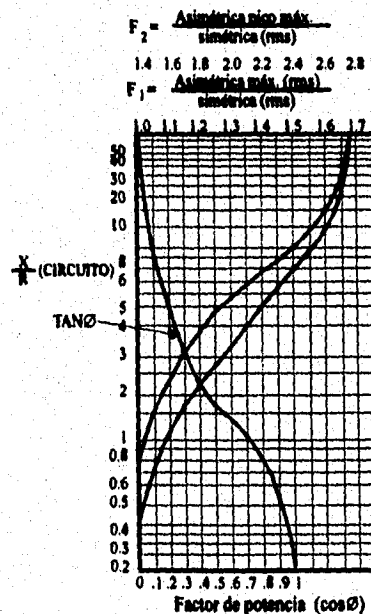


Fig 5.2-3 Factores de multiplicación (parámetros de asimetría).

En la última década se ha incrementado el empleo de interruptores de SF<sub>6</sub> y vacío en niveles de tensión de distribución debido principalmente a su confiabilidad, bajo mantenimiento y a que su costo se ha reducido considerablemente; el hexafluoruro de azufre es un gas no inflamable, su rigidez dieléctrica es varias veces mayor que la del aire a la misma presión, y a una presión de dos bars es igual a la del aceite, por lo que es un excelente aislante. Es un gas que tiene gran capacidad para interrumpir corrientes muy superior a la del aire y muchos gases.

\* (Dado que las normas de diseño y especificación de fusibles, interruptores y restauradores se basan en onda no simétrica completa, es necesario para estos casos utilizar los parámetros de asimetría o factores de multiplicación de la figura 5.2-3).

En el diagrama de la fig 5.2-4 se observa la diferencia relativa que hay entre el SF<sub>6</sub>, el aceite y el aire.

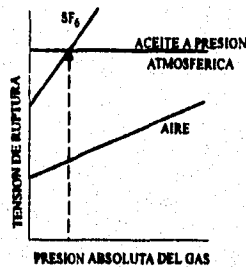


Fig. 5.2-4 Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF<sub>6</sub>.

El principio de extinción del arco en vacío ha sido ampliamente utilizado en equipos de potencia; el principio fundamental de los interruptores en vacío es que la extinción del arco se efectúa en un ambiente inerte, lo que permite un mantenimiento reducido en el interruptor. P. ej. a corriente nominal puede desconectarse 20000 veces y a plena capacidad de cortocircuito 100 veces, con desgaste mínimo en los contactos, recomendando un mantenimiento mínimo de lubricación en sus partes mecánicas. No se producen ni productos de descomposición ni efectos recíprocos con el ambiente, gracias al tubo de vacío cerrado herméticamente.

Otro de los avances que se ha logrado es el tipo de contactos o geometría de los mismos; ya que en realidad se hace girar el arco reduciendo la intensidad disruptiva. Al separarse los contactos, la corriente de desconexión produce un vapor metálico por efecto de la descarga del arco. A través de este vapor o plasma fluye la corriente hasta su primer paso por cero. El arco se extingue en las inmediaciones de este paso por cero y el plasma se condensa de nuevo en pocos microsegundos sobre la superficie de los contactos y sólo una décima parte se condensa en las paredes de la cámara. En el tramo de desconexión se restablece rápidamente la resistencia dieléctrica, desgastando los contactos en forma mínima. En la fig. 5.2-5 se muestra un diagrama de este tipo de interruptores.

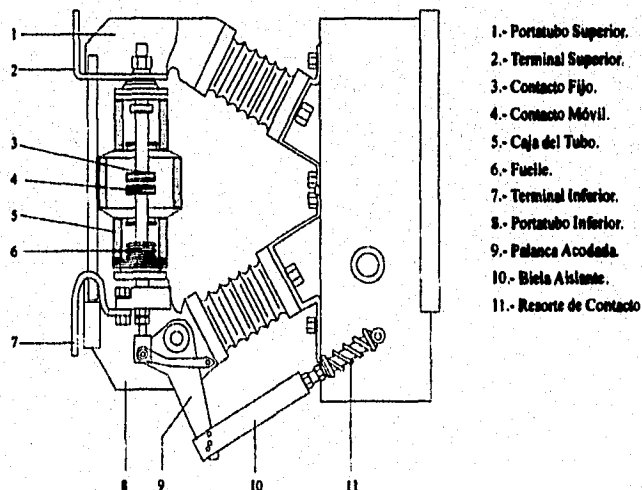


Fig. 5.2-5 Aspecto físico de un interruptor en vacío.

## V.2.3.2 RELEVADORES

### INTRODUCCIÓN.

Los sistemas de protección deben de diseñarse para operar con sentido accionando con rapidez a los relevadores de protección para limitar la extensión así como la duración de interrupción debido a fallas.

La protección con relevadores es muy importante en sistema industriales de potencia ya que estos pueden prevenir largas pérdidas de producción. Esta protección con relevadores se clasifica por la función que desempeñan. En términos generales, un relevador opera cuando detecta una sobrecorriente y actúa cuando la corriente excede un determinado valor.

Otro ejemplo; supóngase que se tiene una sobrecarga debida al sobrecalentamiento, el relevador interpreta la temperatura de una parte del sistema, cualquiera de la dos formas, directa ó indirectamente (como función de la corriente) o ambos, y opera cuando la temperatura está por encima de cierto valor predeterminado.

La selección de relevadores de protección requiere una protección que sea máxima, costo mínimo de equipo, protección segura, alta velocidad de operación, diseño sencillo, alta sensibilidad para detectar fallas, insensible para corrientes normales de carga, selectividad en aislar solo la parte en falla del sistema y capaz de operar oportunamente en condiciones severas de operación.

Los diversos tipos de relevadores de protección han sido identificados por la función que desempeñan.

### PRINCIPALES FUNDAMENTOS DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES.

Todo los relevadores operan bajo el mismo principio, es decir, operan cuando se les aplica uno ó más impulsos eléctricos (corriente eléctrica), con lo cual abren o cierran sus contactos, o en el caso de algunos relevadores de estado sólido, mediante el disparo de tiristores.

Los relevadores se clasifican en tres grupos principales:

- 1) ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.
- 2) INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.
- 3) ESTADO SÓLIDO.

Los tipos de relevadores operan por medio de señales, las cuales pueden ser de las siguientes fuentes:

- a) Tensión - Proveniente de los transformadores de potencial.
- b) Corriente - Proveniente de los transformadores de corriente.
- c) Mixtos - Reciben ambas señales al mismo tiempo.

### 1. RELEVADORES DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

Se compone por una bobina con un núcleo magnético que tiene un contacto móvil en uno de sus extremos; este relevador cierra sus contactos cuando el contacto móvil se desplaza junto con el núcleo (ver figuras 5.2-6 y 5.2-7).

En términos generales se puede decir que estos relevadores operan mediante la atracción magnética que ejerce un solenoide (tipo émbolo) ó por una armadura magnética tipo bisagra.



Es frecuente que este tipo de relevadores incluya derivaciones en su bobina con lo que se puede obtener un ajuste de la corriente mínima de operación (pick-up); estos relevadores operan con C.A. o C.D.

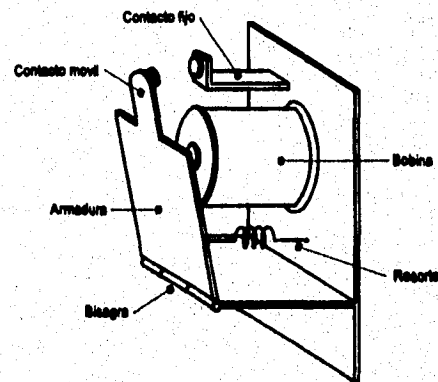


Fig. 5.2-6 Relevador tipo bisagra.

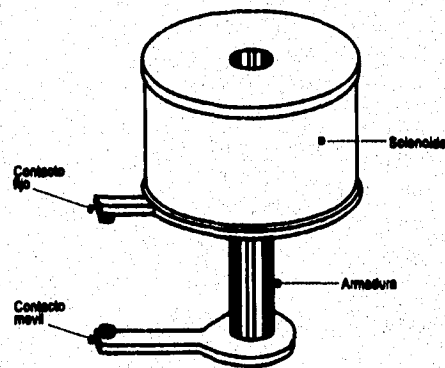


Fig. 5.3-7 Relevador tipo émbolo.

## 2. RELEVADORES DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La inducción electromagnética de los relevadores usan el principio del motor de inducción, por lo que se desarrolla un par mediante la inducción en el interior del rotor.

Este principio es usado en un Watthorímetro, donde el rotor se compone de un disco giratorio. La fuerza que se desarrolla actúa en el rotor y es resultado de la interacción del flujo electromagnético aplicado y el flujo producido por las corrientes de Eddy que son incluidas en el rotor.

Estos relevadores funcionan sólo con C.A., el rotor, que es el elemento que lleva el contacto móvil, trabaja con un resorte restrictorio, el cual está calibrado, lo cual hace que el disco regrese a su posición normal al cesar la fuerza del par (fig 5.2-8).

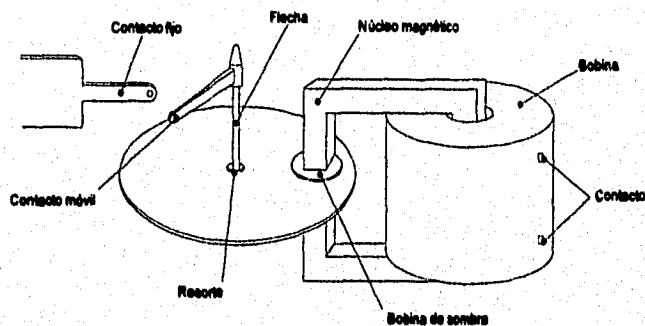


Fig. 5.2-8 Relevador tipo disco de inducción.

### 3. RELEVADORES DE ESTADO SÓLIDO

Como su nombre lo indica, este tipo de relevadores no contiene componentes o partes móviles, sino que emplea dispositivos semiconductores como transistores y tiristores, se componen de unidades lógicas las cuales funcionan con corriente baja y señales de voltaje de C.D., tienen 2 estados lógicos '0' y '1', generalmente operan con una tensión de 20 V.

Las tres partes que componen a un relevador de estado sólido son:

- Fuente de tensión de corriente directa con regulador.
- Rectificador de onda completa que proporciona una corriente de aproximadamente 0.001 del valor de la corriente secundaria en el transformador de corriente.
- Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo.

Una gran ventaja de estos relevadores sobre los demás tipos de relevadores es que los relevadores de estado sólido operan con gran rapidez (hasta  $\frac{1}{4}$  de ciclo), además son más resistentes a los impactos y sacudidas, son más precisos, tienen menos inercia debido a que tienen menos partes móviles, se puede realizar una coordinación más precisa con ellos, así como proporcionar una eficiente protección; requieren de un mantenimiento mínimo.

#### TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES.

Los relevadores se clasifican en base a su rapidez en los siguientes tipos:

- 1) RELEVADORES DE TIEMPO INSTANTÁNEO.- Operan en tiempos menores de 0.05 seg.
- 2) RELEVADORES DE ALTA VELOCIDAD.- Operan en tiempos menores a 0.1 seg.
- 3) RELEVADORES CON RETARDO DE TIEMPO.- Estos relevadores tienen un mecanismo de tiempo ajustable y variable; dentro de estos relevadores se encuentran los de inducción, estos relevadores se clasifican según la fig 5.2-9 en:

- Tiempo inverso.
- Tiempo muy inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.

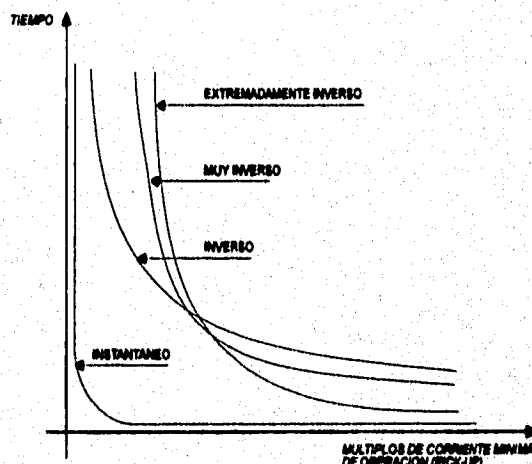


Fig. 5.3-9 Características tiempo-corriente de relevadores.

#### **Tiempo Inverso.**

Se usan en sistemas con grandes variaciones en las corrientes de C.C. o donde se tengan variaciones en el número de fuentes de alimentación. La curva de tiempo - corriente de estos relevadores es relativamente lineal, lo que significa una operación relativamente más rápida, son empleados donde el valor de la corriente de C.C. depende de la capacidad de la generación del sistema.

#### **Tiempo Muy Inverso.**

La curva de estos relevadores tienen una pendiente muy pronunciada, (véase la fig 5.2-9) lo que implica que son lentos para corrientes menores, pero rápidos para corrientes altas, estos relevadores son usados donde el valor de la corriente de C.C. depende de la posición relativa con respecto al lugar de falla pero no de la cercanía al sistema de generación.

#### **Tiempo Extremadamente Inverso.**

Su curva se caracteriza por poseer una pendiente aún más pronunciada que los dos anteriores, estos relevadores son usados en circuitos de distribución primaria, lo que significa que aceptan altas corrientes iniciales que son provocadas por los recierres, pero pese a éstos brindan una operación rápida cuando se manifiesta una sobrecorriente de cortocircuito.

Los diversos tipos de protección han sido identificados por la función que desempeñan mediante un número con el que se le asigna a cada tipo de relevadores; con la adición de una letra como sufijo cuando se necesita.

Estos tipos de relevadores aparecen listados en las Normas de la ANSI/IEEE C37.2-1979 y son empleados en diagramas, instructivos y manuales de especificaciones.

Se tiene una gran variedad de relevadores que se pueden emplear de acuerdo con la necesidad que se tenga, pero los más empleados aparecen listados en la tabla 5.2.2 donde aparece el número de tipo de relevador con su respectiva función que desempeña.

En la tabla 5.2.3 aparecen las letras empleadas como sufijos aplicadas para cada número. La combinación del dispositivo relevador en base a su función y la letra sufijo define el tipo de relevador de protección.

**TABLA 5.2.3**

<b>DISPOSITIVO RELEVADOR</b>	<b>FUNCIÓN DE PROTECCIÓN</b>
21	* Distancia.
25	* Sincronización.
27	* Bajo voltaje.
32	* Direccional de potencia.
40	* Pérdida de excitación (campo).
46	* Balance de fase (balance de corriente, corriente de secuencia (-)).
47	* Voltaje de secuencia de fase. (Voltaje de fase inverso).
49	* Térmico (generalmente debido a sobrecorriente).
50	* Sobrecorriente instantánea.
51	* Sobrecorriente de tiempo.
59	* Sobrevoltaje.
60	* Balance de voltaje (entre dos circuitos).
67	* Sobrecorriente direccional.
81	* Frecuencia (generalmente sobrefrecuencia).
87	* Diferencial.

**TABLA 5.2.3**

<b>LETRA (SUFIJO)</b>	<b>APLICACIÓN EN EL RELEVADOR</b>
A	Solo alarma.
B	Protección de bus.
G	Protección de falla a tierra (relevador con transformador de corriente en un sistema con neutro) o protección de generador.
GS	Protección de falla a tierra (relevador con transformador de corriente toroidal o tipo sensor de tierra).
L	Protección de líneas.
M	Protección de motores.
N	Protección de falla a tierra.
T	Protección de transformador.

## **RELEVADORES MAS UTILIZADOS EN SUBESTACIONES**

### **1. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.**

Estos relevadores son de los más empleados para protección en subestaciones eléctricas industriales, puesto que estos pueden tener un disparo instantáneo y temporizado. Poseen una bobina de corriente de 4 a 16 amperes (fase) y de 0.5 a 2 amperes (tierra).

En protecciones de sobrecorriente (SI) es común usar 2 relevadores con bobinas de 4 -16 amperes (para protección de fallas entre fases) y otro de mayor sensibilidad con bobina de 0.5 - 2 amperes (para protección de fallas a tierra). Estos relevadores se calibran para operar con señales de corriente que están por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido.

### **2. RELEVADORES A DISTANCIA.**

Estos relevadores funcionan en base a la comparación que existe entre la corriente de falla vista por el relevador, contra la tensión que suministra un transformador de potencia, con lo que es posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento que realiza la medición debe ser de alta velocidad o con retardo de medición que suministra un elemento de tiempo.

Generalmente la impedancia es la medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión hasta el punto de falla.

#### **Tipos de relevadores a distancia.**

*Tipo impedancia.*- Se emplea cuando se desea proteger de fallas entre las fases en líneas de longitud media, este relevador no es del tipo direccional, por lo cual se hace necesario implementarse un relevador direccional, con la finalidad de medir la impedancia en una sola dirección.

*Tipo de admittancia (mho)* -Estos relevadores son el resultado de una combinación de relevador de impedancia y relevador direccional, se emplea para proteger fallas entre fases o bien pérdidas de excitación en motores síncronos o generadores.

### **3. RELEVADOR DE VOLTAJE BAJO.**

Estos relevadores están contruidos de tal manera que están calibrados para cerrar sus contactos cuando el voltaje decrece con respecto a un valor fijo especificado.

Este relevador tiene varias aplicaciones, como por ejemplo puede operar una alarma o cargas sensibles de voltaje así como motores de inducción, siempre que el voltaje de línea caiga por debajo del valor calibrado, un relevador de bajo voltaje instantáneo con sus contactos conectados en serie con un relevador de retardo de tiempo de bajo voltaje puede también usarse para proporcionar un tiempo rápido de restablecimiento, así se previene la inercia del relé de retardo de tiempo del circuito de disparo; también el relé instantáneo de bajo voltaje es usado como un dispositivo para iniciar la acción de bloqueo cuando el voltaje cae por debajo de un valor seleccionado.

También estos relevadores pueden emplearse en función de protección, ya que puede usarse para proteger los dispositivos siguientes de fallas para que éstos puedan operar apropiadamente. Por ejemplo, un relevador de tiempo de retardo largo puede usarse para aislar un generador y sus auxiliares si la protección primaria fallara.

#### **4. RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE.**

Estos tipos de relevadores tienen la característica de que están calibrados para que cierren sus contactos cuando exista un incremento de voltaje por encima del valor especificado.

Las aplicaciones inmediatas de este relevador son como protección simple de sobrecarga de bus, es decir que el relevador se puede usar para operar una alarma o disparo de voltaje de cargas sensibles o circuitos en orden para protegerlos contra condiciones de sobrevoltaje, además puede usarse como circuito para detectar fallas a tierra; para realizar esto hay dos maneras de hacerlo, una es medir el voltaje de secuencia cero a través de la esquina de una delta abierta del secundario de tres transformadores de voltaje, estos son conectados en delta-estrella conectada al neutro; la otra forma de detectar fallas consiste en medir el voltaje actual a través del alto valor óhmico de resistencia, esta es conectada entre el neutro del sistema y tierra. El voltaje aparece a través del relevador (y la resistencia) durante una falla a tierra, que puede ser varias veces el voltaje de pickup, de tal forma que el relevador puede seleccionarse para operar en un tiempo específico.

#### **5. RELEVADOR DIRECCIONAL.**

Estos relevadores se emplean cuando se quiere interrumpir el flujo de una sobrecorriente en una sola dirección, éstos relevadores operan con voltaje y corriente, en estos relevadores es posible energizar un devanado con el voltaje del circuito, esto con el fin de polarizar la unidad, si se desea predeterminedar la dirección del flujo de la corriente, mientras que el otro devanado se energiza con la corriente deseada.

Este relevador se energiza mediante 2 fuentes separadas, compara magnitudes ó ángulos de fase y principalmente diferencian el sentido de las corrientes; se tienen 3 tipos de estos relevadores:

- 1) Relevador Corriente - Corriente.- Funciona mediante la comparación de dos señales de corriente de distintas fuentes de alimentación.
- 2) Relevador Corriente - Tensión.- Funciona por comparación de una señal de voltaje y una de corriente.
- 3) Relevador Tensión - Tensión.- Funciona comparando dos señales de dos tensiones de diferentes fuentes de alimentación. Estos relevadores son sensibles a corrientes de desequilibrio en condiciones de altas intensidades, que suceden cuando los errores de los transformadores de corriente son máximas.

Un ejemplo de aplicación es cuando se desea abastecer con un generador, desde una planta generadora hasta una subestación, si se quiere comprobar que la potencia que suministra la planta generadora fluya en una sola dirección hasta la subestación se emplea un relevador direccional de potencia, el cual detecta si por alguna razón fluyera potencia en sentido inverso, el relevador detectaría esta anomalía y mandaría una señal para interrumpir el flujo de potencia.

#### **6. RELEVADOR DIFERENCIAL.**

Estos relevadores son empleados cuando se quiere dar protección a transformadores, generadores, motores y barras conductoras.

Estos relevadores operan bajo condiciones de equilibrio de la corriente, es decir, el relevador operará cuando detecte que la corriente de entrada a la parte que se proteja no está en equilibrio en comparación con la corriente de salida de la misma parte.

En la extremidades de la zona a proteger, las corrientes se pueden comparar continuamente y son equilibradas mediante relevadores adecuados. Si las corrientes tienen el mismo valor y fase el relevador no se activará, sin embargo, si se manifiesta una avería interna (en la zona protegida), el equilibrio se perderá y entonces el relé se activará.

Estos relevadores detectan fallas inmediatamente y no es afectado por sobrecargas o fallas exteriores.

## **7. RELEVADORES DE HILO PILOTO.**

Estos relevadores son del tipo de protección diferencial el cual se puede adoptar en el caso de que los transformadores extremos de corriente se ubiquen muy separados, en los relevadores de hilo piloto se comparan las corrientes entrantes y salientes en una línea de transmisión, cuando se tiene que la diferencia es grande, el sistema de protección envía una señal para que abran los interruptores, los cuales se localizan en los extremos de la línea.

Los transformadores de corriente situados en los extremos de los alimentadores se conectan mediante hilos (de cobre ó de fibra óptica) aislados, conocidos como hilos piloto. Los hilos piloto pueden instalarse subterráneos ó en las torres colgándolos a estos.

Los relés de hilo piloto son usados como protección primaria en líneas con longitudes menores de 20 km; para líneas de más de 20 km se usa un sistema de onda portadora la cual maneja señales de baja tensión a alta frecuencia la cual se transmite a lo largo de los conductores de la línea de transmisión mediante dos sistemas de acoplamiento instalado en los extremos.

## **8. RELEVADORES DE FRECUENCIA.**

Los relevadores de frecuencia operan con un predeterminado valor de frecuencia, es decir disparan sus contactos cuando la frecuencia del sistema aumenta ó disminuye en base a un valor al que se haya ajustado el relevador. Cuando éste es usado para funcionar en un predeterminado valor nominal bajo de frecuencia, es generalmente llamado relevador de baja frecuencia y cuando éste funciona en un predeterminado valor nominal encima, entonces el relevador es llamado relé de sobrefrecuencia.

Los relevadores de sobrefrecuencia son frecuentemente aplicados para generadores. Estos relevadores protegen contra sobrevelocidades durante el arranque ó cuando la unidad es repentinamente separada del sistema con carga pequeña ó sin ella. Los contactos del relé pueden activar una alarma o remover la potencia de entrada a la turbina.

