



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLAN

**"ANALISIS Y SELECCION DE PROTECCIONES  
CONTRA CORTO CIRCUITO EN LINEAS DE  
DISTRIBUCION AEREAS"**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
**P R E S E N T A N :**  
**FELIPE DE JESUS BECERRA PEREZ**  
**Y**  
**MARIA GUADALUPE GALICIA VEGA**

ASESOR: ING. ALFONSO RODRIGUEZ CONTRERAS

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

1997

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

23  
21.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN  
UNIDAD DE LA ADMINISTRACIÓN ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES  
DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLÁN  
P R E S E N T E .

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos  
Jefe del Departamento de Exámenes  
Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:  
"Análisis y selección de Protección Contra Corto Circuito en Líneas de Distribución Aéreas".

que presenta el pasante: Felipe de Jesús Becerra Pérez  
con número de cuenta: 5154435-1 para obtener el TÍTULO de:  
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXÁMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cuautitlán Izcalli, Edo. de Mex., a 22 de Mayo de 1997

<b>PRESIDENTE</b>	<u>Ing. Benjamín Contreras Santacruz</u>	<i>[Firma]</i> 24/4/97
<b>VOCAL</b>	<u>Ing. María de la Luz González Quijano</u>	<i>[Firma]</i> 11/11/97
<b>SECRETARIO</b