### **V.2.2.3 DISYUNTORES**

Los disyuntores son dispositivos empleados en la protección de sistemas eléctricos; existe una gran variedad de disyuntores dependiendo de su aplicación. Básicamente existen 2 tipos de disyuntores al aire:

#### **Disyuntores de gran capacidad y de baja capacidad.**

Los disyuntores al aire de gran capacidad se aplican para sistemas de bajo voltaje (menores de 600 V) y también en sistemas de alto voltaje (15 kV); en el tipo de disyuntor que es de acción directa, la sobrecorriente fluye a través de una bobinas de gran capacidad, es importante señalar que los mecanismos de interrupción del tipo de acción directa realizan una interrupción magnética instantánea.

Los disyuntores al aire de baja capacidad para sistemas menores de 600 V casi siempre se adicionan con ciertos dispositivos los cuales son de tipo ajustable de interrupción, estos pueden ser de acción lenta, rápida ó instantánea. La velocidad de interrupción de este tipo de disyuntores oscila entre 2 y 4 ciclos.

Los disyuntores al aire de gran capacidad (más de 600 V) se equipan con transformadores de corriente, los cuales activan dispositivos de desconexión contra sobrecorriente o también se pueden emplear dispositivos de relevadores de voltaje. La velocidad de interrupción de éstos es de aproximadamente 5 ciclos.

En el caso de que se tengan sistemas mayores de 600 V, se pueden emplear disyuntores del tipo de baño de aceite que se pueden implementar con transformadores de corriente en el interior del disyuntor y bobinas de interrupción ó dispositivos de interrupción indirecta, estos dispositivos se deben controlar desde los secundarios de los transformadores de corriente.

Los valores de tiempo en los cuales un disyuntor puede interrumpir una sobrecorriente son de entre 5 y 8 ciclos.

Existe otro tipo de disyuntores, los cuales se colocan en una caja moldeada con fusible, que en combinación adopta una capacidad de alta interrupción. De esta forma la interrupción se realiza cuando el fusible se abre con lo que se evita que el sistema se ponga a una sola fase. Este tipo de disyuntores se equipan además con dispositivos de interrupción de estado sólido.

#### V.2.2.4 FUSIBLES

Un fusible puede ser definido como un dispositivo de protección que opera cuando una sobrecorriente pasa por él y pone en peligro los equipos o instalaciones del sistema, pudiendo deberse esta sobrecorriente a sobrecargas o cortocircuito. Por tanto las funciones de este dispositivo serán fundamentalmente aislar la porción del circuito en disturbio del resto del alimentador sin falla e impedir el daño de los equipos instalados en el mismo.

La selección adecuada de un fusible debe considerar:

- Proteger a los equipos del circuito bajo cualquier condición de sobrecorriente que los pueda dañar.
- En condiciones normales de operación el fusible no debe operar.
- Si dos o más fusibles se encuentran instalados en serie y se presentara una falla, únicamente deberá operar el que se encuentre más cercano a este punto.

Un fusible está diseñado para fundirse en un tiempo especificado para una determinada corriente. Estas características de operación o curvas tiempo-corriente están representadas por dos curvas fundamentales:

- Curva mínima de fusión (mínimo tiempo de fusión).
- Curva máxima de fusión (máximo tiempo de despeje).

Definiciones utilizadas para especificar estos dispositivos:

**Tiempo de fusión.** Es el tiempo necesario para que el elemento fusible se funda; éste se inicia en el momento que una sobrecorriente circula a través del fusible y termina cuando aparece el arco de energía.

**Tiempo de extinción del arco.** Es el tiempo necesario para extinguir el arco; se inicia en el momento en que se funde el elemento fusible y termina cuando la falla es aislada.

**Tiempo de despeje.** Es el tiempo que necesita el fusible para interrumpir una sobrecorriente, iniciándose al presentarse una sobrecorriente y terminando cuando es aislada.

**Valor nominal de corriente.** Este valor es asignado por el fabricante y es la corriente que el fusible puede conducir continuamente sin deterioro bajo condiciones específicas de uso. La corriente nominal es determinada por la máxima temperatura a la que las partes componentes del fusible (particularmente el elemento fusible) le es permitido operar continuamente; una corriente más alta que la nominal es requerida para que el elemento fusible se funda.



**Corriente mínima de fusión.** Se define como el valor de corriente más bajo que causa la fusión del elemento fusible en un tiempo infinito, pero en la práctica la corriente que causa la fusión del elemento en unas cuantas horas puede ser tomada como la corriente mínima de fusión.

**Sobrecorriente.** Se define como cualquier corriente que sea mayor a la corriente mínima de fusión; figura 5.2-10.

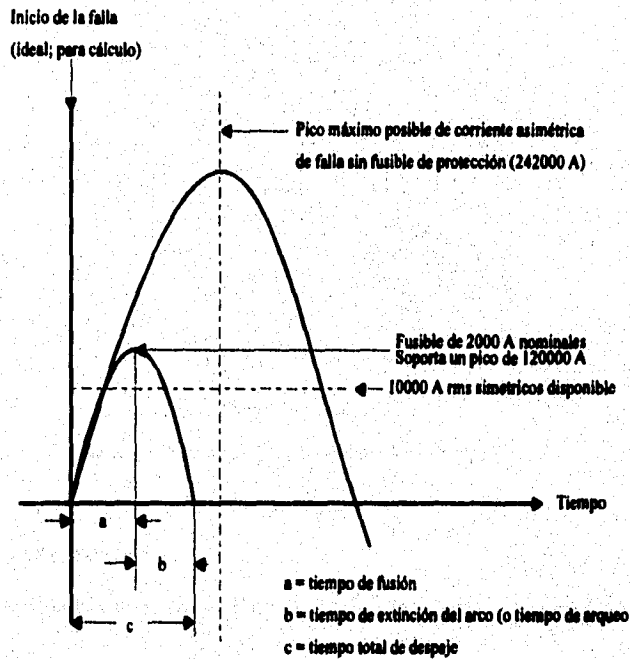


Fig. 5.2-10 Muestra típica de limitación de corriente de pico y tiempo total de apertura.

Las relaciones del tiempo mínimo de fusión y máximo tiempo de despeje, con corrientes mayores a la mínima de fusión, son determinadas de datos de pruebas, las cuales generan curvas características de tiempo-corriente, como se muestra en la figura 5.2-11. La corriente está graficada sobre el eje horizontal y el tiempo en el vertical.

Ambas curvas, la de tiempo mínimo de fusión y la de máximo tiempo de despeje, son herramientas esenciales para la adecuada aplicación de los fusibles en la coordinación de un sistema eléctrico. A medida que la sobrecorriente se incrementa, el tiempo de fusión decrece, debido a que el elemento fusible tiene un coeficiente de temperatura positivo de resistencia.

Cuando la temperatura ambiente se incrementa, el tiempo de fusión decrece y cuando la temperatura ambiente decrece, el tiempo de fusión se incrementa.

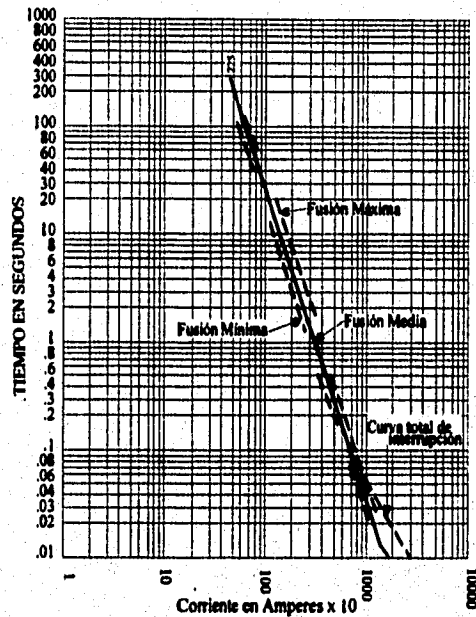


Fig. 5.3-11 Curva característica de un fusible de baja tensión.

### CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES

En forma general los fusibles se pueden clasificar, en cuanto a los sistemas de distribución y utilización de energía, en:

- Fusibles de baja tensión.
- Fusibles de media tensión.

Los fusibles de baja tensión han tenido aplicación universal en las instalaciones de los usuarios, protegiendo tanto éstas como las acometidas o cables que llevan el suministro de energía eléctrica desde el (los) secundario(s) de el (los) transformador(es) de distribución.

Los fusibles utilizan un metal, el zinc, cuyo punto de fusión se alcanza a los 420°C. Con el uso de este metal se encontró que además no favorece el arqueo. Una mejora adicional consistió en encerrar a los elementos sensibles a la corriente (denominados actualmente eslabones fusibles) en tubos de cerámica o fibra vulcanizada junto con un material inerte cuya misión principal es ahogar el arco y así reducir la magnitud de la explosión provocada en fallas de cortocircuito. Algunos de éstos son del tipo renovable. Ver figuras 5.2-12 y 5.2-13.



Fig. 5.3-12 Fusible de casquillos.



Fig. 5.3-13 Fusible de navajas.

Durante fallas de cortocircuito, los eslabones fusibles (figura 5.2-14) brindan un buen grado de protección, y en condiciones de sobrecarga su fusor central, de acuerdo con la magnitud de sobrecarga, absorbe una cantidad de calor tal que funde en un tiempo determinado de acuerdo con la magnitud de la sobrecorriente y cuya precisión de éste es de  $\pm 10\%$  en valores de corriente.

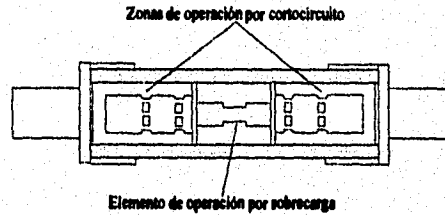


Fig. 5.2-14 Eslabón de fusible de doble elemento.

Clases:	Tensión:	Capacidad nominal	Capacidad interruptiva
H	$\leq 250$ V c.a. $\leq 600$ V c.a.	600 A 600 A	100,000 A simétricos 100,000 A simétricos
K (subclases K-1, K-5, K-9, tienen características iguales a los de tipo H).			50,000-200,000 A sim.

Limitadores de corriente: (dimensiones especiales).

G	$\leq 300$ V c.a.	50 A	100,000 A simétricos
J	$\leq 600$ V c.a.	500 A	200,000 A simétricos
L	$\leq 600$ V c.a.	$\geq 601$ A	200,000 A simétricos

En la figura 5.2-15 se representa un fusible clase L para 800 A nominales y en la 5.2-16 las curvas corriente-tiempo características de estos fusibles. Cuando los fusibles se instalan en lugares con alta temperatura ambiente, el tiempo de fusión mostrado en las curvas características de corriente-tiempo de fusión se reduce, originando una disminución de la capacidad de conducción de corriente de los fusibles.

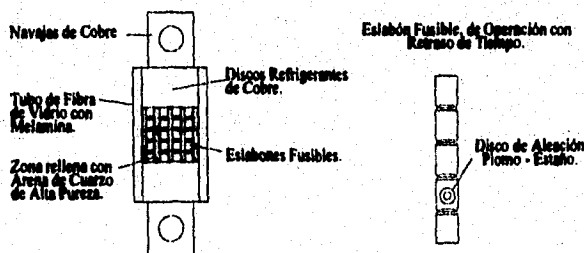


Fig. 5.2-15 Fusible limitador de baja tensión 800 A clase "L".

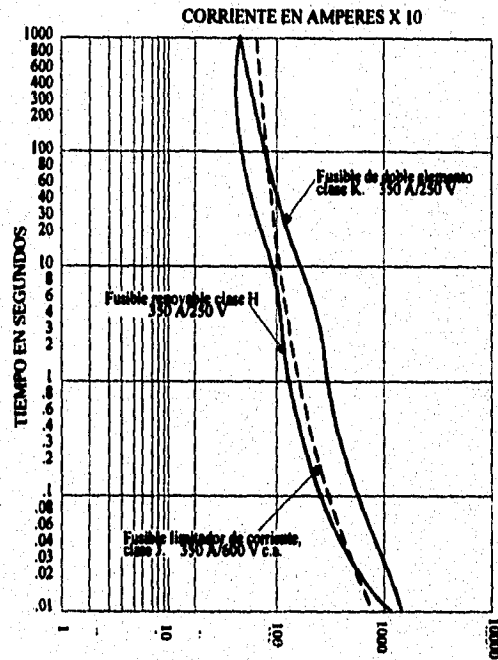


Fig. 5.2-16 Curva de fusión de fusibles de baja tensión.

En la figura 5.2-17 se muestra la forma típica en que la temperatura afecta a la capacidad de conducción de corriente y al tiempo de fusión de los fusibles de cartucho. P. ej. un fusible que a una temperatura de 25°C conduce el 100% de su corriente nominal reduce el 15% su capacidad de conducción al ser instalado en un lugar con temperatura de 60°C.

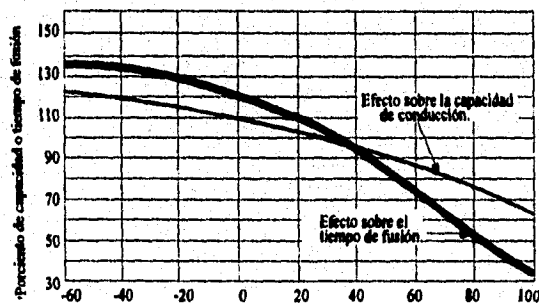


Fig. 5.2-17 Efecto de la temperatura ambiente en la operación de los fusibles de cartucho.

## 1. FUSIBLES DE MEDIA TENSIÓN

Son aquellos que se aplican el lado de alta tensión de los transformadores, éstos se pueden clasificar en:

### a) Fusibles de distribución.

- Expulsión.
  - Tubo de fibra.
  - Listón.
- En líquido (sumergido en aceite).
- En vacío.

### b) Fusibles de potencia.

- Expulsión.
- Limitadores de corriente.
- En líquido (sumergido en aceite).
- Electrónicos.

De manera general, para una correcta selección es necesario conocer:

- 1) Tensión del sistema.
- 2) Nivel de aislamiento.
- 3) Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de la instalación.
- 4) Relación X/R.
- 5) Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
- 6) Tipo de sistema (aéreo o subterráneo) en delta o estrella multiterrizada.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptiva que deberá tener el fusible seleccionado.

### *Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión.*

#### a) Fusibles de distribución.

En general, los fusibles (K) rápidos desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores. Los fusibles lentos (T) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque, carga fría, etc.) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría.

En la tabla 5.2.4 se indican las capacidades de fusibles K y T, (de acuerdo con normas NEMA) que pueden llevar una carga continua de 15% mayor de su valor nominal.

I (nominal) K o T	6	3	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
I (Continua) amperes	9	12	15	18	23	30	38	45	60	75	95	120	150	190	200

Tabla 5.2.4 Capacidad de fusibles de distribución tipos K o T.

Las temperaturas ambientales extremas y precargas grandes afectan las curvas tiempo-corriente de los fusibles; por tanto, deben considerarse cuando la instalación del fusible trabaje bajo estas condiciones.

#### b) Fusibles de potencia

La capacidad interruptiva del fusible de potencia debe ser mayor siempre a la máxima disponible en el lugar de la instalación. Estos fusibles están normalizados con base en una relación X/R mayor a 15 para capacidad de cortocircuito simétrico y un valor de 1.6\*I simétrico para su capacidad de cortocircuito asimétrico. En cuanto a su capacidad nominal de corriente, deberán tomarse en consideración todos los aspectos indicados para los fusibles tipo distribución.

En la selección de fusibles de potencia tipo limitadores, además de las consideraciones anteriores se deberán tomar en cuenta también otras más tales como el tipo de conexión del transformador, efecto del arco de operación en los apartarrayos, etc. En la tabla 5.2.5 se resumen algunos de los valores nominales de fusibles limitadores y su aplicación.

Tensión (kV) del sistema:		Tensión nominal (kV) recomendada:			
Nominal	Máxima	4 hilos multiterrestizado		Delta	
		Ø	3Ø	Ø	3Ø
6.90	7.23	—	—	8.3	8.3
6.93/12	7.3/12.7	8.3	15.5	—	—
13.20	14.50	—	—	15.5	15.5
13.2/22.9	14/24.2	15.5	23	—	—
34.50	36.50	—	—	38	38
19.9/34.5	21.1/36.5	23	38	—	—

Tabla 5.2.5 Valores nominales de fusibles limitadores.

Para la correcta selección del fusible adecuado, cualquiera que sea su clase, será necesario siempre conocer sus curvas tiempo-corriente de operación.

Existen tres tipos de curvas: las curvas características promedio de fusión tiempo-corriente, las curvas instantáneas de corriente pico y las curvas I<sup>2</sup>t. El primer tipo se aplica para toda clase de fusibles y las dos últimas para fusibles limitadores de corriente.

La figura 5.2-18 es un ejemplo de curvas promedio tiempo-corriente de un grupo de fusibles que pertenecen a la misma clase. La escala de tiempo consta de cinco secciones: 0.01 a 0.1, de 0.1 a 1, de 1 a 10, de 10 a 100 y de 100 a 1000 segundos. Las cinco secciones tiene idénticas subdivisiones y son de la misma longitud. La escala de corriente en amperes consta de cuatro divisiones: de 1 a 10, de 10 a 100, de 100 a 1000, y de 1000 a 10000 amperes.

Los amperes en la escala de corriente son amperes simétricos. La escala del tiempo empieza en 0.01 segundos valor poco menor que un ciclo (0.0167 segundos). Estas curvas no empiezan en un tiempo igual a cero segundos debido a que a partir de 0.01 segundos se logra una mejor coordinación de protección con los elementos mencionados.

En este intervalo de tiempo las curvas de corriente pico y las I<sup>2</sup>t proporcionan la información necesaria para una aplicación adecuada de fusibles.

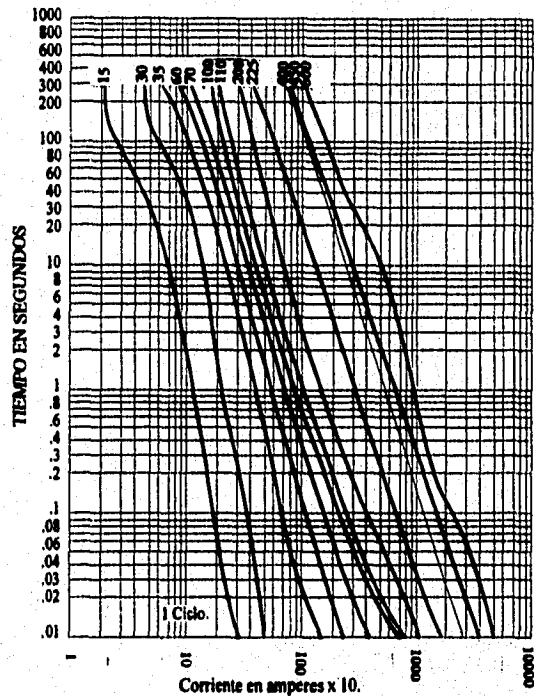


Fig. 5.2-18 Familia de curvas características de fusibles.

Las curvas características de tiempo-corriente de fusión son curvas promedio; esto se debe a que a pesar de que se usen los mismos elementos en la fabricación de los elementos y las mezclas sean las mismas en cada proceso, es imposible fabricar dos fusibles exactamente iguales y cuyas características sean las mismas; por tanto se considera un intervalo de 10% de desviación para un tiempo dado.

Las curvas tiempo-corriente se grafican con las siguientes bases:

- Los fusibles no han sido sometidos a precarga, es decir, los fusibles no han conducido corriente antes de la prueba.
- La temperatura ambiente en que se hace la prueba es de 25°C.
- La instalación del fusible es al aire, no en un interruptor u otro dispositivo.

La interrupción de un circuito por la operación de un fusible se lleva a cabo en dos partes:

1. La corriente que pasa por el elemento fusible debe calentar al elemento y cambiarlo al estado líquido.
2. En el instante en que el elemento fusible cambia al estado fluido el elemento se empieza a abrir y se establece un arco a través de los extremos del elemento en el punto donde éste se interrumpió. Las otras partes se siguen fundiendo y el arco se alarga hasta que finalmente no puede continuar y se extingue, interrumpiéndose el circuito. El tiempo del arco varía de 0.5 a 2 ciclos.

La curva total de tiempo de interrupción está compuesta por el tiempo de fusión y el tiempo de arqueo. El tiempo de fusión es muy grande en comparación con el tiempo de arqueo, de tal modo que dos ciclos de tiempo de arqueo en el área entre 1000 y 0.08 segundos aumenta solamente 0.03 segundos en el total del tiempo.

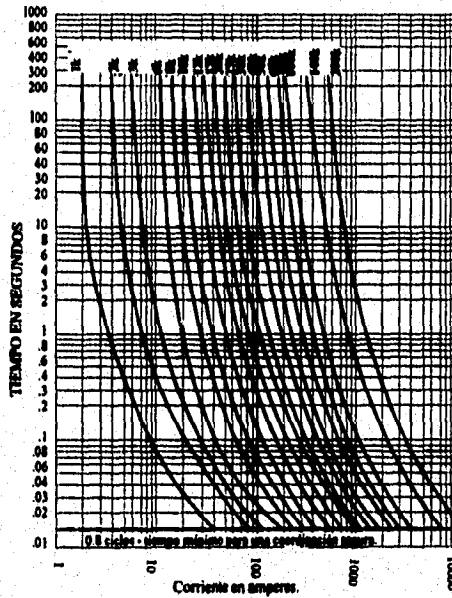


Fig. 5.2-19 Curvas características de fusibles tipo K (fusión mínima)

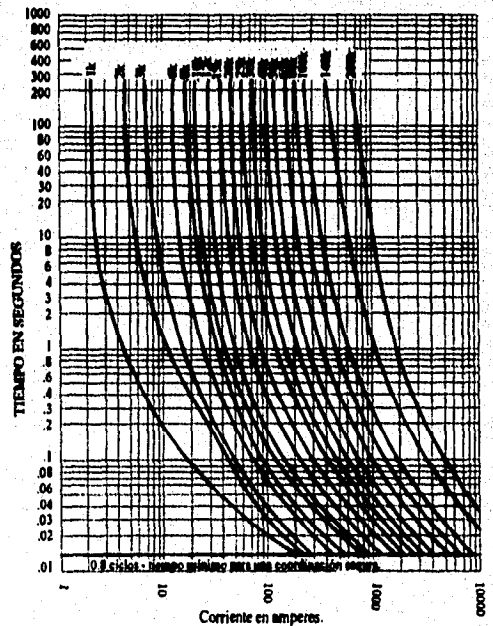


Fig. 5.2-20 Curvas características de fusibles tipo K (fusión total).



Por lo regular se cuenta con dos juegos de curvas características de tiempo-corriente para cada clase de fusibles: una es la familia de curvas de tiempo mínimo de fusión y la otra la familia de curvas de tiempo total de interrupción (figs. 5.2-19 y 5.2-20). Para ayudar a representar la característica de los fusibles en el rango comprendido entre cero y un ciclo se emplean las curvas de corriente pico de entrada (fig. 5.2-21) y las curvas de energía  $I^2t$  (fig.5.2-22); en la primera se muestra una familia típica de estas curvas para un grupo de fusibles limitadores.

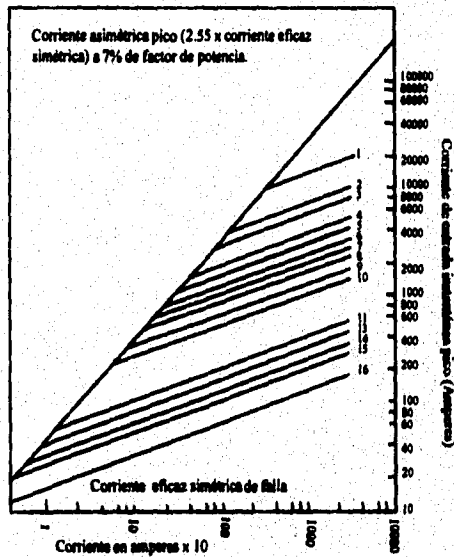


Fig. 5.2-21 Curvas de corriente de entrada de fusibles limitadores de 25 kV.

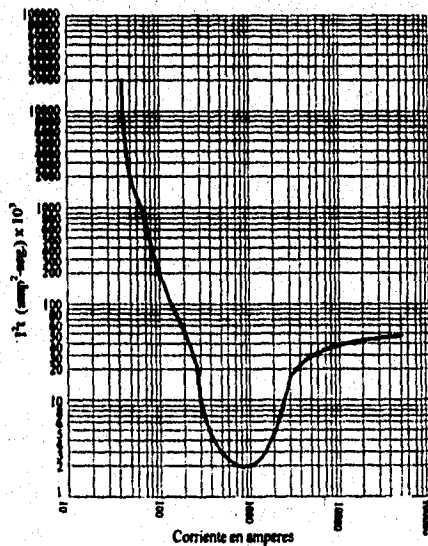


Fig. 5.2-22 Curva de energía  $I^2t$  de un fusible limitador.

El punto en que la curva intercepta la línea de corriente simétrica pico es el punto de entrada, es decir, el punto al cual el fusible empieza a operar como limitador de corriente. Estas curvas sirven para comparar las corrientes pico de entrada de los fusibles con la energía  $I^2t$  de daño de los equipos que protegen. Las curvas de corriente pico de entrada sirven para verificar que la energía de entrada al equipo que se protege con un fusible no sobrepase a la energía  $I^2t$  del equipo protegido.

## 2. FUSIBLES DE EXPULSIÓN

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, designados por las letras K y T, respectivamente (fig. 5.2-23).

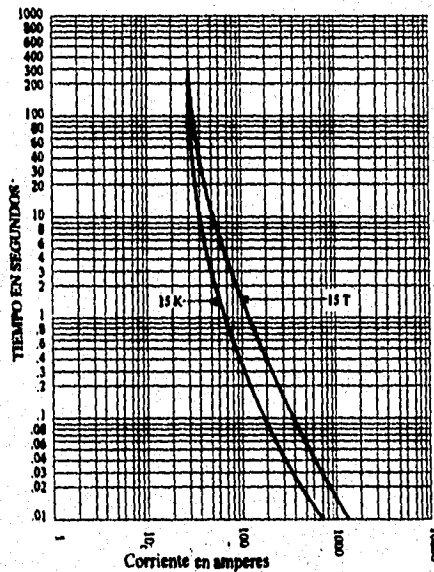


Fig. 5.2-23 Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T.

La distinción entre los tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para los eslabones nominales por debajo de 100 amperes, y de 0.1 segundos y 600 segundos para eslabones nominados por encima de 100 amperes.

Los fusibles lentos tienen relaciones de velocidad entre 10 y 13 y los fusibles rápidos entre 6 y 8.1.

Este tipo de fusibles (fig. 5.2-24) consta básicamente de los siguientes componentes: un cilindro inferior aislante de material ablativo, el cual puede ser fibra vulcanizada, papel aislante impregnado de resina fenólica, resinas termoplásticas, etc. El elemento sensible a la corriente está constituido por un alambre o cinta; el material de este elemento puede ser plata, cobre, aleaciones de plata o cobre, níquel-cromo, plomo, estaño, etc. Una vez que ha operado el elemento sensible a la corriente, la interrupción se logra no sólo por la reacción del tubo aislante de material ablativo y por la expulsión del cable de cobre estañado, sino también por la acción de caída del tubo portafusible.

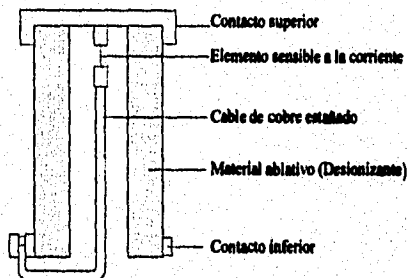


Fig. 5.2-24 Configuración básica de un fusible de expulsión.

En este tipo de fusibles el arco es enfriado por convección, siendo el flujo refrigerante generado por la vaporización del material aislante por el arco. La extinción del arco se logra por la acción de dos agentes:

- Enfriamiento por convección de los gases desionizantes que se generan a alta presión.
- La expulsión hacia el exterior del cable de cobre estañado, al cual estuvo conectado previamente el elemento sensible a la corriente.

Existen dos formas para la expulsión de los gases generados:

- La expulsión por un extremo del tubo portafusible.
- La expulsión de los gases por ambos extremos del tubo portafusible.

En la figuras 5.2-25 y 5.2-26 se representa la característica de operación de estos fusibles bajo la acción de corriente de falla de baja y alta magnitud a la tensión del sistema.

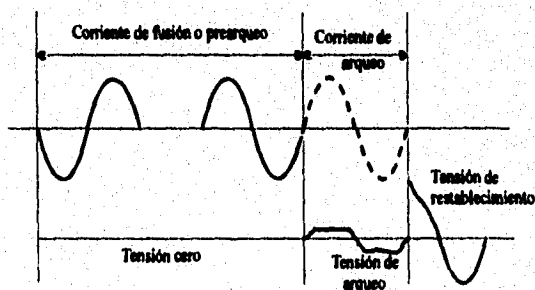


Fig. 5.2-25 Interrupción de una corriente de baja magnitud.

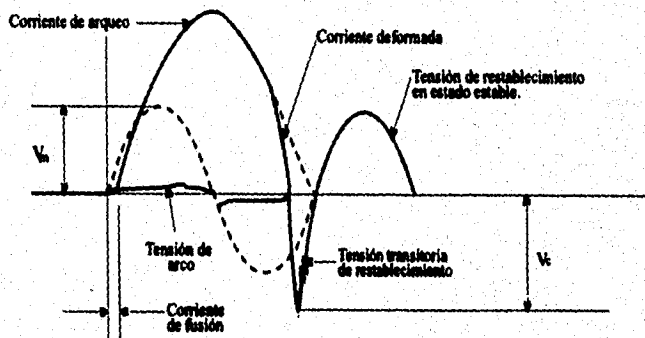


Fig. 5.2-36 Interrupción de una corriente de alta magnitud y máxima asimetría  $X/R=\infty$ .

Después que la corriente de arco se reduce a cero, para asegurar la interrupción definitiva de la corriente de falla, la rigidez dieléctrica del fusible debe ser mayor que la tensión de restablecimiento. En la fig. 5.2-27 se ilustra este concepto.

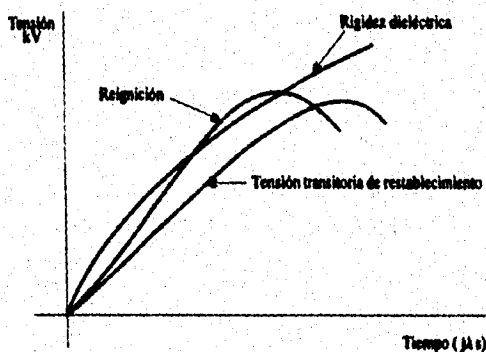


Fig. 5.2-27 Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible.

Los fusibles de expulsión se ven sometidos a diferentes condiciones de operación del sistema durante el tiempo que duran instalados en la red, lo que afecta sus características eléctricas y mecánicas. Estos cambios son producidos principalmente por:

- El efecto de las sobretensiones inducidas en las redes por las descargas atmosféricas.
- Las interrupciones en el servicio.
- Las características de la carga.

Debido al efecto de esos agentes, los fusibles envejecen a consecuencia de cambios en su estructura metalográfica.

Los cambios que se originan en el elemento sensible a la corriente debido a la acción de estos agentes hacen que las curvas características corriente-tiempo de fusión se desplacen hacia la izquierda con respecto a su posición original, perdiéndose parcialmente la coordinación con otros elementos de protección contrasobrecorrientes conectados en serie.

### 3. FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

Un fusible limitador se define como un dispositivo de protección limitador de corriente que cuando opera reduce el flujo de corriente en el circuito fallado a una magnitud considerablemente menor que la que se obtiene en el mismo circuito si el elemento protector se reemplaza con un conductor sólido de igual impedancia; el fusible está constituido por un elemento sensible a la corriente, un tubo contenedor, un núcleo o araña y arena de cuarzo.

El elemento sensible está formado ya sea por cintas o alambres de sección transversal circular constante a lo largo de toda su longitud ó por cintas de sección transversal variable, contándose con un número definido de sitios cuya sección transversal es mínima.

La aplicación actual de éstos es la protección de transformadores y bancos de capacitores donde se prevean niveles de cortocircuito altos.

Las características de estos fusibles son las siguientes:

- Alta conductividad térmica.
- Bajas resistencias eléctricas.
- Excelentes características de tensión de arco.
- No degradación de sus propiedades físico químicas con temperaturas de operación altas.

El metal más ampliamente utilizado es la plata electrolítica o sus aleaciones, cuyas características son: buena conductividad térmica; es excelente en la interrupción de altas corrientes de falla y, aplicando pequeños puntos de estaño o aleaciones plomo estaño se logra una buena interrupción de pequeñas sobrecorrientes.

Cuando a través del elemento sensible a la corriente fluye una corriente de magnitud elevada, se calienta uniformemente a lo largo de toda su longitud hasta alcanzar su temperatura de fusión. Lo anterior causa la aparición de una multitud de arcos en serie que provocan alta tensión de arco; después de que ha fundido el elemento sensible a la corriente, continúa siendo sobrecalentado y pasa a formar un vapor a muy alta presión, condición bajo la cual presenta una resistencia óhmica muy alta, forzando de esta forma el valor de la corriente de falla a cero.

En la clasificación de las características de los fusibles limitadores el término  $I^2t$  se compone de dos términos:

- La energía  $I^2t$  de fusión.
- La energía  $I^2t$  de arco.

La energía  $I^2t$  de fusión determina la rapidez con que el fusible funde y, por tanto, la acción limitadora de corriente.

Una magnitud muy alta de la  $I^2t$  de fusión se refleja en una energía  $I^2t$  de interrupción total mayor y, por tanto, en una mayor cantidad de energía generada en la falla. Estos conceptos se ilustran en la fig. 5.2-28.

Existen tres tipos de fusibles limitadores de corriente:

- a) Fusibles de respaldo o rango parcial (*back up*).
- b) Fusibles de aplicación general (*general purpose*).
- c) Fusibles de rango completo (*full range*).

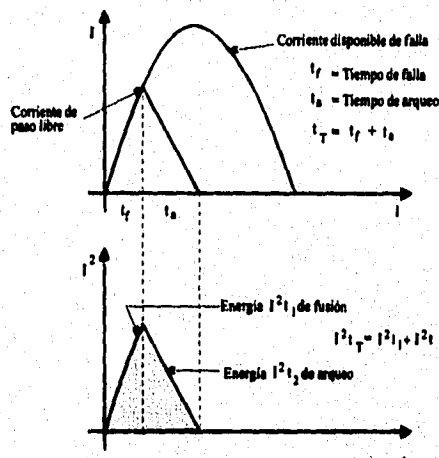


Fig. 5.2-28 Representación de los conceptos de limitación de corriente y energía  $I^2 t$ .

**a) Fusibles de respaldo o rango parcial (back up).**

Estos fusibles son llamados de primera generación y su campo de funcionamiento satisfactorio en términos de corriente está definido por:

- Su corriente mínima de interrupción.
- Su máxima capacidad interruptiva.

Es práctica común utilizar este tipo de fusibles en serie con fusibles de expulsión o con cualquier otro dispositivo de protección contra sobrecorrientes que cubra el rango de protección contra sobrecargas.

**b) Fusibles de aplicación general (general purpose)**

Los fusibles de este tipo deben ser capaces de interrumpir satisfactoriamente todas las corrientes de falla comprendidas entre su máxima capacidad interruptiva y aquellas corrientes que causen su fusión en una hora o menos.

**c) Fusibles de rango completo (full range)**

Estos fusibles son capaces de interrumpir satisfactoriamente, bajo condiciones especificadas de uso y comportamiento, todas las corrientes que causan la fusión del elemento sensible a la corriente.

Las características de limitación de corriente representan la relación entre la corriente disponible de falla en un circuito dado y el valor de la corriente de paso libre que un fusible permite fluir.

En la fig. 5.2-29 se presentan las características de limitación de corriente de una familia de fusibles de corriente nominal comprendida entre 10 y 315 amperes; asimismo, muestra la relación entre la energía total que permite un fusible de rango completo para 25 kV y su relación con las corrientes simétricas disponibles de falla que se pueden presentar en los circuitos eléctricos de distribución.

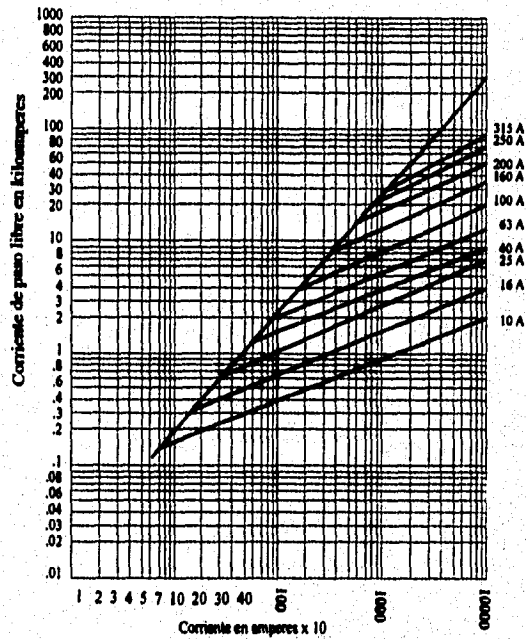


Fig. 5.2-29 Curvas de limitación para fusibles limitadores de corriente de propósitos generales para 25 kV.

Cuando un fusible limitador de corriente opera, siempre genera un voltaje de arco. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema como del tipo de diseño del fusible. Cuando se aplica un fusible limitador de corriente debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que se dañen los apartarrayos con su operación. La tensión de arco máximo producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la tensión mínima de chispeo del apartarrayos. Tomando como ejemplo que la tensión máxima de operación del sistema sea de 20 kV y la tensión mínima de chispeo del apartarrayos de 45 kV, se tiene, de la fig. 5.2-30.

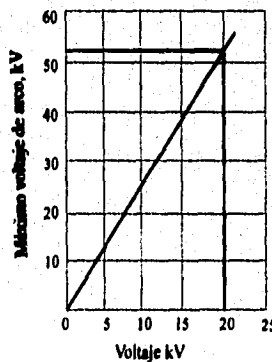


Fig. 5.2-30 Coordinación de fusibles limitadores con apartarrayos.

$V_{\text{máx arco}} = 54 \text{ kV}$   
 $V_{\text{chispeo}} = 45 \text{ kV}$

Comparando estos valores:

$$54 < \sqrt{2} \cdot 45$$
$$54 < 63.63$$

Por tanto la operación del fusible no dañará a los apartarrazos.

#### 4. FUSIBLE ELECTRÓNICO

El fusible electrónico en media tensión tiene las características de conducir corrientes nominales hasta de 600 amperes y capacidad interruptiva de 40 kA simétricos. Los fusibles de este tipo son de operación más rápida que los interruptores de potencia para fallas de cortocircuito. En la actualidad se han diseñado en varios tipos de tensiones nominales, desde 4.16 kV hasta 25 kV para servicio interior. La unidad está formada por un módulo de control y un módulo de interrupción, como se muestra en la fig. 5.2-31.

La sección principal de circulación de corriente consiste de un tubo de cobre plateado, localizado en el centro que conduce la corriente en condiciones normales de operación. En paralelo con la sección principal se encuentra conectada la sección limitadora de corriente, formada por dos cintas de cobre sumergidas en arena sílica.

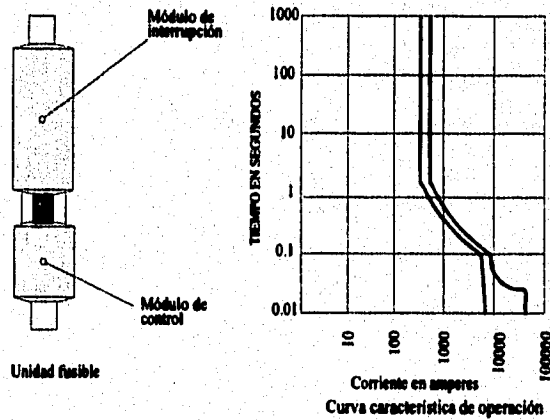


Fig. 5.2-31 Fusible electrónico.

#### 5. FUSIBLE EN VACÍO.

El diseño y la operación de este fusible son muy parecidos al del fusible de expulsión; la principal diferencia consiste en que está contenido en una unidad completamente sellada y no presenta expulsión de gases. La interrupción se presenta cuando la rigidez dieléctrica que existe entre los contactos llega a un valor relativamente alto después de que la onda de corriente alcanza su valor cero natural. La ventaja principal del fusible de vacío consiste en su alta capacidad interruptiva que no expelle gases durante su operación y se puede instalar en un gabinete muy compacto.



## V.2.3 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Las diferentes configuraciones para los sistemas de protección se basan en diagramas específicos, los cuales incluyen protecciones con relevadores, estos diagramas manejan protecciones por zonas, en la cual cada zona debe protegerse mediante dos juegos de protecciones las cuales debe de procurarse que sean independientes.

Los tipos de protección más comunes son:

- 1) Protección Primaria.
- 2) Protección Secundaria (respaldo).
- 3) Protección de Respaldo Remoto.

### V.2.3.1 PROTECCIÓN PRIMARIA

La protección primaria en un sistema de protección está configurado de tal manera que sea la protección que debe de operar primero y más rápido que las demás, en el caso de que ocurra una falla. La protección de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la protección primaria, pero como está configurada para que opere más lentamente, ésta sólo entrará en acción en el caso de que la primaria fallara.

En un caso no deseado de que ambas protecciones fallaran, entonces entraría en acción las protecciones de las subestaciones alimentadoras, aunque más lenta que las dos anteriores. La protección primaria está configurada de tal manera que debe desconectar una mínima porción de un sistema de potencia, con el fin de aislar el elemento de falla, siguiendo las siguientes consideraciones:

- a) Si una falla ocurre dentro de una zona dada se deberán activar todos los interruptores que suministran energía a dicha zona.
- b) Se tienen que tomar en cuenta zonas de traslape a los puntos de unión de zonas adyacentes, que generalmente son interruptores. Esto es con el fin de que cuando ocurra una falla en la zona de traslape se tienen que activar todos los interruptores que abastecen a las dos zonas.
- c) Los transformadores de corriente son los dispositivos que delimitan las zonas de protección y son ubicados a los lados de los interruptores con los que se forman juegos de tres unidades monofásicas.

La fig. 5.2-32 muestra un diagrama esquemático donde se muestran las zonas donde actúa la protección primaria, como se observa, se tienen una serie de traslapes de tal forma que no queda ninguna parte de la instalación fuera de la protección, lo anterior representa desconectar más interruptores que los mínimos requeridos. Como se observa en la figura, si no hubiera traslapes y al presentarse una falla en la región entre dos zonas, ningún interruptor operaría.

Un sistema es más seguro en términos de operación si tiene menos dispositivos protectores, esto implica además que se tengan menos eslabones que pueden ser puntos factibles de falla.

Si una protección es muy elaborada esto se traduce en mayor seguridad, pero por otro lado se tienen mayores posibilidades de falla de algunos de los elementos, además de que resulta mas costosa.

Las protecciones primarias pueden fallar ya sea por falla en el interruptor (mecánica o circuito de disparo), falla en la alimentación de CD, falla de algún relé, falla de los transformadores de instrumento, etc.).

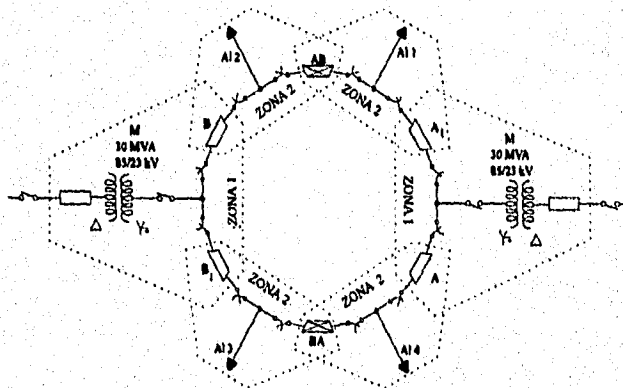


Fig. 5.2-32 Zonas de protección en una subestación con baja tensión en anillo.

### V.2.3.2 PROTECCIÓN SECUNDARIA DE RESPALDO

Esta solo opera cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Los dispositivos de protección empleados son independientes de los utilizados en la protección primaria.

La protección secundaria desconecta una mayor porción del sistema que la protección primaria, como se mencionó antes esta protección arranca simultáneamente con la protección primaria, pero no opera al mismo tiempo con ésta por lo cual se ajusta para que retrase su tiempo de operación con el objetivo de que la protección primaria tenga tiempo de efectuar su ciclo de operación.

### V.2.3.3 PROTECCIÓN DE RESPALDO REMOTA

Esta protección se activa en un caso posible en el que fallaran las protecciones primarias y secundarias; esta protección opera mediante las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y dispara los interruptores que alimentan la falla de la subestación.

Esta protección es independiente de la energía local y es indispensable su uso donde no se tiene protección de buses y emplea relevadores de sobrecorriente de distancia de velocidad alta, la cual envía la señal mediante un hilo piloto.

En la fig. 5.2-33 se muestra un diagrama con protección a distancia, en el cual se ejemplifica la aplicación de respaldo.

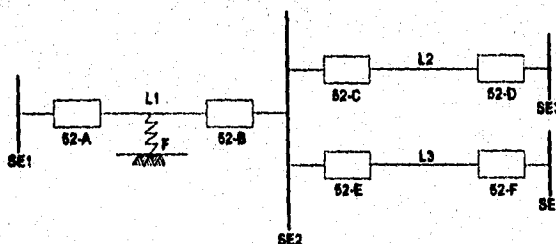


Fig. 5.2-33 Falla con protección de distancia.

Como se muestra en el diagrama, cuando ocurre una falla en F en L<sub>1</sub> deben de activarse las protecciones 52-A y 52-B, supóngase que falla la protección 52-B, entonces las protecciones primarias de las líneas L<sub>2</sub> y L<sub>3</sub> operan como protecciones de respaldo de L<sub>1</sub>. La protección de L<sub>2</sub> en la terminal SE-3 y la protección de L<sub>3</sub> en la terminal SE-4, al detectar la falla F comienzan a operar, pero en un intervalo de tal forma que se dé tiempo a que la protección de L<sub>1</sub> opere y libere la falla, pero como ésta no funcionó adecuadamente, entonces se activan las protecciones de L<sub>2</sub> y L<sub>3</sub> para abrir 52-D y 52-F.

## V.3.4 DIAGRAMAS PRINCIPALES DE PROTECCIÓN

### V.3.4.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Esta protección se aplica en redes de distribución y también como reserva en sistemas de transporte, es usada en transformadores, generadores y líneas de transporte.

En la fig 5.2-34 se muestra la aplicación de protección de sobrecorriente a alimentadores, en la cual se muestra un alimentador, indicándose además las ubicaciones de los relevadores e interruptores del circuito, los tiempos de operación de los relés se ajustan de tal forma que cuando exista una falla, sólo la parte más próxima a la entrada de la falla se desconecte.

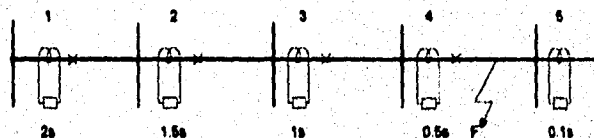


Fig. 5-2-34 Aplicación de relevadores de sobrecorriente, de disco de inducción para protección de los alimentadores.

Cuando se realiza la selectividad se debe tomar en cuenta los tiempos de funcionamiento de los interruptores del circuito.

En la suposición de que la fig. 5.2-34 represente una red de distribución cuyos interruptores son de acción lenta y operando en 0.3 seg., y los relevadores son de características de tiempo inverso.

Se obtiene la selectividad con una corriente del 200% de la corriente de plena carga en el punto de falla entre 4 y 5, dado que la diferencia de tiempo de operación de los relés entre 4 y 5 es mayor de 0.3s.

El relevador 4 opera en un tiempo de 0.5 seg. y su interruptor abre y aísla el alimentador a la izquierda de la falla en 0.8 seg.

### V.3.4.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Esta protección emplea generalmente tres relevadores (uno por fase) y se basa en el equilibrio de la corriente que entra y la corriente que sale en una zona protegida; en condiciones normales de operación deben estar equilibradas estas corrientes.

Por el contrario, en condiciones de falla (corto circuito) dentro de la zona protegida se tiene que las corrientes que entran o salen de la zona ya no están en equilibrio ocasionando el disparo de los relevadores.

Para ejemplificar la aplicación de la protección diferencial, véase la fig 5.2-35, la cual muestra un transformador trifásico con conexión Ye-Delta.

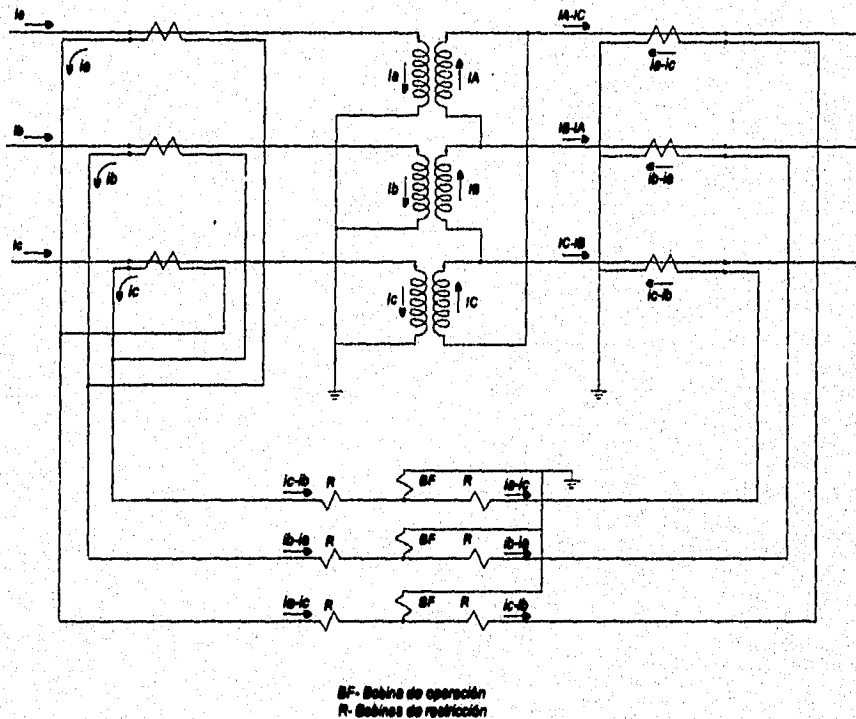


Fig. 5.2-35 Diagrama trifilar de protección diferencial y fase de corrientes.

Debe notarse que los transformadores de corriente se conectan en delta para el lado estrella en el banco del transformador, y en estrella para el lado de delta del banco, es decir, en forma inversa; esto es con la finalidad de que si llegara a suceder una falla de línea a tierra fuera de la zona protegida, en el lado de conexión estrella del banco, la resultante total de las tres corrientes de secuencia cero ( $3I_0$ ) deberán circular por la delta de los transformadores de corriente y con esto no se activará la protección diferencial.

Como en el lado delta del banco no existen componentes de secuencia cero cuando exista una falla a tierra en el lado Ye, esto significará que no habrá circulación de las componentes de secuencia cero entre los devanados secundarios de transformadores de corriente.

Lo anterior implica que si los transformadores de corriente del lado Ye del banco, no se conectaran en delta, las corrientes de secuencia cero circularían por los relevadores, lo que se traduce a un mal funcionamiento de los relevadores debido a fallas externas.

### V.2.4.3 PROTECCIÓN DE HILO PILOTO

Esta protección se considera como un sistema circulante de corriente, parecida a una protección diferencial.

La protección de hilo piloto emplea una bobina de restricción la cual sirve para evitar una posible operación del relevador cuando existan corrientes desbalanceadas. Esta protección puede disparar los interruptores en ambos extremos de una línea cuando existen fallas dentro de la zona protegida, con lo que se logra que la corriente fluya en un solo lado de la línea, fig 5.2-36.

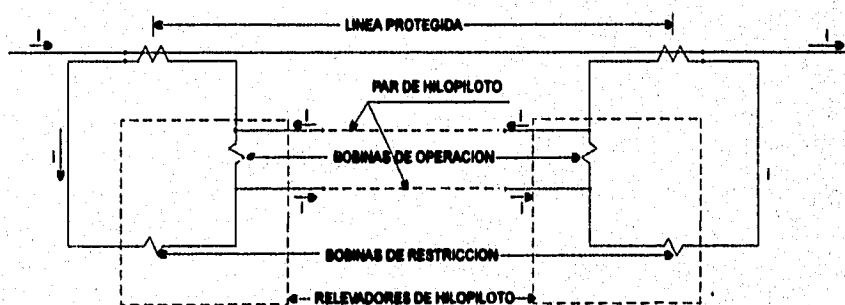


Fig. 5.2-36 Protección de hilo piloto.

Cuando los hilos pilotos se instalan colgados de las torres, se tienen que tomar en cuenta las tensiones inducidas por los conductores de la línea principal.

A veces es común emplear los conductores de las compañías telefónicas para enviar las señales de cierre y apertura de interruptores, aunque se deben de tomar precauciones especiales para que se puedan limitar las tensiones en los conductores piloto.

### V.2.4.4 PROTECCIÓN POR CORRIENTE PORTADORA

Dado que la capacidad de hilo piloto para emplearse en protección están limitadas a longitudes menores a 48 km., entonces bajo estas condiciones es posible usar una protección a distancia mediante corriente portadora, en la cual la corriente se transmite junto con una señal de alta frecuencia en la banda de 80 a 500 kHz y con un nivel de potencia bajo (1 a 2 W) mediante conductores de la línea de potencia desde cada extremo de la línea al otro.

El equipo de onda portadora se compone de los siguientes elementos:

1. *Trampa de onda.*- Se trata de un circuito del tipo resonante con impedancia baja a la corriente de 60 Hz y una alta impedancia a la frecuencia de la señal que circula en el tramo de la línea que se ubica entre las trampas de onda.
2. *Capacitor de acoplamiento.*- Es un capacitor el cual se conecta después de la trampa de onda, el cual presenta una gran impedancia a 60 Hz y mínima a la señal de la onda portadora de la frecuencia de que se trate.
3. *Comparador de fase.*- Se compone de un conjunto de relevadores que comparan la relación de fases entre la corriente que entra a una terminal y la que sale por el otro.

## V.2.5 COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE

La coordinación de sobrecorriente es una aplicación sistemática de dispositivos protectores en un sistema eléctrico de potencia que actúan en respuesta a una situación anormal de flujo de corriente, ya sea cortocircuito o sobrecorriente. El objetivo de esta coordinación es minimizar el daño a los equipos y reducir costos por interrupción en los servicios eléctricos, además de brindar protección al personal relacionado con estos servicios.

El estudio de la coordinación determina las características del equipo protector como son: rango de operación y tiempo de respuesta a la falla, que harán seguro que una mínima falla en la alimentación o en la carga será sensada y actuará el dispositivo protector aislando de la mejor manera posible la porción del circuito eléctrico fallado. Este estudio provee datos importantes para la selección de la relación de transformadores de instrumento, características de protección y disparo de relevadores, rango de fusibles y circuitos disyuntores de bajo voltaje.

También sugiere otras informaciones pertinentes para la optimización de la protección y la selectividad en coordinación de estos dispositivos, además se debe tomar en cuenta la adición de nuevas cargas en el sistema o el reemplazo de equipos con un rango más alto de potencia.

### V.2.5.1 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Para obtener una completa coordinación es necesario recabar información para cada bus local, como es:

- 1) Máxima corriente de cortocircuito momentánea (primer ciclo).
- 2) Máxima y mínima interrupción debida a la corriente de cortocircuito (5 ciclos a 2 seg.).
- 3) Máxima y mínima corriente de falla a tierra.

### V.2.5.2 COORDINACIÓN DE INTERVALOS DE TIEMPO.

Cuando se trazan curvas de coordinación, ciertos intervalos de tiempo serán mantenidos entre las curvas de varios dispositivos de protección en orden para asegurar una correcta operación secuencial de los mismos.

Cuando se coordinan relevadores de sobrecorriente, el intervalo de tiempo usualmente empleado es de 0.3 a 0.4 s. Este intervalo es medido entre relevadores en serie ambos con una respuesta instantánea al valor más bajo de corriente operando primero el que está colocado en el lado de la carga. Los intervalos dependen de las características de los siguientes componentes.

Circuito disyuntor, tiempo de apertura (5 ciclos) 0.08s.

Relevador de sobrecarga 0.10s.

Factor de seguridad por saturación del transformador de corriente, error de operación, etc. 0.22s.

Este factor puede ser disminuido por prueba de campo en los relevadores para eliminar errores de disparo.

Esto involucra calibración de relevadores para la coordinación de curvas, ajuste del dial del TC para lograr un tiempo específico de operación; un margen de 0.3 a 0.4 s es generalmente usado cuando se emplean relevadores de sobrecorriente de tiempo muy inverso y extremadamente inverso.

Coordinando relevadores el tiempo de intervalo de operación es de 0.3 a 0.4 s.

Coordinando relevadores con fusibles el tiempo entre curvas de operación deberá ser tan bajo como

0.1s.

Coordinando circuitos disyuntores, el intervalo usual será de 0.3 s.

### **V.2.5.3 FLUJO DE CORRIENTE DE CARGA.**

Los datos de corriente de carga son usados para establecer el tipo de cable, el equipo y dispositivos de protección; estos datos son valiosos cuando se realiza el ajuste de dispositivos protectores para salvar estos elementos.

Otro factor para proteger el cable del circuito es la máxima corriente de cortocircuito disponible en el extremo del cable. El aislamiento del conductor no deberá ser dañado por la alta temperatura resultado del flujo de corriente a través de él.

Además la coordinación de sobrecorriente deberá ser aplicada en base a los acuerdos recomendados u ordenados por las Normas siguientes: NEC, ANSI, CEC, IEEE o códigos similares. Ejemplo de ello es la Norma ANSI/NFPA 70-1984 y NEC (National Electrical Code), la cual contiene información necesaria para el estudio de sobrecorriente.

### **V.2.5.4 PICKUP.**

El término "pickup" es definido como la corriente mínima que pone en operación a los dispositivos de protección. La corriente de pickup en un relevador de sobrecorriente es el valor mínimo de sobrecorriente que causará que el relevador cierre sus contactos.

Para aplicaciones de fusibles, el término "amperes continuos" es usado en vez de pickup, porque los fusibles de bajo voltaje pueden resistir 110% de capacidad de corriente continua. Fusibles de potencia de medio y alto voltaje típicamente no operarán para corrientes menores al 200% de su amperaje nominal.

### **V.2.5.5 COORDINACIÓN EFECTIVA DE CIRCUITOS DE CORRIENTE CONTINUA.**

Para hacer efectiva la coordinación, el rango de operación del dispositivo de respaldo y el dispositivo primario deberá ser tan pequeño como sea posible.

Un ejemplo es determinar la operación de un dispositivo de 600 A de disparo que protege a un MCC (Centro de control de motores), donde una o más cargas pueden predominar. Asumiendo que el MCC tiene solamente cuatro motores de 100 HP cada uno, con una corriente de plena carga de 120 A cada uno y una corriente de arranque de 720 A. Si tres motores están en funcionamiento y el cuarto motor se arranca, una corriente total de 1080 A pasa a través de la bobina sensora, (corriente total  $I=3 \cdot 120 + 1 \cdot 720 = 1080$  A).

Dependiendo del tiempo de aceleración del motor, esta corriente total no debe afectar la coordinación de protección de uno o varios elementos disyuntores (tiempo corto, tiempo largo).

Estos 1080 A deberán ser permitidos para evitar falso disparo debiendo permitir al motor alcanzar su velocidad normal. Estas concesiones deben ser hechas para tiempos largos de aceleración que puedan ocurrir durante condiciones permitidas de bajo voltaje.

### **V.2.5.6 SATURACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.**

La función del TC es producir en el secundario una corriente que es proporcional en magnitud y fase a la corriente del primario; esta corriente del secundario es aplicada al relevador de protección en un rango compatible con éste y con las características de la carga.

Cuando el transformador se satura, la corriente del relevador que está conectado en el secundario es menor que la normal, esto distorsiona la forma de onda de corriente y el relevador opera más lentamente ocasionando un retraso en algunos relevadores instantáneos, disminuyendo la eficacia de la coordinación de protección.

### V.2.5.7 COMO CONSTRUIR CURVAS.

Una coordinación utiliza gráficas con curvas definidas, la cual es arreglada de tal modo que la región abajo y a la izquierda de la curva representa un área de no-operación. La curva representa un lugar geométrico de una familia de coordenadas (tiempo-corriente) la cual indica como un período largo es requerido para la operación del dispositivo seleccionando un valor de corriente. Las curvas del relevador de protección son usualmente representadas por una sola línea sencilla. Curvas ligeras muestran la operación en el tiempo del circuito disyuntor, así como también el disparo del dispositivo en el tiempo que está representado como bandas. Las bandas representan los tiempos límites máximo y mínimo a seleccionar para una corriente dada. La región encima y a la derecha de la curva o banda representa el área de operación. Ver figura 5.2-37.

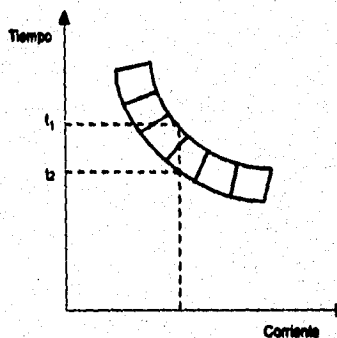


Fig. 5.2-37 Curva tiempo-corriente con anchos de banda (zona de operación para elementos específicos).

leyendo la corriente a lo largo de la abscisa, el tiempo en el cual un dispositivo es seleccionado para operar, corresponde a la ordenada u ordenadas de la curva dibujada.

El relevador debe operar dentro del mismo tiempo transcurrido y debe ser indiferente a la magnitud de la corriente sin llegar a la saturación.

El relevador, ya sea de característica inversa o muy inversa es más comúnmente usado que cualquier otro dispositivo. Por instancia un relevador de característica extremadamente inversa es utilizado para coordinar con fusibles (los fusibles tienen características extremadamente inversas). Relevadores con características de tiempo definido son utilizados en circuitos de protección de motores de voltaje medio, protección falla-tierra y similares aplicaciones donde puede existir un extenso rango de corriente de falla.

### V.2.5.8 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN.

Estos son seis pasos posibles a seguir en el planeamiento de un estudio de coordinación:

- 1) Desarrollar un diagrama unifilar incluyendo la mayor cantidad posible de datos que nos permitan desarrollar el estudio de coordinación; teniendo el diagrama unifilar se mostrarán en él los siguientes datos:
  - a) Rango de voltaje y potencia así como la impedancia y conexiones de todos los transformadores (incluyendo tolerancias).
  - b) Condiciones de interrupción normal y de emergencia.



- c) Datos de cortocircuito tales como impedancias de transformadores, reactancias subtransitorias para todos los generadores o motores de gran capacidad, así también reactancias de motores y generadores síncronos, además de características de I-t para cada uno.
  - d) Calibres de conductores, tipos, configuración y rango de temperatura.
  - e) Relación de transformadores de corriente.
  - f) Relevadores, disparo de acción directa, rango de fusibles, características y rango de ajuste.
- 2) Determinar el flujo de carga.
  - 3) Determinar el nivel de corriente de cortocircuito en cada localización en el sistema; la sección V.1 contiene las corrientes de falla necesarias para el estudio.
  - 4) Seleccionar las características de los dispositivos de protección; relación de TC colección de curvas características tiempo-corriente en papel logarítmico estándar.
  - 5) Reunir una colección de rangos de equipo utilizable en lugares de protección contra sobrecorrientes.
  - 6) Seleccionar una escala conveniente de corriente (ver sección V.2.5.9).

#### V.2.5.9 SELECCIÓN DE LA ESCALA DE CORRIENTE APROPIADA.

Considerando un sistema extenso y una o más transformaciones de voltaje, las curvas características de los dispositivos son dibujadas finamente tan a la izquierda del papel como sea posible tratando de que no se agrupen en el espacio derecho del papel.

El nivel máximo de cortocircuito en el sistema es el límite derecho de las curvas, a menos que parezca deseable observar el posible funcionamiento del dispositivo alrededor del nivel de cortocircuito en el sistema en estudio. Un mínimo número de características de operación será mostrado sobre el papel. Más de cuatro o cinco curvas sobre el papel pueden causar confusión, particularmente si las curvas se traslapan.

Todas las características del relevador pueden ser dibujadas en una escala común, sin embargo serán a diferentes niveles de voltaje.

Como un ejemplo, considere un sistema que tiene un transformador delta-ye 750 kVA 4160/480 V. Asuma que este transformador está equipado con un circuito disyuntor en el primario y en el secundario un circuito relevador principal. En este sistema la corriente de plena carga del transformador a 480 V es:

$$(750 \times 10^3) / (480 \times \sqrt{3}) = 902 \text{ A.}$$

Con 902 A en el secundario, la corriente en el primario será este mismo valor de corriente (902 A) multiplicado por la relación de transformación voltaje (480/4160 = 0.115). En este caso la corriente en el primario será  $902 \times 0.115 = 104 \text{ A}$ . Si nosotros establecemos la corriente de plena carga en 1 pu, entonces  $902 \text{ A a } 480 \text{ V} = 1 \text{ pu} = 104 \text{ A a } 4160 \text{ V}$ .

Así, en alto grado, la coordinación de la curva tiempo-corriente es concertada, ambas, 104 A a 4160 V y 902 A a 480 V representan el mismo valor de corriente en el circuito: plena carga para el transformador de 750 kVA y corriente de 1 pu en la gráfica.

Si se traza la corriente en la gráfica tiempo-corriente, 902 A a 480 V será lo mismo si se traza 104 A a 4160 V. Este tipo de manipulación permite el estudio de dispositivos en diferentes niveles de voltaje del sistema en una curva de coordinación con la apropiada escala seleccionada para su trazo.

## V.2.6 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DEFINIR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

- **Diagrama unifilar.** Dibujar el diagrama unifilar para la porción del sistema en estudio con rangos para todos los dispositivos mostrados (fig.5.2-39).
- **Estado de la corriente de cortocircuito.** Calcular los valores disponibles de corriente de cortocircuito disponibles en los diferentes puntos en el sistema (fig.5.2-39).
- **Puntos de protección.** Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionados por los fabricantes; sin embargo, para el caso de el transformador se puede tomar como ejemplo el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" (P784/D4 de la Norma ANSI C 57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite mayores a 500 kVA; ver fig. 5.2-38).

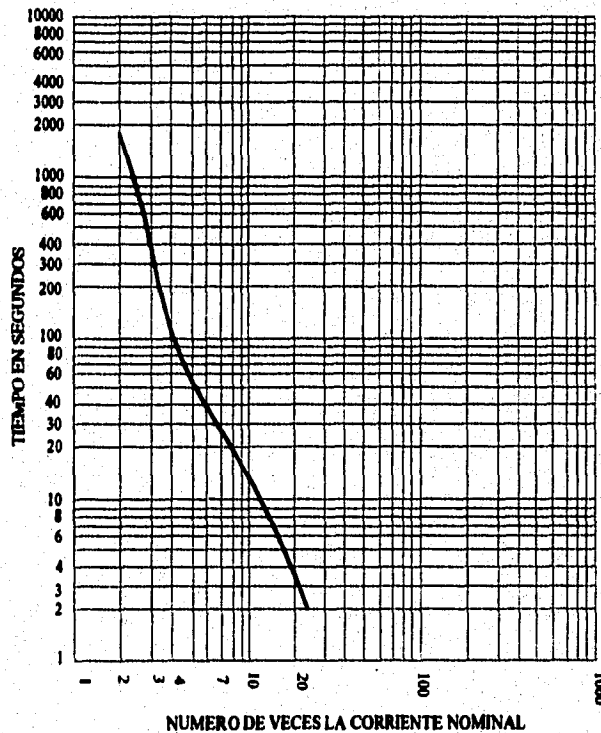


Fig. 5.2-38 Curva de daño de transformadores de potencia (mayores a 500 kVA).

La curva de energización "inrush" se origina debido a la energización del transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente, cuya magnitud depende del flujo residual en el núcleo del transformador y el punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización. La corriente transitoria de carga fría se produce debido a la energización súbita del transformador con cierto tipo de carga, el cual experimentó previamente una interrupción. El criterio que generalmente se utiliza puede apreciarse en la tabla 5.2.6.

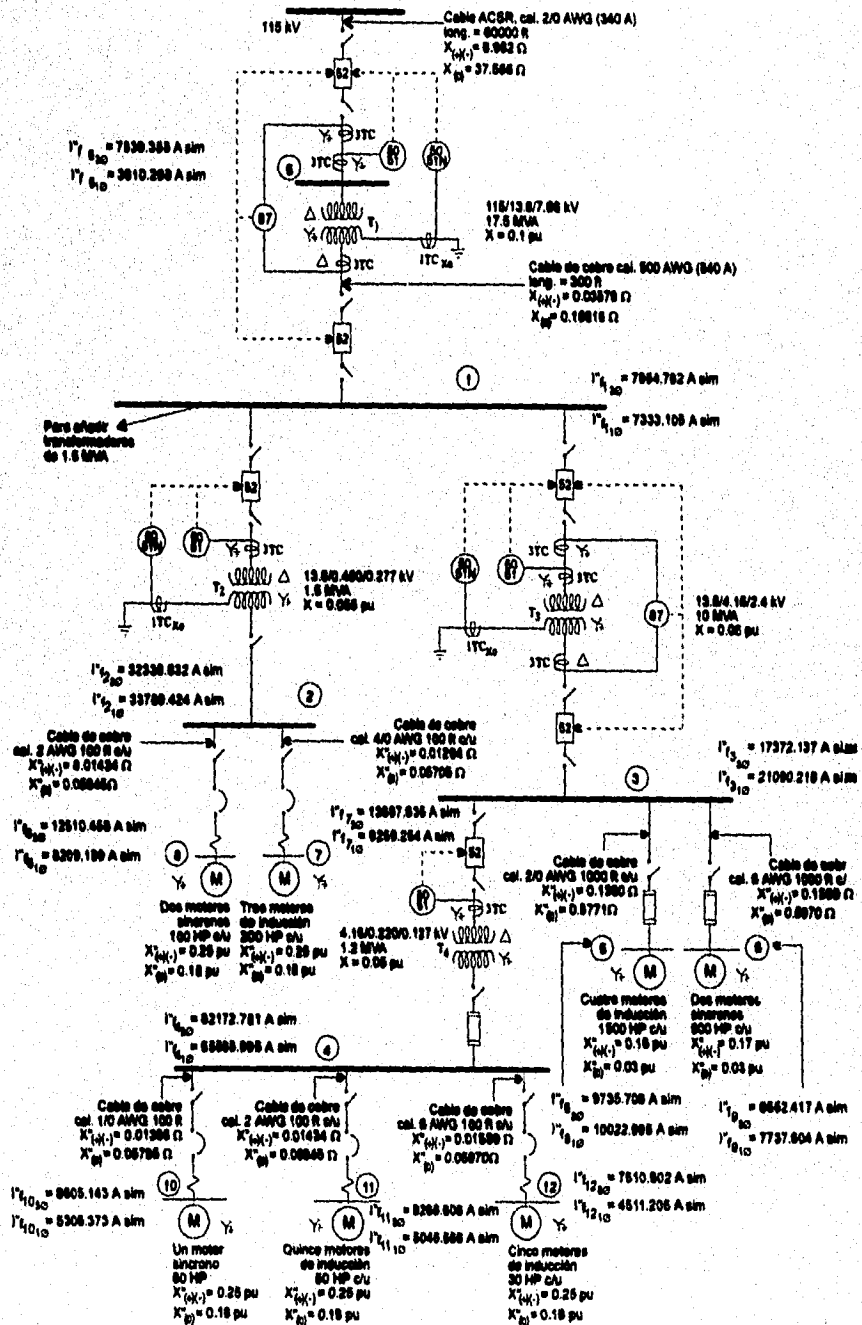


Fig. 5.2-39 Diagrama unifilar para el estudio de coordinación.

Corriente transitoria	Nº de veces la corriente nominal (In)	Tiempo en segundos
Carga fría	3	10.0
	6	1.0
Inrush	12	0.10
	25	0.01

Tabla 5.2.6. Valores I-t para definir la curva de energización.

Las curvas de protección contra fallas mostradas en las figuras 5.2-41 a la 5.2-59 están basadas en las Normas ANSI/IEEE C57.109-1985; los puntos de protección son deseables para ciertos elementos (ver tablas 5.2.7 a 5.2.12).

Tablas para graficar curvas de daño para transformadores, cables, y motores:

T <sub>1</sub> (OA; a 13.8 kV)			Inom = 732.147 A		
Corriente inrush (*punto inrush)			Curva de daño (*ANSI, **NEC)		
Nº de veces Inom	I total (A)	t(s)	Nº de veces Inom	I total	t(s)
3	2196.441	10	2.2	1610.72	1000
6	4392.880	1.0	2.5	1830.36	350
*12	8785.760	0.1	4	2928.58	100
25	18303.670	0.01	5	3660.73	60
			**6	4392.88	40
			7	5125.02	30
			10	7321.47	14
			*15	10982.20	6
			20	14642.94	3
			22	16107.23	2

Tabla 5.2.7

T <sub>2</sub> (OA; a 13.8 kV)			Inom = 62.75 A		
Corriente inrush (*punto inrush)			Curva de daño (*ANSI, **NEC)		
Nº de veces Inom	I total	t(s)	Nº de veces Inom	I total	t(s)
3	188.5	10	2.2	138.05	1000
6	376.5	1.0	2.5	156.87	350
*12	753	0.1	4	251	100
25	1568.75	0.01	5	313.75	60
			**6	376.50	40
			7	439.25	30
			10	627.50	14
			*15	941.25	6
			20	1255.00	3
			22	1380.50	2

Tabla 5.2.8

T <sub>3</sub> (OA; a 13.8 kV)			Inom = 418.362 A		
Corriente inrush (nomo Inom)			Curva de daño (*ANSI, **NEC)		
Nº de veces Inom	I total	t(s)	Nº de veces Inom	I total	t(s)
3	1255.10	10	2.2	920.41	1000
6	2510.21	1.0	2.5	1045.92	350
*12	5020.42	0.1	4	1673.47	100
25	10459.22	0.01	5	2091.84	60
			**6	2510.21	40
			7	2928.58	30
			10	4183.69	14
			*15	6275.53	6
			20	8367.38	3
			22	9203.96	2

Tabla 5.2.9.

T <sub>2</sub> (OA; a 4.16 kV)				Inom = 166.54 A			
Corriente inrush (nomo Inom)				Curva de daño (*ANSI, **NEC)			
Nº de veces Inom	I total		t(s)	Nº de veces Inom	I total		t(s)
	(a 4.16; 13.8kV)				(a 4.16; 13.8kV)		
3	449.62	150.61	10	2.2	366.38	110.44	1000
6	999.24	301.22	1.0	2.5	416.35	125.50	350
*12	1998.48	602.44	0.1	4	666.16	200.81	100
25	4163.50	1255.08	0.01	5	832.70	251.01	60
				**6	999.24	301.22	40
				7	1165.78	351.42	30
				10	1665.40	502.03	14
				*15	2498.10	753.05	6
				20	3330.80	1004.06	3
				22	3663.88	1104.47	2

Tabla 5.2.10.

Cables (ver fig. 5.2-40):			
Cobre, 500 MCM		ACSR, 2/0 AWG	
Punto inicial	Punto final	Punto inicial	Punto final
20 seg. 18000 A	0.6 seg. 100000 A	20 seg. 2200 A	0.01 seg. 105000 A
		Referidos a 13.8 kV: 20 seg. 18333.333 A	Referidos a 13.8 kV: 0.01 seg. 875000 A

Tabla 5.2.11.

Motor de 200 HP, 480 v:				Motor de 60 HP, 220 v:			
Nº de veces In	I total	t (seg.)	I <sub>1</sub> (a 13.8kV)	Nº de veces In	I total	t (seg.)	I <sub>1</sub> (a 13.8kV)
1.4	350	1000	12.17	1.4	228.40	1000	3.641
1.5	375	600	13.043	1.5	244.71	600	3.9
1.6	400	400-350	13.91	1.6	261.03	400-350	4.16
2.0	500	80	17.39	2.0	362.29	80	5.77
5.0	1250	18	43.47	5.0	815.72	18	13.0
10.0	2500	10	86.95	10.0	1631.45	10	26.0

Nota.- Para determinar la curva de corriente de arranque, ver sección ⑤, incisos f) y l).

Tabla 5.2.12.

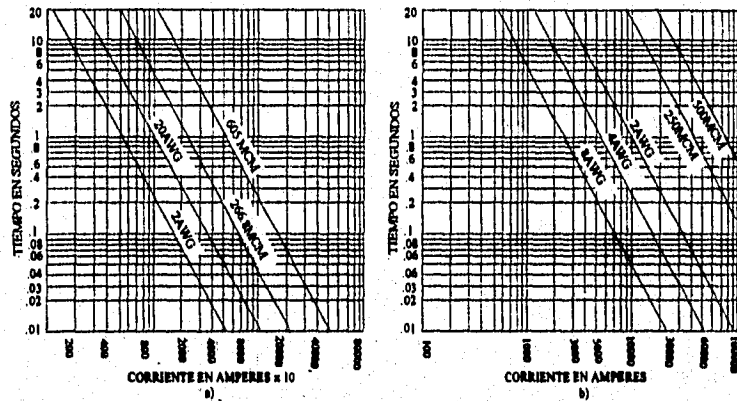


Fig. 5.2-46 Curvas de daño para conductores: a) ACSR b) Cobre.

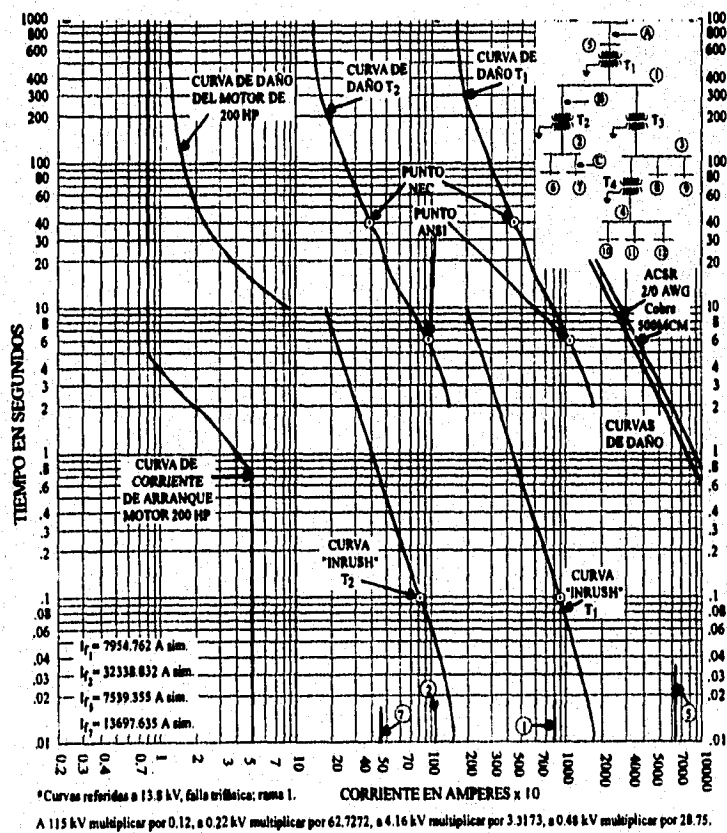


Fig. 5.2.41 Gráfica mostrando puntos fijos, curvas de protección de transformadores y corrientes de corto circuito.

● **Selección de escalas.**

Seleccionar la escala que minimizará las manipulaciones y multiplicaciones sobre los dispositivos donde un rango de disparo es disponible. En este caso todas las curvas mostradas en las figuras 5.2-41 - 5.2-59 estarán referidas al nivel de tensión de 13.8 kV. Usando un múltiplo de 0.12 a 115 kV, 62.7272 a 0.22 kV, 3.3173 a 4.16 kV, 28.75 a 0.48 kV, se conocerá el valor real de corrientes (para todas las curvas) en el nivel de tensión adecuado.

● **Características básicas de operación.**

Dibuje en un papel logarítmico (p. ej. la hoja especial de tiempo-corriente N° 48-5258 Keuffel & Esser Co.):

- a) Curvas de daño, punto inrush y 6 tiempos de plena carga para transformadores (OA o AA), curvas de daño de conductores y curvas de arranque de motores; (de ser posible, incluya la sección considerada para el estudio de coordinación) ver figuras 5.2-41 a la 5.2-44.
- b) Corrientes de cortocircuito; ver figuras 5.2-41 a la 5.2-44.
- c) Curva de dispositivos de protección (ver siguiente sección).

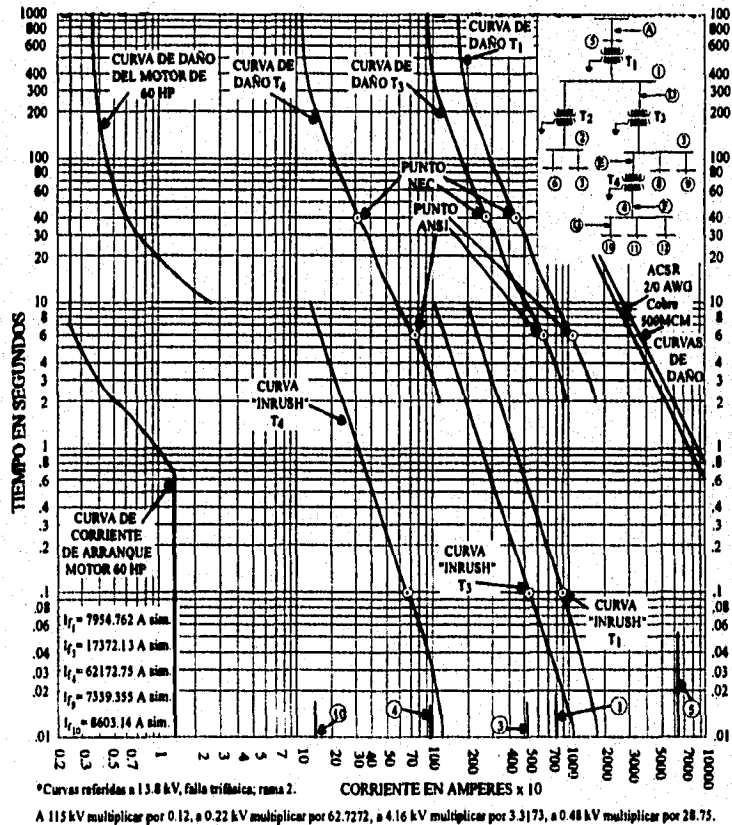


Fig. 5.2.42 Gráfica mostrando puntos fijos, curvas de protección de transformadores y corrientes de corto circuito.

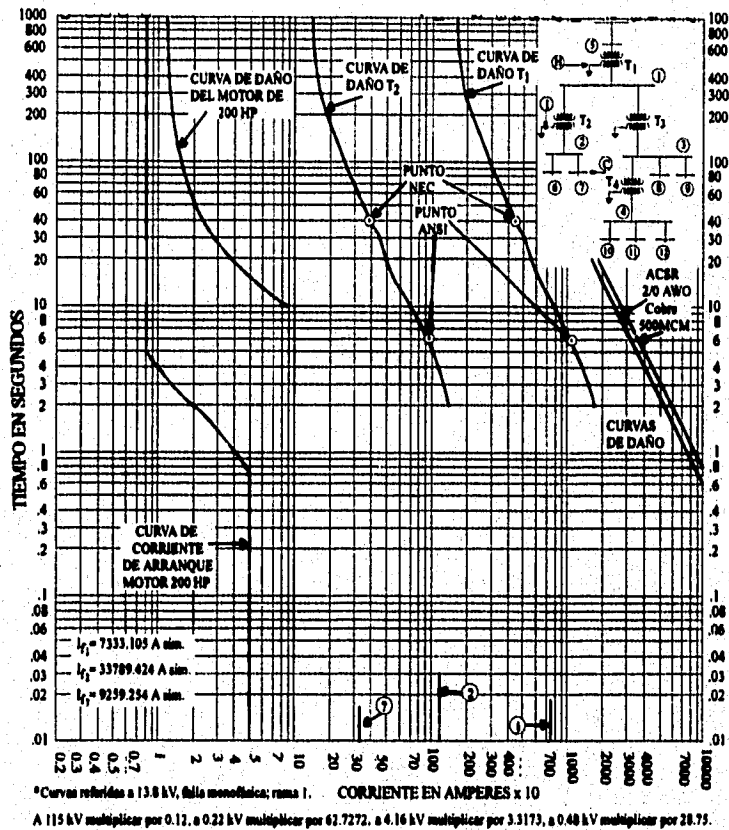


Fig. 5.3-43 Gráfica mostrando puntos fijos, curvas de protección de transformadores y corrientes de corto circuito.

● Selección de dispositivos de protección.

a) Protección diferencial 87 T<sub>1</sub> (BDD) (rama I: desde T<sub>1</sub> hasta los motores en el bus ④).

1)  $I_{AT} = 87.85 \text{ A}$  ;  $RTC = 200/5$  ;  $I_{BT} = 732.147 \text{ A}$  ;  $RTC = 1000/5$

2)  $I_{so} = \frac{87.85}{200/5} = 2.196 \text{ A sec}$  ;  $I_{sb} = \frac{732.157\sqrt{3}}{1000/5} = 6.34 \text{ A sec}$

3) Selección de taps de ajuste: (taps: 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0, 8.7):

Generalmente se selecciona el tap más alto para la mayor corriente, en este caso:

$$T_B = 8.7 ; I_{sb} = 6.34 \text{ A sec.} \quad \Rightarrow \quad T_A = \frac{8.7(2.196)}{6.34} = 3.013$$

$$T_A = x ; I_{so} = 2.196 \text{ A sec.}$$



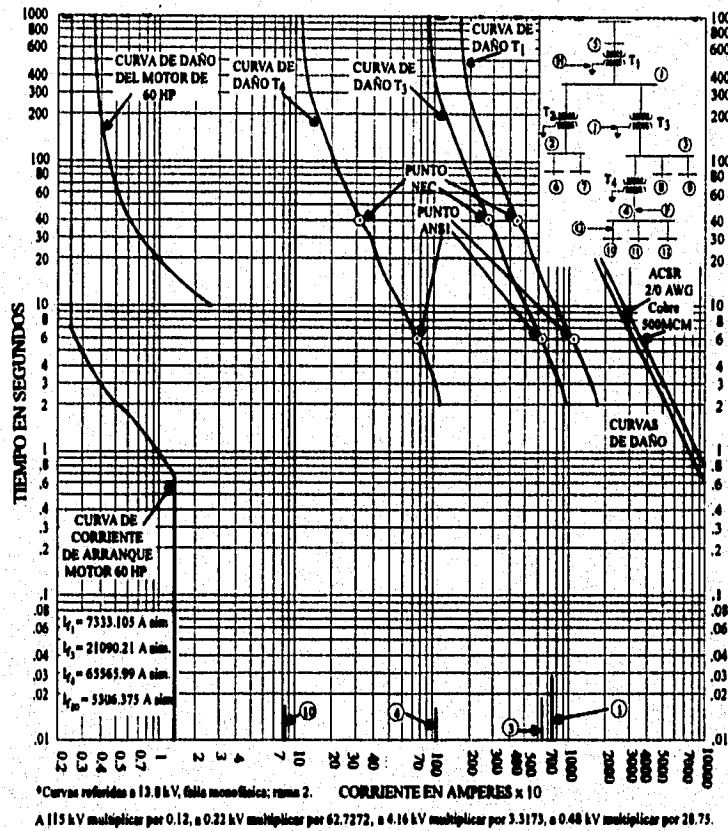


Fig. 5.2-44 Gráfica mostrando puntos fijos, curvas de protección de transformadores y corrientes de corto circuito.

El tap más cercano es 2.9;  $\Rightarrow$  los taps de protección serán:

Lado de AT: Tap = 2.9

Lado de BT: Tap = 8.7

4) Verificación del mismatch.

$$M = \frac{I_{sh}/I_{sc} - T_b/T_a}{S} = \frac{6.34/2.196 - 8.7/2.9}{(6.34/2.196)^*} \times 100\% = -3.91\%$$

(Donde S es el término menor de los dos que están en el dividendo); \* este término es el menor de los dos.

Este valor es menor al 5% por lo que los ajustes calculados son los adecuados.

5) El valor de falla no debe exceder 220 A sec.

De la tabla 5.1-6, resumen de fallas, tenemos que:

$$A.T.) I_s = \frac{7539.355}{40} = 188.483 A ; B.T.) I_s = \frac{7954.762\sqrt{3}}{200} = 68.89 A$$

6) Por ciento (%) de pendiente.

$$15\% + (3.91\%) = 18.91\% \quad \% \text{ de pendiente} = 25\% \quad (15\% = \text{margen de seguridad}).$$

b) Ajuste del relevador extremadamente inverso 50/51 en T<sub>1</sub>:

Relevador 51:

1) Pick-up del relevador.

$$200\% \text{ de } I_s: I_{nom} = \frac{17500}{\sqrt{3}(115)} = 87.85 A \quad 200\%(87.85) = 175.715 A ; \Rightarrow I_{pick-up} = 175.715 A$$

2) Selección de RTC.

$$I_{nom\max} = 87.85 A ; I_{fall\max} = 7539.355 A$$

$$\frac{I_{max\ fall}}{RTC} = \frac{7539.35}{RTC} < 100 \Rightarrow RTC = \frac{7539.35}{100} = \frac{75.39}{1} = \frac{376.967}{5}$$

$$\approx \frac{450}{5} = 90 \quad \therefore RTC = \frac{450}{5} ; \frac{87.85}{90} = 0.976 A ; \frac{7539.35}{90} = 83.77 A$$

3) Selección del Tap:

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{175.715}{90} = 1.952 A ; \text{ el tap más cercano es 2 (rango 1-12)} \Rightarrow Tap = 2$$

$$\text{Valor exacto de pick-up: } I_{pick-up} = Tap \times RTC = 2 \times 90 = 180 A.$$

Esto corresponde a:

$$\frac{180}{87.85} = x \times 100\% = 204.89\% \text{ de la corriente nominal de } T_1.$$

4) Selección de la palanca.

Corriente de falla en el bus 1:

$$I_{3\phi(1)} = 7954.762 A ; \text{ esto es a } 13.8kV: I_{3\phi(1)} = 7954.762 \left( \frac{13.8}{115} \right) = 954.57 A$$

$$MT = \frac{954.57}{2(90)} = 5.303$$

De las curvas de relevadores (ver fig. 5.2-45) con  $t = 0.6$  seg. y  $MT = 5.303 \Rightarrow Pal = 3$ .

TYPE CO - 11  
OVERCURRENT RELAY

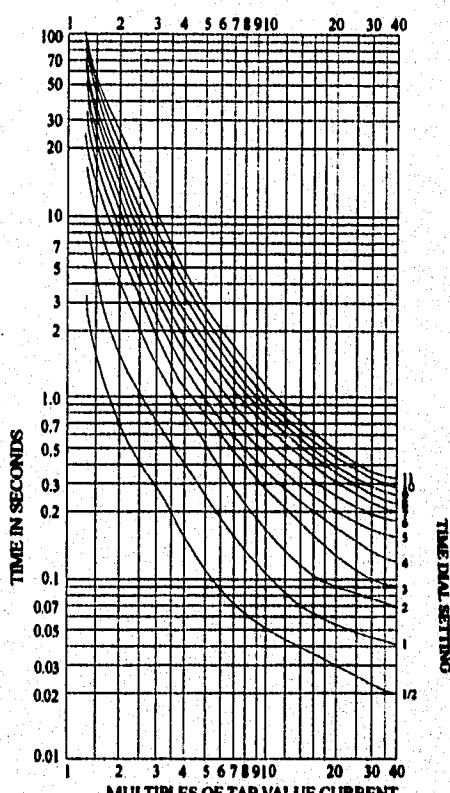


Fig 5.2-45 Curvas típicas de tiempo - múltiplos de tap para el relevador tipo CO-11 (51, extremadamente inverso).

5) Ajuste 51T1:

$$RTC = 450/5 ; Tap = 2 ; Pal = 3$$

6) Tabulación (ver fig. 5.2-46):

$I_{(max)}$ [A]	$I_s$ [A]	MT	$t[s]$	$I_{(max)}$ [A]
180	2	1	>>25	1500
500	5.35	2.77	2.4	4166.66
*954	10.6	5.3	0.65	7934.762
1000	11.11	5.55	0.61	8333.33
2000	22.22	11.11	0.25	16666.66
4000	44.44	22.22	0.12	33333.33
5000	55.55	27.77	0.10	41666.66
7539.35	83.77	41.88	0.09	62827.91

\* $I_{(max)}$  trifásica en el bus  $\text{Ⓞ}$  vista en el bus  $\text{Ⓞ}$ .

Tabla 5.2-13

7) Ajuste 50T<sub>1</sub>:

El ajuste del elemento de disparo instantáneo se hará al 70% de la corriente de falla en el bus ① (ver fig. 5.2-46):

A 115 kV: 0.7(7539.35 A) = 5277.545 A	A 13.8 kV: 0.7(62827.91 A) = 43979.537 A
--	---

Tabla 5.2.14

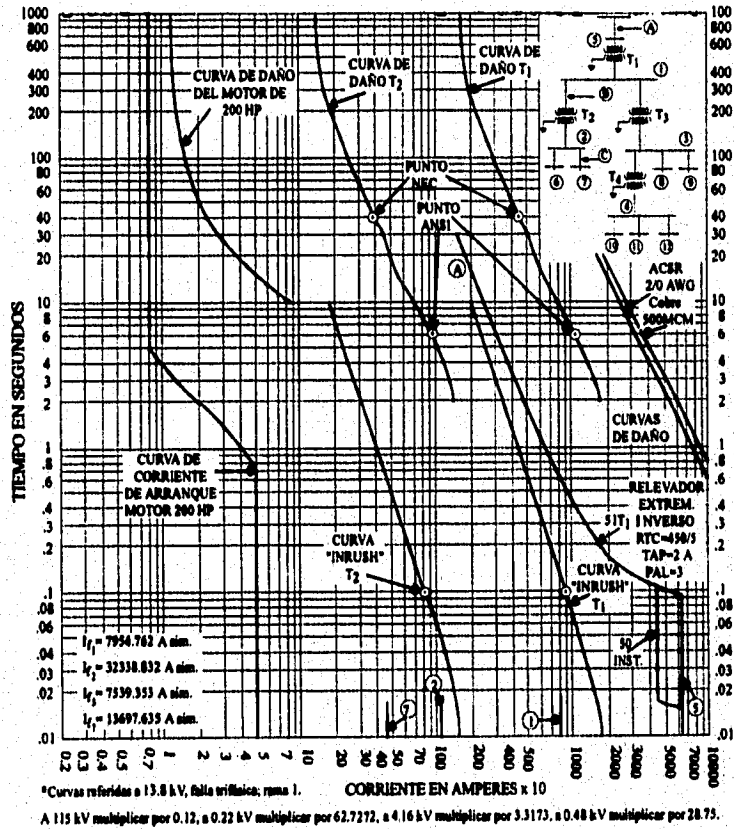


Fig. 5.2-46 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

c) Ajuste del relevador 51NT<sub>1</sub> extremadamente inverso.

1) Pick-up (para cálculo  $I_{pick-up} = 28\% I_{nom}$ ).

$$I_{nom} = 732.147 \text{ A}; (0.28) I_{nom} = 205 \text{ A} = I_{pick-up}$$

2) Selección de RTC (TCx0).

$$\frac{I_{max\ fall}}{RTC} = \frac{7333.105}{RTC} < 100 \Rightarrow RTC = \frac{7333.105}{100} = \frac{73.331}{1} = \frac{366.655}{5}$$

$$\approx \frac{450}{5} = 90 \therefore RTC = \frac{450}{5} ; \frac{205}{90} = 2.277 A ; \frac{7333.105}{90} = 81.479 A$$

3) Selección del Tap.

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{205}{90} = 2.277 A \Rightarrow Tap = 2.5 A \text{ (rango } 0.5 - 2.5)$$

$$I_{pick-up\ exacto} = 2.5(90) = 225 A.$$

4) Selección de palanca:  $MT = \frac{7333.105}{225} = 32.591$

para MT = 32.59 y t = 0.35 seg. (tiempo propuesto para coordinación)  $\Rightarrow$  Pal = 11; (ver fig. 5.2-45).

5) Ajustes SINT;

$$RTC = 450/5 ; Tap = 2.5 ; Pal = 11$$

6) Tabulación (ver fig. 5.2-47):

I [A]	Ia [A]	MT	t[s]
225	2.5	1	>>100
337.5	3.75	1.5	56
500	5.55	2.22	19
1000	11.11	4.44	3.9
*1175	13.05	5.22	2.9
2000	22.22	8.88	1.19
4000	44.44	17.77	0.49
5000	55.55	22.22	0.41
**6357.63	70.64	28.25	0.365
7333.10	81.47	32.591	0.35

\* Falla monofásica en el bus Ⓣ, vista en Ⓣ. \*\* Falla monofásica en el bus Ⓣ, vista en Ⓣ.

Tabla 5.3.15

7) Ajuste instantáneo (50):

Para el ajuste del elemento instantáneo se toma en cuenta la relación que existe entre las corrientes de falla monofásica en el bus Ⓣ y el bus Ⓣ:

A 13.8 kV: Falla monofásica en el bus Ⓣ;  $I_{falla} = 6357.630 A$ ; falla monofásica en el bus Ⓣ;  $I_{falla} = 7333.105 A$ .

$$\frac{I_{fallabus3}}{I_{fallabus1}} = \frac{6357.630A}{7333.105A} \times 100\% = 86.69\%$$

∴ El ajuste se hace al 90% de la corriente de falla monofásica en el bus ①; esto es:  
 $0.9(7333.105 \text{ A}) = 6599.794 \text{ A}$  (ver fig. 5.2-47).

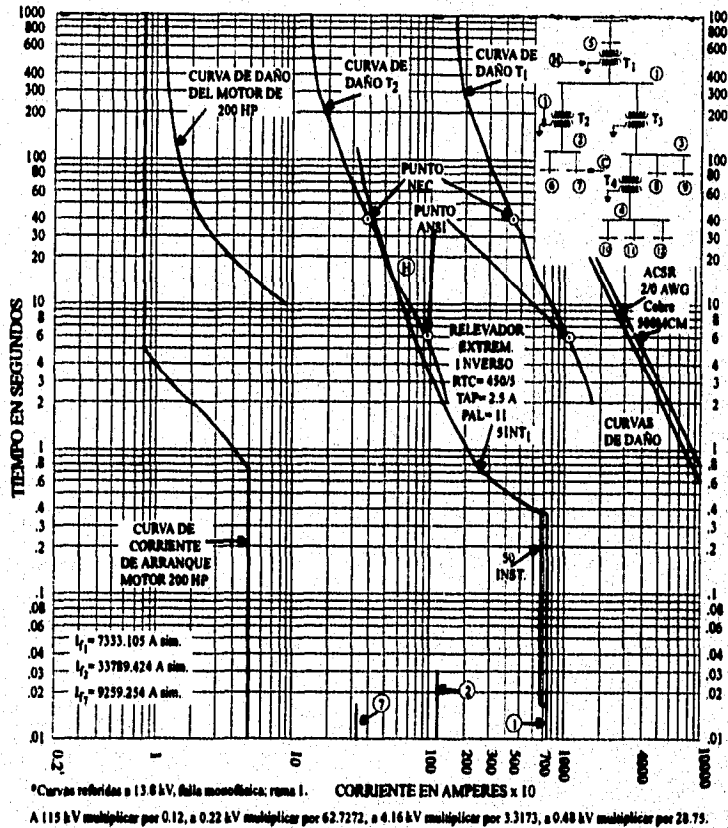


Fig. 5.2-47 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

d) Ajuste del relevador 5IT<sub>1</sub> (extremadamente inverso).

1) Pick-up del relevador:

$$I_{\text{pick-up}} = 200\%(I_{\text{nom}}) = 2(62.75) = 125.51 \text{ A}$$

2) Selección del RTC:

$$I_{\text{nommáx}} = 62.75 \text{ A}; I_{\text{fallamáx}} = 7954.762 \text{ A}$$

$$RTC = \frac{7954.762}{100} = \frac{79.547}{1} = \frac{397.735}{5} \approx \frac{400}{5} \text{ seleccionamos RTC} = \frac{1000}{5}$$

(ya que para rtc's menores, MT no está definida ⇒ RTC = 200).

3) Selección del tap:

$$TAP = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{125.51}{200} = 0.627 \Rightarrow TAP = 1 \text{ (rango 1-12).}$$

$$I_{pick-up \text{ exacto}} = Tap \times RTC = 1(200) = 200 \text{ A.}$$

4) Determinación de la palanca:

Corriente de falla trifásica en el bus  $\Phi$  :  $I = 7954.762 \text{ A}$

$$MT = \frac{7954.762}{200} = 39.77$$

para coordinar con el relevador de  $T_1$  el tiempo de operación de este relevador debe ser aproximadamente de 0.2 seg. De las curvas, con  $MT = 39.77$  y  $t = 0.21$  seg.  $\Rightarrow$  Pal = 7 (ver fig. 5.2-45).

(El tiempo de operación del relevador 5IT<sub>1</sub> es 0.65 s, el tiempo de coordinación es:  $0.65 - 0.21 = 0.44$  s el cual es adecuado).

5) Ajustes 5IT<sub>2</sub>:

$$RTC = 1000/5 ; Tap = 1 ; Pal = 7$$

6) Tabulación (ver fig.5.2-48):

I (A)	I <sub>s</sub> (A)	MT	t (s)
200	1	1	>>60
300	1.5	1.5	35
500	2.5	2.5	7.5
1000	5	5	1.7
*1124	5.62	5.62	1.4
2000	10	10	0.57
5000	25	25	0.25
7954.7	39.77	39.77	0.21

\* Corriente de falla trifásica en  $\Phi$  vista en  $\Phi$ :

Tabla 5.2.16

7) Ajuste del elemento instantáneo (50):

El ajuste del elemento instantáneo del relevador se hará al 70% de la corriente de falla trifásica en el bus  $\Phi$  :

$$0.7(7954.7 \text{ A}) = 5568.129\text{A}; \text{ (ver fig. 5.2-48).}$$

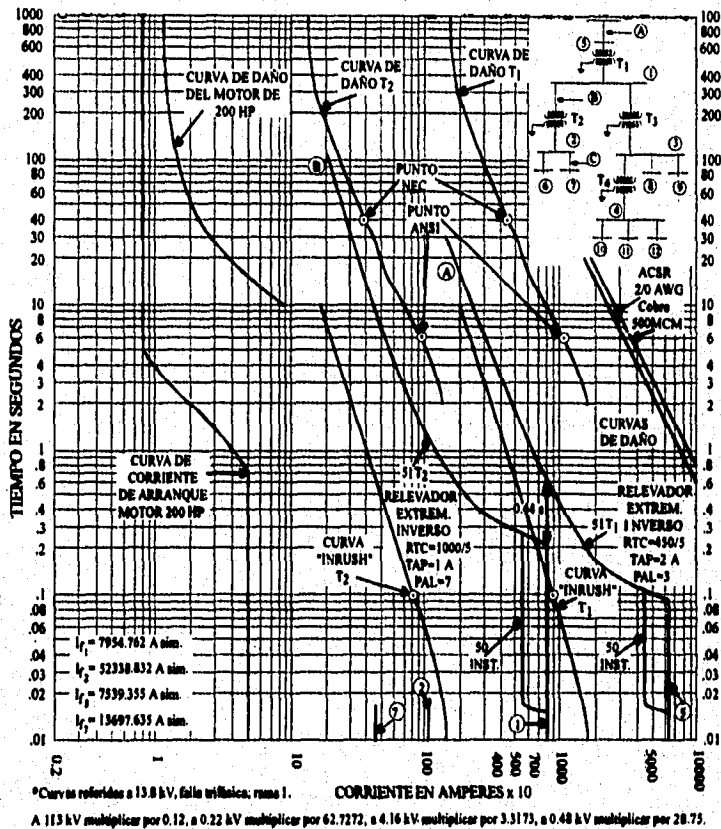


Fig. 5.3-48 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

e) Ajuste del relevador 51N de T<sub>2</sub> (extremadamente inverso).

1) Pick-up (para este caso = 40%).

$$I_{nom} = \frac{15 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(0.48 \text{ kV})} = 1804.219 \text{ A}; 0.4I_{nom} = I_{pick-up} = 0.4(1804.219) = 721.68 \text{ A}; \Rightarrow I_{pick-up} = 721.68 \text{ A}$$

2) Selección del RTC (T<sub>cx0</sub>):

$$RTC = \frac{33789.424}{100} = \frac{337.87}{1} = \frac{1689.35}{5} \text{ seleccionamos } RTC = \frac{2000}{5} \Rightarrow RTC = 400$$

3) Selección del Tap:

$$Tap = \frac{721.68}{400} = 1.804 \Rightarrow Tap = 2 \text{ A (rango 0.5 - 2.5).}$$



4) Selección de la palanca:

$$MT = \frac{33789.424}{2.0(400)} = 42.236 \text{ ya que no está definido tomamos Tap} = 2.5:$$

$$MT = \frac{33789.424}{2.5(400)} = 33.789 ; I_{pick-up\ exacto} = 2.5(400) = 1000 \text{ A.}$$

(Para coordinar con el relevador 5INT<sub>1</sub> el tiempo entre curvas debe ser 3.9 - 0.4 = 3.5s donde 3.9s es el tiempo para el relevador 5INT<sub>1</sub> para la falla en el bus ④).

El tiempo es adecuado para coordinación, pero la protección es menos sensible por lo que se escoge un tiempo de operación de 0.6 s, aunque con esta selección de tiempo se pierda un poco la coordinación con el relé 5INT<sub>1</sub>.

Con MT = 33.789 y Pal = 11  $\Rightarrow t = 0.34 \text{ s.}$

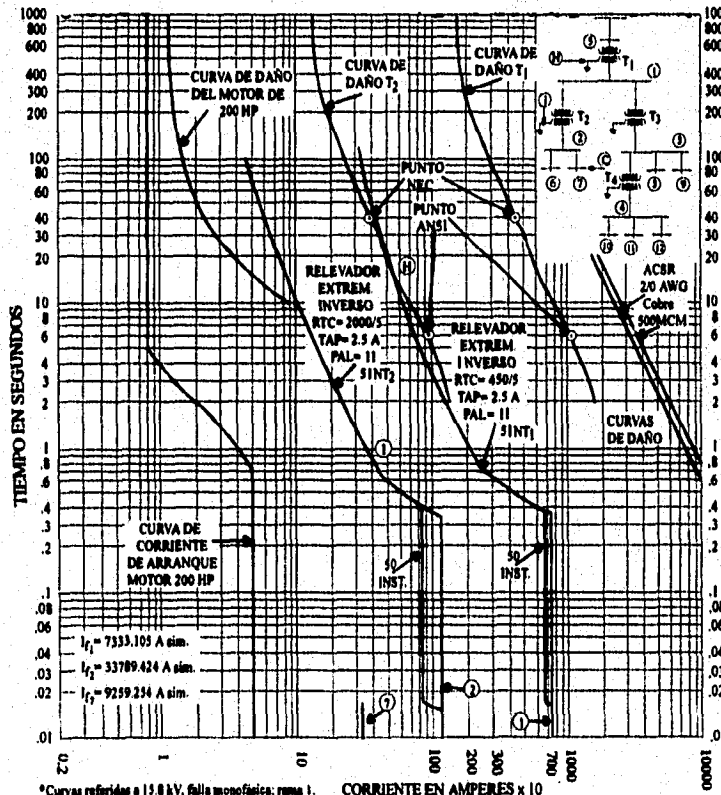


Fig. 5.2-49 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

5) Ajustes de  $5INT_2$  (ver fig. 5.2-49):

$$RTC = 2000/5 ; Tap = 2.5 ; Pal = 11$$

6) Tabulación (ver fig.5.2-49):

I [A]	I <sub>s</sub> [A]	MT	t [s]	I <sub>(13.8kV)</sub> [A]
1000	2.5	1	>>70	34.78
1500	3.75	1.5	60	52.17
2000	5	2	25	69.56
4000	10	4	4.7	134.13
5000	12.5	5	3.3	173.91
10000	25	10	0.98	347.82
15000	37.5	15	0.56	521.739
20000	50	20	0.43	695.65
25000	62.5	25	0.39	869.56
33789.424	84.47	33.78	0.34	1175.284

Tabla 5.2-17

7) Ajuste del elemento instantáneo:

El ajuste de disparo del elemento instantáneo se hará al 70% de la corriente de falla en  $\odot$  (ver figura 5.2-49):

A 480 v:	A 13.8 kV:
$0.7(33789.424) = 23652.596 \text{ A}$	$0.7(1175.284) = 822.69 \text{ A}$

Tabla 5.2-18

8) Ajuste del disyuntor en caja moldeada para el motor de 200 HP:

1) Determinación de la curva de corriente de arranque del motor:

$$I_{nom} = 250 \text{ A (} t \geq 5 \text{ seg.)} ; 6I_{nom} = I_{arranq} = 1500 \text{ A (} 0.01 \leq t \leq 0.7 \text{ seg.)}$$

referidas a 13.8 kV:

$$I_{nom} = 250 \left( \frac{0.48}{13.8} \right) = 8.695 \text{ A} ; 6I_{nom} = 1500 \left( \frac{0.48}{13.8} \right) = 52.173 \text{ A}$$

Del catalogo de Federal Pacific el disyuntor a seleccionar es de tipo NFS, 250 A, 600 v; a 480 v, con capacidad interruptiva igual a 20 kA simétricos (ver figura 5.2-50).

I<sub>falla</sub> en el bus  $\odot$  :



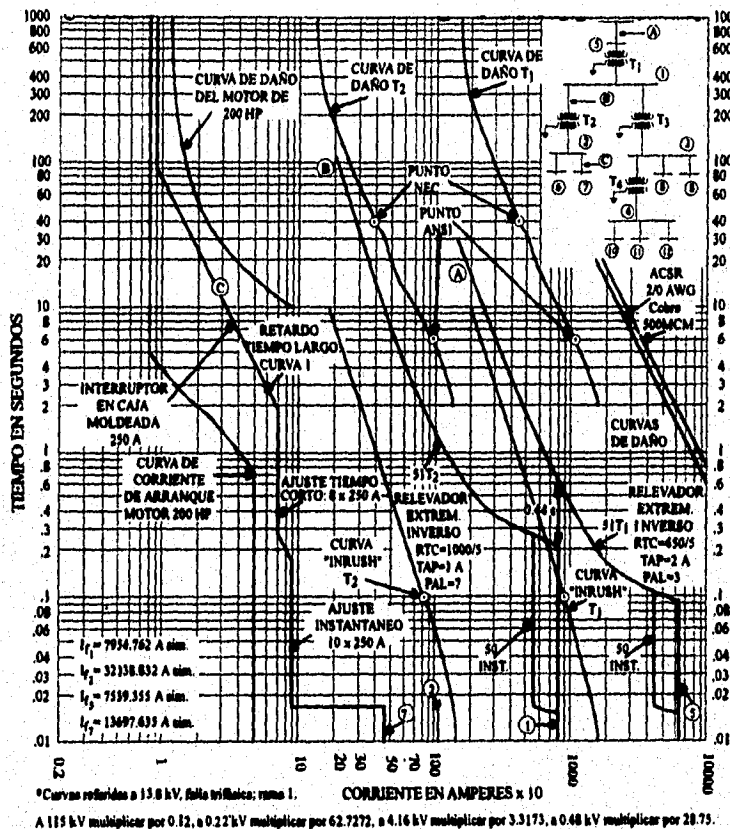


Fig. 5.3-81 Selección de disyuntor en caja moldeada.

Para la rama 2: (desde T<sub>1</sub> hasta los motores en el bus ④):

g) Ajuste de la protección diferencial 87 para T<sub>3</sub>:

$$I_{AT} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(13.8 \text{ kV})} = 418.369 \text{ A} \Rightarrow RTC = \frac{500}{5}$$

$$1) I_{BT} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(4.16 \text{ kV})} = 1387.861 \text{ A} \Rightarrow RTC = \frac{1600}{5}$$

$$2) I_{sa} = \frac{418.369 \text{ A}}{100} = 4.183 \text{ A}_{acc} ; I_{sb} = \frac{\sqrt{3}(1387.861 \text{ A})}{320} = 7.512 \text{ A}_{acc}$$

3) Selección de taps de ajuste (taps: 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0, 8.7):

Generalmente se selecciona el tap más alto para la mayor corriente, en este caso:

$$T_B = 8.7; I_{db} = 7.512 \text{ A sec.} \Rightarrow T_A = \frac{8.7(4.183)}{7.512} = 4.844 \quad \therefore \text{Tap} = 5$$

$$T_A = x; I_{da} = 4.183 \text{ A sec.}$$

Los taps de protección serán:

Lado de AT: Tap = 5

Lado de BT: Tap = 8.7

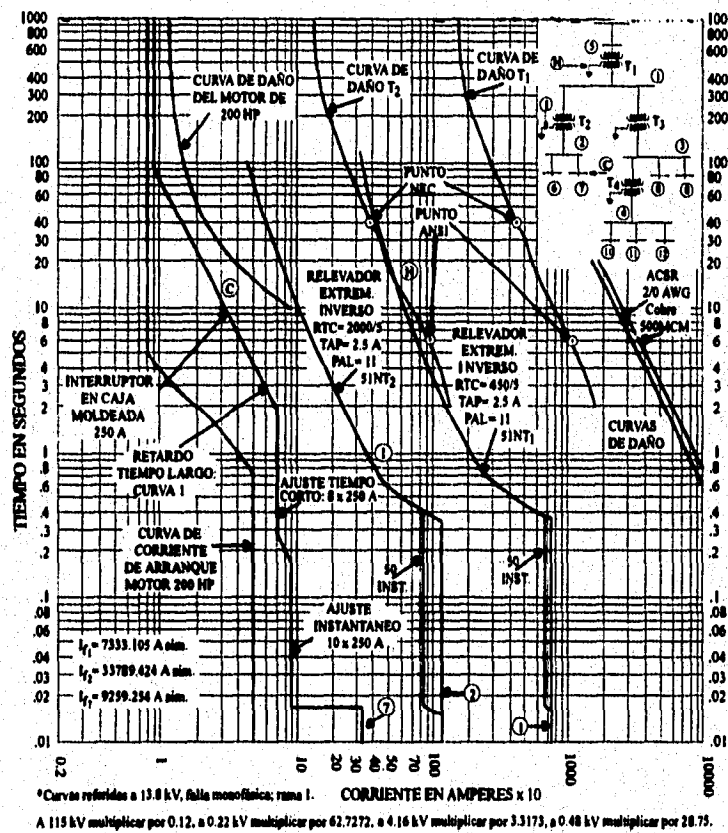


Fig. 5.2-53 Selección de disyuntor en caja moldeada.

#### 4) Verificación del mismatch.

$$M = \frac{7.512/4.183 - 8.7/5}{8.7/5} \times 100\% = 3.2\%$$

Este valor es menor al 5% por lo que los ajustes calculados son los adecuados.

5) El valor de falla no debe exceder 220 A sec.

De la tabla 5.1-6 de resumen de fallas tenemos que:

$$A.T.) I_s = \frac{7954.762}{100} = 79.54 \text{ A}_{sec} ; B.T.) I_s = \frac{21090.218\sqrt{3}}{320} = 114.154 \text{ A}_{sec}$$

6) % de pendiente:

$$15\% + (3.2\%) = 18.2\% ; \% \text{ de pendiente} = 25\%. (15\% = \text{margen de seguridad}).$$

b) Ajuste del relevador extremadamente inverso 50/51 en T3:

Relevador 51:

1) Pick-up del relevador.

$$I_{nom} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(13.8 \text{ kV})} = 418.369 \text{ A} ; 2(418.369 \text{ A}) \Rightarrow I_{pick-up} = 836.738 \text{ A}.$$

2) Selección de RTC.

$$I_{nominal} = 418.369 \text{ A} ; I_{fallamax} = 7954.762 \text{ A}$$

$$RTC = \frac{7954.762 \text{ A}}{100} = \frac{79.54}{1} = \frac{397.7}{5} \Rightarrow RTC = \frac{600}{5} = 120$$

$$I_{nom sec} = \frac{418.369 \text{ A}}{120} = 3.486 \text{ A}_{sec} ; I_{falla sec} = \frac{7954.762 \text{ A}}{120} = 66.289 \text{ A}_{sec}$$

3) Selección del Tap:

$$Tap = \frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{836.738 \text{ A}}{120} = 6.972 \text{ A} \Rightarrow Tap = 7 \text{ (rango 1-12)}.$$

$$\text{Valor exacto de pick-up } I_{pick-up} = Tap \times RTC = 7 \times 120 = 840 \text{ A}.$$

Esto corresponde a:

$$\frac{840}{418.369} \times 100\% = 200.77\%$$

4) Selección de la palanca:

Corriente de falla en el bus Q:  $I_{3\phi} = 7954.762 \text{ A}$

$$MT = \frac{7954.762}{840} = 9.469$$

para coordinar con el relevador de T<sub>1</sub> el tiempo de operación será aproximadamente 0.3 seg.

De la fig. 5.2-45, con  $MT = 9.469$  y  $t = 0.28 \Rightarrow Pal = 3$ . (El tiempo de operación del relé  $51T_1$  es  $0.65$  s y el tiempo de coordinación es:  $0.65 - 0.28 = 0.37$  s, el cual es adecuado para la coordinación).

5) Ajustes  $51T_3$ :

**RTC = 600/5 ; Tap = 7 ; Pal = 3**

6) Tabulación (ver fig. 5.2-53):

$I_{falta} [A]$	$I_s [A]$	MT	t [s]
840	7	1	>>30
1260	10.5	1.5	14
2000	16.666	2.38	3.6
4000	33.333	4.76	0.79
*5236	43.63	6.23	0.5
7000	58.33	8.33	0.34
7954.762	66.28	9.46	0.28

\*Corriente de falla en el bus  $\textcircled{D}$  vista en el bus  $\textcircled{D}$ .

Tabla 5.3.30

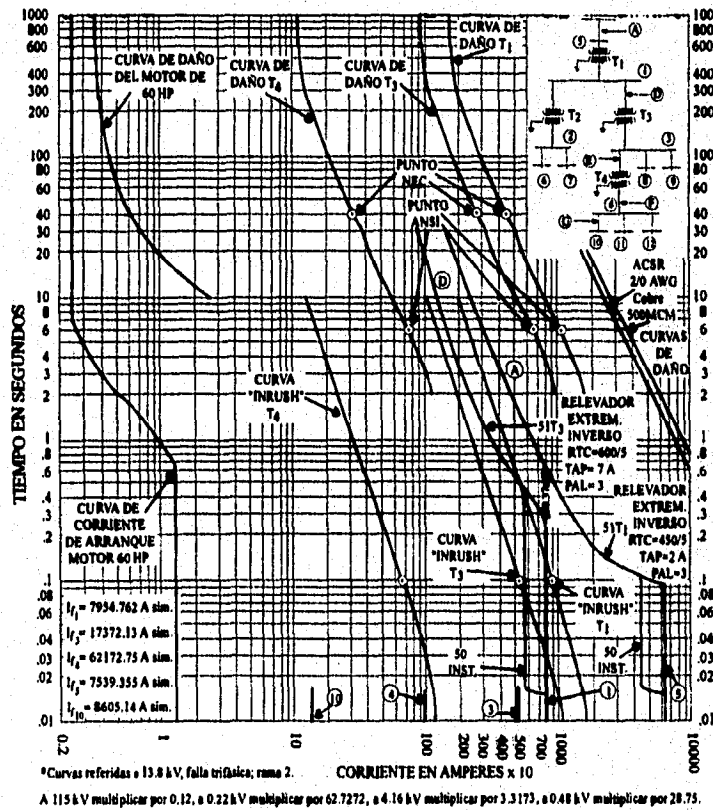


Fig. 5.2-53 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

7) Ajuste del elemento instantáneo (50).

El ajuste de disparo del elemento instantáneo lo haremos a 70% de la corriente trifásica de falla en el bus  $\Phi$ :

$$INST = 0.7(7954.762 \text{ A}) = 5568.333 \text{ A (ver fig. 5.2-53)}.$$

1) Ajuste del relevador 5INT<sub>1</sub>, extremadamente inverso.

1) Pick-up (para cálculo = 40%  $I_{nom}$ ).

$$I_{nom} = \frac{10 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(4.16 \text{ kV})} = 1387.861 \text{ A}; \quad 0.4 I_{nom} = 0.4(1387.861 \text{ A}) = 555.144 \text{ A} \Rightarrow I_{pick-up} = 555.144 \text{ A}$$

2) Selección de RTC ( $T_{cx0}$ ).

$$RTC = \frac{21090218 \text{ A}}{100} = \frac{2109}{1} = \frac{10545}{5} = \frac{1200}{5} = 240 \therefore RTC = \frac{1200}{5}$$

3) Selección del Tap.

$$Tap = \frac{555.144}{240} = 2.31 \Rightarrow Tap = 2.5 \text{ A (rango 0.5 - 2.5)}$$

$$I_{pick-up\text{exacto}} = 2.5(240) = 600 \text{ A.}$$

4) Selección de la palanca:

$$MT = \frac{21090218 \text{ A}}{2.5(240)} = 35.15$$

Para coordinar con 5INT<sub>1</sub> es necesario ajustarlo a  $0.365 - 0.3 = 0.065 \text{ seg.}$   
(0.365 seg. es el tiempo de operación del relevador 5INT<sub>1</sub> para una falla en el bus  $\Phi$ ).

De la fig.5.2-45, con  $MT = 35.15$  y  $t = 0.068 \text{ seg.} \Rightarrow Pal = 2$   
( $0.365 - 0.068 = 0.297 \text{ s}$ ; tiempo adecuado para coordinación).

5) Ajustes 5INT<sub>3</sub>:

$$RTC = 1200/5; Tap = 2.5; Pal = 2$$

6) Tabulación (ver fig.5.2-54):

I [A]	I <sub>s</sub> [A]	MT	t [s]	I <sub>(13.8kV)</sub> [A]
600	2.5	1	>>20	180.36
900	3.75	1.5	9	271.30
1000	4.16	1.66	7.6	301.44
2000	8.33	3.33	1.1	602.89
3000	12.5	5	0.50	904.34
*3467.43	14.14	5.77	0.36	1045.25



5000	20.83	8.33	0.20	1507.24
10000	41.66	16.66	0.10	3014.49
15000	62.5	25	0.73	4521.73
20000	83.33	33.33	0.071	6028.98
21090.218	87.87	35.15	0.068	6357.63

\*Falla monofásica en ① vista en ②.

Tabla 5.2.21

El ajuste de disparo del elemento instantáneo se hará al 70% de la corriente de falla en el bus ①:

A 4.16 kV:	A 13.8 kV:
0.7(21090.218 A) = 14763.152 A	0.7(6357.63 A) = 4450.341 A

Tabla 5.2.22

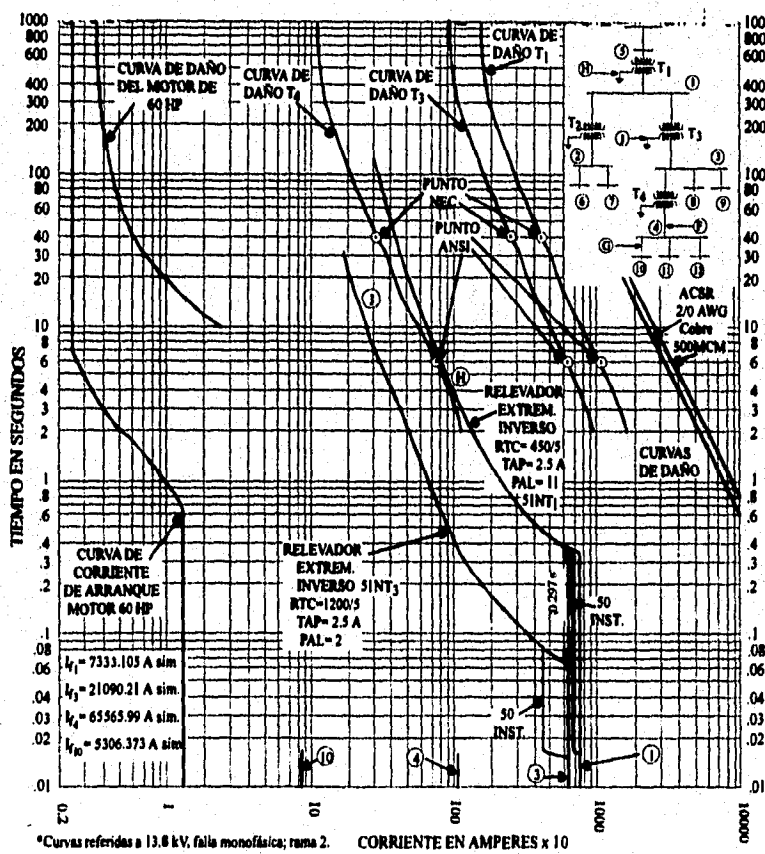


Fig. 5.2-56 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

**j) Ajuste del relevador 50/51T<sub>4</sub> (extremadamente inverso).**

Relevador 51T<sub>4</sub>:

**1) Pick-up del relevador:**

$$I_{nom} = \frac{1.2 \text{ MVA}}{\sqrt{3}(4.16 \text{ kV})} = 166.54 \text{ A}$$

$$200\%(I_{nom}) = 2(166.54) = 333.08 \text{ A} \Rightarrow I_{pick-up} = 333.08 \text{ A}$$

**2) Selección del RTC.**

$I_{nom} = 166.54 \text{ A}$  ;  $I_{fallambr} = 21090.218 \text{ A} = I_{1D}$  (ya que  $I_{1D} > I_{3D}$  y el devanado del TC debe soportar la corriente secundaria proporcional a ésta).

$$RTC = \frac{21090.218 \text{ A}}{100} = \frac{210.9}{1} = \frac{1054.5}{5} \Rightarrow RTC = \frac{1200}{5} = 240$$
$$I_{nom sec} = \frac{166.54 \text{ A}}{240} = 0.69 \text{ A}_{sec} ; I_{falla sec} = \frac{21090.218 \text{ A}}{240} = 87.875 \text{ A}_{sec}$$

**3) Selección del tap:**

$$Tap = \frac{333.08}{RTC} = \frac{333.08}{240} = 1.387 \Rightarrow Tap = 1.5 \text{ (rango 1-12)}$$

$$I_{pick-up \text{ exacto}} = Tap \times RTC = 1.5(240) = 360 \text{ A.}$$

$$\text{Esto es: } \frac{360}{166.54} \times 100\% = 216.16\%$$

**4) Selección de la palanca:**

Corriente de falla en el bus  $\textcircled{D}$ :  $I_{3D} = 17372.137 \text{ A}$

$$MT = \frac{17372.137 \text{ A}}{360} = 48.25 \text{ \{No está definido\}}$$

$\therefore$  tomamos el tap 2, ya que las curvas de operación del relevador no están definidas para este MT.

$$MT = \frac{17372.137 \text{ A}}{2(240)} = 36.19 ; I_{pick-up \text{ exacto}} = 2(240) = 480 \text{ A.}$$

Para coordinar con el relevador 51T<sub>3</sub>, el tiempo aproximado de operación debe ser  $0.5 - 0.3 = 0.2 \text{ seg.}$   
(0.5 seg. es el tiempo de operación del relevador 51T<sub>3</sub> para una falla  $3\text{D}$  en el bus  $\textcircled{D}$ ).

De la fig. 5.2.45, con  $MT = 36.19$  y  $t = 0.19 \text{ seg.} \Rightarrow Pal = 6.$

( $0.5 - 0.19 = 0.31 \text{ seg.}$  el cual es adecuado para coordinación).

5) Ajustes del relevador 5IT<sub>2</sub>:

RTC = 1200/5 ; Tap = 2 ; Pal = 6

6) Tabulación (ver fig. 5.2-55):

I (A)	I <sub>s</sub> (A)	MT	t(s)	I (13.8 kV) [A]
480	2	1	>>60	144.69
720	3	1.5	29	217.04
2000	8.33	4.165	2.2	602.89
*3287.98	13.69	6.845	0.82	991.159
5000	20.83	10.415	0.32	1507.24
10000	41.66	20.83	0.24	3014.44
15000	62.50	31.25	0.21	4521.73
17372.137	72.38	36.19	0.19	5236.81

\*Falla trifásica en ① vista en ②.

Tabla 5.2.33

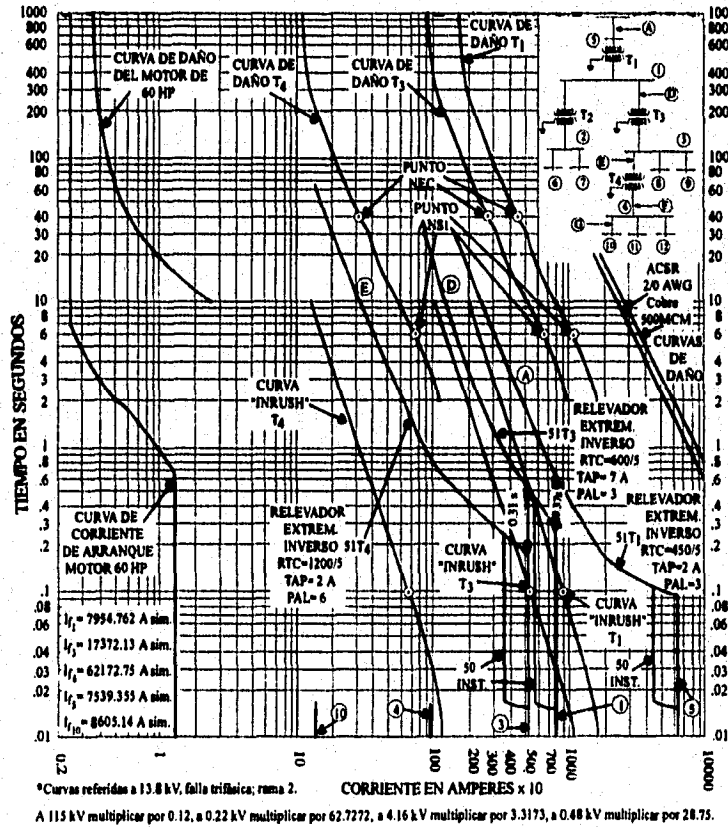


Fig. 5.2-55 Selección de relevador de sobrecorriente y elemento de disparo instantáneo.

El ajuste de disparo del elemento instantáneo se hará al 70% de la corriente de falla en el bus ③.

A 4.16 kV:	A 13.8 kV:
0.7(17372.137 A) = 12160.495 A	0.7(5236.81 A) = 3665.767 A

Tabla 5.2.24

k) Selección del fusible que protege a T<sub>4</sub> y al bus ③:

$$I_{nomT4B4} = \frac{1.2 MVA}{\sqrt{3}(0.22 kV)} = 3149.18 A ; I_{fallam\acute{a}x} = 65565.995 A.$$

De aquí, un fusible clase L, limitador de corriente, 3200 A, 600 V, será adecuado para la protección de T<sub>4</sub> y el bus ③, ya que su capacidad interruptiva es de 100000 A sim.

Referidos a 13.8 kV:

Amperaje = 51.01 A ; Capacidad interruptiva = 1594.202 A

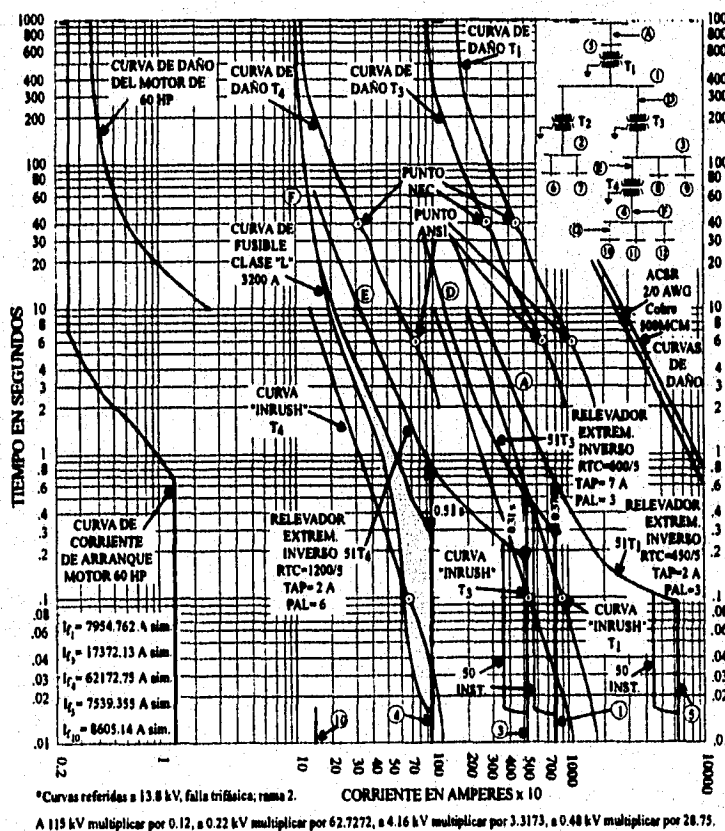


Fig. 5.2-56 Selección de fusible con características de MMT y MCT.

Puntos a graficar (ver fig. 5.2-56 y 5.2-57):

I [A]	MMT [seg.]	MCT [seg.]	I <sub>(13.8kV)</sub> [A]
6000	1000	—	95.65
8000	120	—	127.53
10000	18	—	159.42
15000	5	6	239.13
20000	3	3.2	318.84
25000	1.2	1.4	398.55
30000	0.5	0.8	478.26
40000	0.14	0.6	637.68
50000	0.04	0.4	797.10
*62172.751	0.0138	0.3	991.15
**65565.995	0.0130	0.26	1045.23
70000	—	0.26	1145.94

\* Falla trifásica ; \*\* Falla monofásica

Tabla 5.3.35

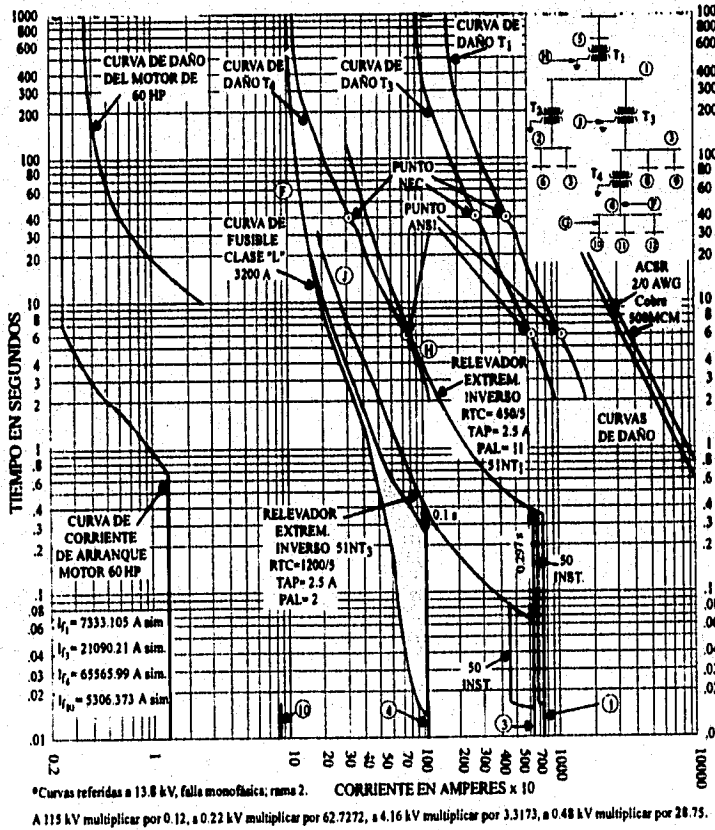


Fig. 5.2-57 Selección de fusible con características de MMT y MCT.

**l) Ajuste del disyuntor en caja moldeada para el motor de 60 HP:**

Determinación de la curva de corriente de arranque del motor:

$$I_{nom} = 163.45 \text{ A (de cálculos anteriores) } (t \geq 5 \text{ seg.})$$

$$6I_{nom} = I_{arranque} = 978.87 \text{ A } (0.01 \leq t \leq 0.7 \text{ seg.})$$

Referidas a 13.8 kV:

$$I_{nom} = 163.145 \left( \frac{0.22}{13.8} \right) = 2.6 \text{ A} ; I_{arranque} = 978.87 \left( \frac{0.22}{13.8} \right) = 15.605 \text{ A}$$

De el catalogo de Federal Pacific:

El disyuntor que protegerá adecuadamente es de tipo NFS, 175 A, 600 v; a 240 v su capacidad interruptiva es igual a 25 kA sim.

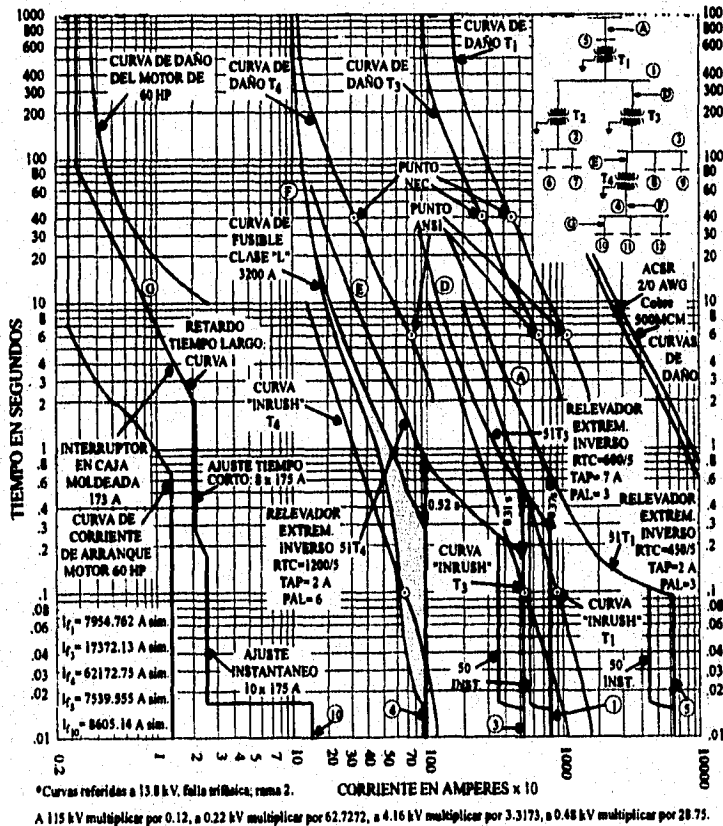


Fig. 5.2-58 Selección de disyuntor en caja moldeada.

$I_{falla}$  en el bus  $\odot$ :

A 220 v:	A 13.8 kV:
Monofásica: 5306.373 A	84.594 A
Trifásica: 8605.143 A	137.183 A

Tabla 5.3.26

Ajustes:

$$I_{nomdisyuntor} = 175 \text{ A (a 220 v)} = 2.789 \text{ A (a 13.8 kV)}$$

Tiempo largo: (Curva I; 2 seg., 8In).

Tiempo corto:  $8 \times I_n = 8 \times 2.789 = 22.312 \text{ A}$  (a 13.8 kV).

Ajuste instantáneo (de fábrica):  $10 \times I_n = 10 \times 2.789 = 27.89 \text{ A}$  (a 13.8 kV).

(Ver figuras 5.2.58 y 5.2.59).

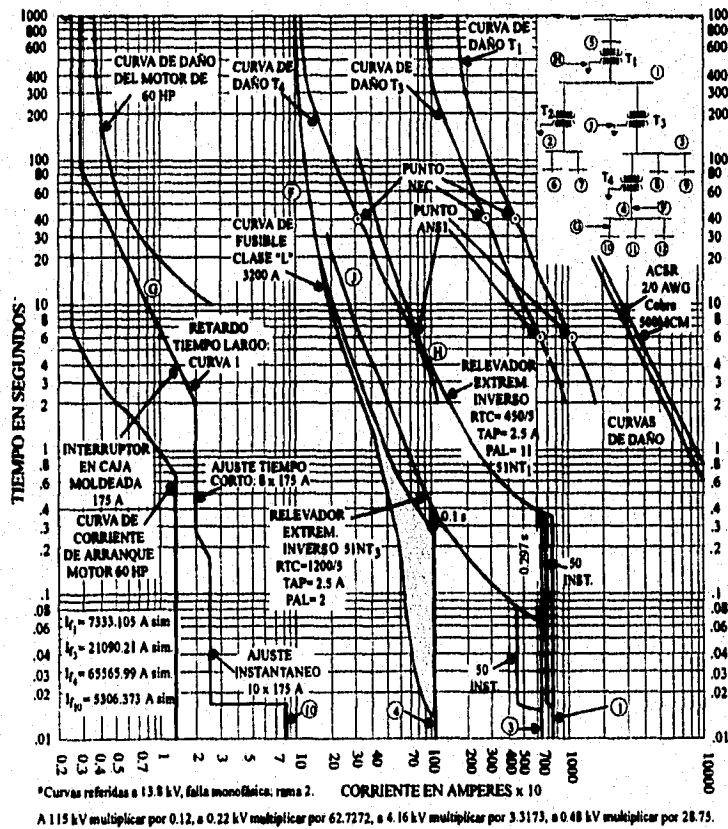


Fig. 5.3-59 Selección de disyuntor en caja moldeada.

● Selección de elementos reales de protección:

Los relevadores de tipo diferencial que protegen a T<sub>1</sub> y T<sub>2</sub>, se muestran a continuación:

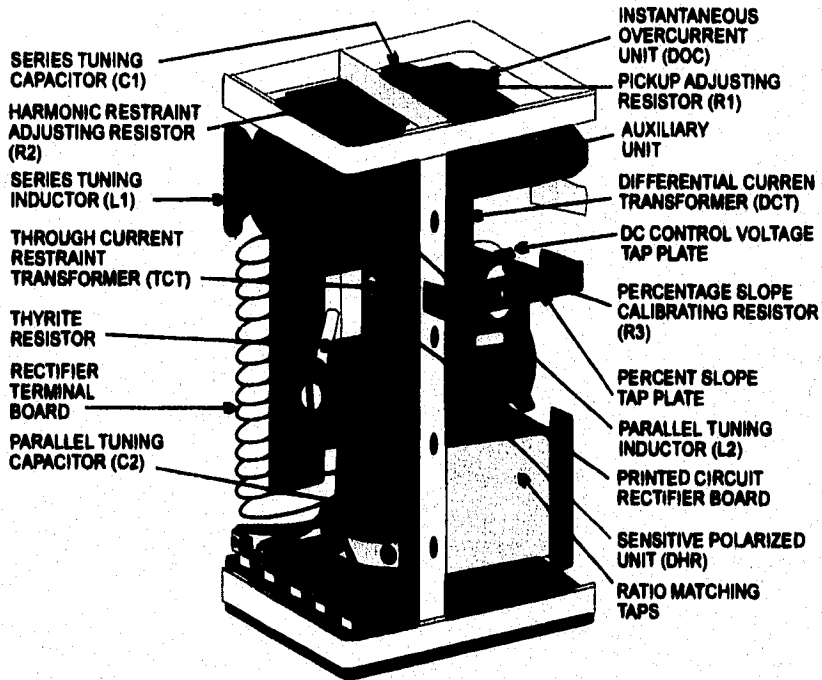


Fig. 5.2-60 Relevador tipo BDD15B, sin estuche, vista posterior izquierda.

El fusible seleccionado para proteger a el transformador T<sub>1</sub> y al bus<sub>1</sub>, se muestra a continuación:

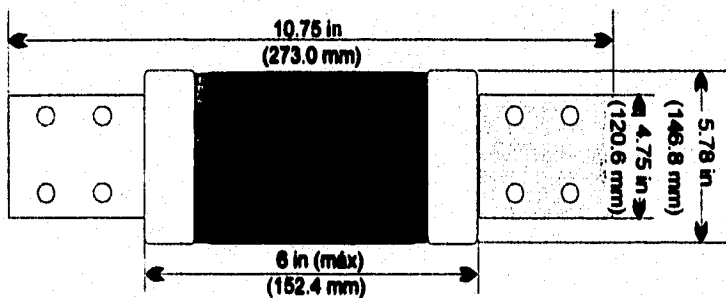


Fig. 5.2-61 Fusible clase L, marca mercury, 3200 A nominales, 600 v, capacidad interruptiva de 75000 A sim.



Los relevadores de sobrecorriente que protegen a todos los transformadores se muestran a continuación:

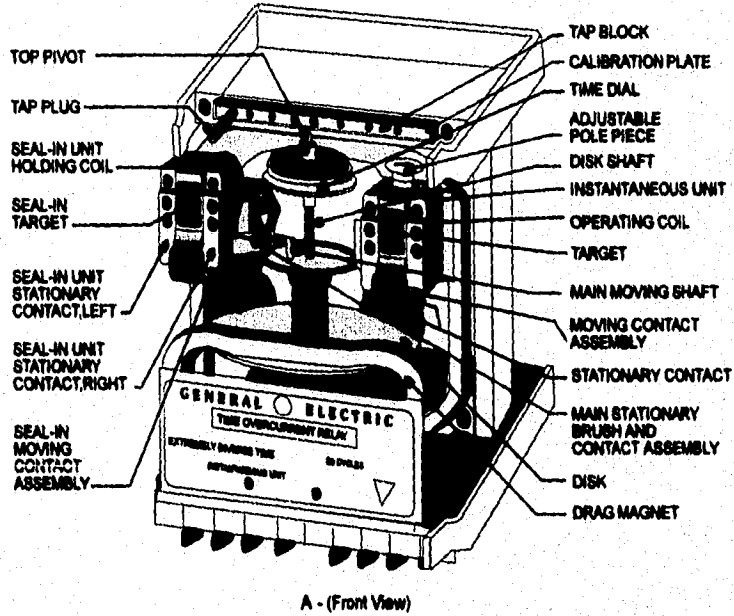


Fig. 5.3-63 Relevador de sobrecorriente, tipo IAC51R(-)A; aquí se observan la unidad de inducción y la unidad instantánea de disparo.

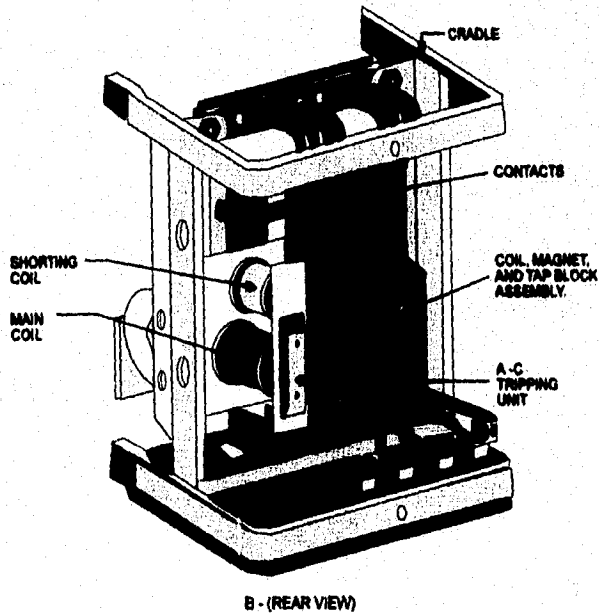


Fig. 5.3-63 Relevador de sobrecorriente, tipo IAC51R(-)A; aquí se observa la unidad de disparo de A-C.

Los interruptores seleccionados para proteger a cada motor conectado en el bus<sup>Ⓢ</sup> y en el bus<sup>Ⓣ</sup> se muestran a continuación:

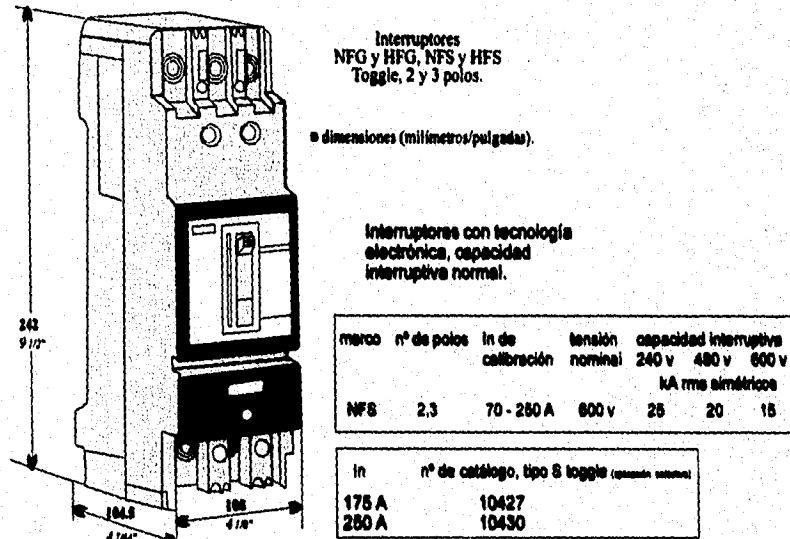


Fig. 5.2-64 Disyuntor en caja moldeada select<sup>®</sup>.

**Fundamentos para seleccionar interruptores de potencia (mayores de 600 v).**

Debido a que la magnitud de la corriente de falla se modifica con el tiempo, deben considerarse dos tipos de capacidades de corriente de corto circuito en los interruptores de potencia:

La capacidad momentánea se considera como la capacidad del disyuntor para permanecer cerrado y resistir los esfuerzos térmicos y mecánicos producidos por la corriente máxima de corto circuito del primer medio ciclo de la falla.

La capacidad interruptiva se considera como la capacidad del disyuntor para interrumpir el flujo de la corriente de corto circuito mediante su elemento interruptor después de cuatro, cinco u ocho ciclos, de acuerdo con el tipo de interruptor.

De acuerdo con las Normas ANSI, NEMA y las recomendaciones IEEE, hay cuatro límites que nunca deben excederse al seleccionar un interruptor de potencia (ver tabla 5.2.27):

- 1) El *voltaje de operación* (columna 3), enlistado como el de diseño máximo en kV, es el voltaje (rms) más alto a la frecuencia nominal para la cual se diseñó el interruptor.
- 2) La *corriente momentánea* (columna 8), es la corriente máxima asimétrica (rms) que resiste el interruptor, incluyendo las corrientes de todas las fuentes y la componente de CC.
- 3) Los *MVA trifásicos de interrupción al voltaje especificado* (columna 10), este valor es el producto de los kV a los cuales opera el interruptor, por el valor de la corriente de corto circuito en kA que debe interrumpir, por la raíz cuadrada de tres.
- 4) La *capacidad máxima de interrupción en amperes* (columna 12), es la corriente máxima (rms) que el interruptor puede interrumpir sin importar que tan bajo sea el voltaje.

Columna 1	Volaje nominal			Prueba de resistencia del nivel de aislamiento	Capacidades nominales de corriente, amperes				Capacidad nominal de interrupción a 60 Hz			Tiempo nominal de interrupción en ciclos (base de 60 Hz)	
	Tipo de disyuntor	kV nominales	Diseño máximo kV		kV mínimos de operación a los MVA nominales	Continua a 60 Hz		Tiempo corto		MVA nominales trifásicos	Amperes rmc a voltaje nominal		Capacidad nominal máxima total
						Baja frecuencia, kV, rms	Pico de impulso kV	momen-tánea	Cuatro seg.				
4.16 - 75	4.16	4.76	3.5	19	60	1200	20,000	12,500	75	10,500	12,500	8	
4.16 - 230	4.16	4.76	3.85	19	60	1200,2000	60,000	37,500	250	35,000	37,500	8	
4.16 - 250	4.16	4.76	3.85	19	60	1200,2000	80,000	37,500	250	35,000	37,500	8	
4.16 - 350	4.16	4.76	4	19	60	1200,3000	80,000	50,000	350	48,600	50,000	8	
7.2 - 500	7.2	8.25	6.6	36	95	1200,2000	70,000	44,000	500	40,000	44,000	8	
13.8 - 500	13.8	15	11.5	36	95	1200,2000	40,000	25,000	500	21,000	25,000	8	
13.8 - 300B	13.8	15	11.5	36	95	1200,2000	60,000	25,000	500	21,000	25,000	8	
13.8 - 750	13.8	15	11.5	36	95	1200,2000	60,000	37,500	750	31,500	37,500	8	
13.8 - 750B	13.8	15	11.5	36	95	1200,2000	80,000	37,500	750	31,500	37,500	8	
13.8 - 1000	13.8	15	11.5	36	95	1200,3000	80,000	50,000	1000	42,000	50,000	8	
115 - 3000	115	121	110	260	550	1200	76,000	45,000	3000	42,000	45,000	8	
115 - 10000	115	121	110	260	550	1600	76,000	47,500	10000	43,000	47,500	8	

Tabla 5.2.27 Características de interruptores de potencia (base en capacidad nominal simétrica ANSI C 37.06 1969).

Tomando en cuenta los requerimientos anteriores y debido a que no contamos con datos para calcular la verdadera relación X/R del sistema en estudio, es preferible usar un multiplicador de 1.6 para determinar la corriente asimétrica en el punto de falla la cual es la corriente momentánea que debe soportar el interruptor.

Además para el punto de falla en el bus 3 se toma la máxima corriente de falla, (en este caso la falla monofásica es mayor que la falla trifásica) obteniendo los MVA necesarios para una adecuada selección y protección.

En la tabla 5.2.28 se enlistan los datos indispensables para seleccionar los interruptores de potencia en los puntos indicados.

Tipo de falla (A)	3Ø	1Ø	$I_{máx}$	$V_L$	$\sqrt{3} I_{máx} V_L$
$I_{máx}$ en el bus:	[A]	[A]	[A]	[kV]	MVA <sub>3Ø</sub>
$I_{(1)}$	- 7954.762	- 7333.105	12727.619	13.8	304.219
$I_{(2)}$	- 17372.137	- 21090.218	33744.348	4.16	243.139
$I_{(3)}$	- 7539.355	- 3610.268	12062.968	115	2402.772

	$T_{(1)(sim.)}$	$T_{(2)(sim.)}$	$T_{(3)(sim.)}$	$T_{(1)(sim.)}$	$T_{(2)(sim.)}$	$T_{(3)(sim.)}$
$I_{nom}$ [A]	87.85	732.147	62.755	418.369	1387.861	166.54

Tabla 5.2.28. Datos requeridos para seleccionar interruptores de potencia.

Con los datos anteriores los interruptores seleccionados (de la tabla 5.2.27) son:

Ubicación del interruptor:	Tipo de interruptor:
T <sub>1</sub> : Lado de AT.	115 - 3000, 115 kV, 1200 A nom, 76000 A asim, 3000 MVA 3Ø
T <sub>2</sub> : Lado de BT.	13.8 - 500, 13.8 kV, 1200 A nom, 40,000 A asim, 500 MVA 3Ø
T <sub>3</sub> : Lado de AT.	13.8 - 500, 13.8 kV, 1200 A nom, 40,000 A asim, 500 MVA 3Ø
T <sub>4</sub> : Lado de AT.	13.8 - 500, 13.8 kV, 1200 A nom, 40,000 A asim, 500 MVA 3Ø
T <sub>5</sub> : Lado de BT.	4.16 - 250, 4.16 kV, 2000 A nom, 60,000 A asim, 250 MVA 3Ø
T <sub>6</sub> : Lado de AT.	4.16 - 250, 4.16 kV, 2000 A nom, 60,000 A asim, 250 MVA 3Ø

Tabla 5.2.29 Selección de interruptores.

## CONCLUSIONES:

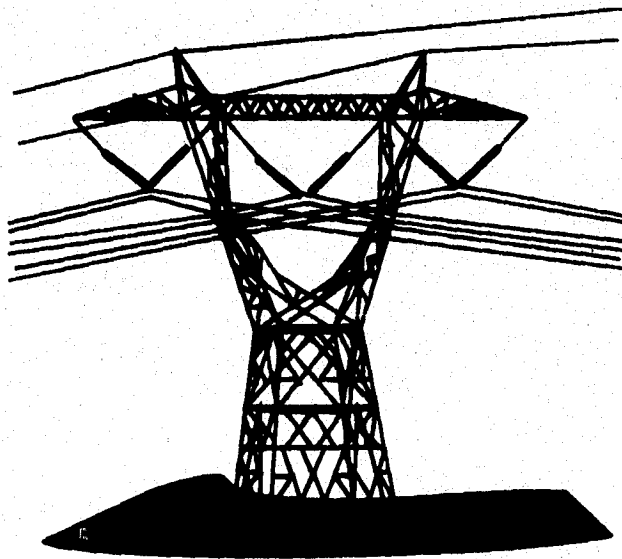
En los primeros cuatro capítulos se generalizan los conceptos que se manejan en una planta industrial, confiamos en que no hay ningún problema para su lectura y comprensión.

Por lo que respecta al capítulo cinco, cuando se realizó la coordinación en el ejemplo de protección de una planta industrial se observaron algunas dificultades que impiden una coordinación ideal de los diversos elementos que interviene en ella, como son p.ej. la selección de RTC, tipo de relevador, tiempos de operación, selección de palanca del relevador, MT, curvas de daño de elementos a proteger, curvas de energización de transformadores, etc.

Además, de acuerdo al problema, algunas veces se debe sacrificar un poco la coordinación de acuerdo a la importancia de ciertos elementos de protección con respecto a otros, debiendo hacer a algunos más sensibles a determinadas fallas logrando con ello una operación más rápida y efectiva; en todo esto también interviene un estudio económico para seleccionar la protección más adecuada e indispensable.

Nuestra sugerencia es que una vez que se ha realizado un estudio económico del sistema de protección contra fallas se debe tener a la mano, (además de el diagrama unifilar del sistema en estudio), los manuales de operación de cada elemento que interviene en la operación y protección de la planta industrial, así como sus curvas y aplicación de los mismos; también se debe tener accesorios como son las plantillas logarítmicas y en dado caso se debe experimentar sobre el papel, hasta lograr la mejor coordinación posible para prevenir de algún daño al sistema eléctrico y sobre todo proteger al personal cercano y relacionado con el sistema energizado.

Por todo lo expuesto hasta aquí queda decir que el objetivo que nos trazamos al iniciar esta tesis profesional se cumplió (en la medida de lo posible) satisfactoriamente.



## **BIBLIOGRAFÍA:**

***Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.*** William D. Stevenson. McGraw Hill/Interamericana de México, S.A. de C.V. México, D.F. 2ª Edición, 1991.

***Applied Protective Relaying a New "Silent Sentinels".*** Publication Westinghouse Electric Corporation. Relay-Instrument Division Newark, New Jersey, USA, 1993.

***Apuntes de Sistemas Eléctricos de Potencia II.*** Ing. Juan Méndez Moreno. Enep Aragón, México, 1992.

***Apuntes de Sistemas Eléctricos de Potencia II.*** Ing. Pascual Rivera Muñoz. Enep Aragón, México, 1992.

***Electrical Power Systems Handbook.*** Donald Beeman. Ed. Mc Graw-Hill Book Company, Inc. New York, Toronto, London. 1ª Edición, 1955.

***Federal Pacific.*** Catálogo Condensado. Groupe Schneider FPE, 02-94. Vértice Comunicación, S.A. de C.V.

***Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Baja tensión.*** Gilberto Enriquez Harper. Ed. LIMUSA, S.A. México, D.F. 1980.

***Gráficas y Tablas para el Cálculo de Líneas de Transmisión y Subestaciones.*** 61/E1/R9/80. De. Representaciones y Servicios de ingeniería, S.A. 1980.

***Máquinas Eléctricas.*** Stephen J. Chapman. Mc Graw Hill Interamericana de México, S.A. de C.V. México, 1990.

***Procedimiento para Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución.*** CFE. Federación Editorial Mexicana, México, D.F. 1983.

***Protección de Circuitos Eléctricos de Baja Tensión con Fusibles.*** Mercury Electric Products, S.A. México, Enero 1977.

***Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales.*** Gilberto Enriquez Harper. Ed. LIMUSA, S.A. México, D.F. 1979.

***Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Powers.*** IEEE std 242-1975.

***Relays System.*** Monseth and Robinson. Mc Graw Hill Book Company Inc. New York. 1ª Edición, 1935.

***Sistemas de Distribución.*** Roberto Espinosa y Lara. Ed. Limusa S.A. de C.V. México, D.F. 1ª Edición, 1990.

***Transformer Differential Relay With Percentage and Harmonic Restraint.*** General Electric. Meter y Control 205. Great Valley Parkway Malvern, PA 19355-0715.

***Westinghouse Electric Corporation.*** I.L. 41-100D Relay-Instrument División Coral Springs, FL. Dic. 1976.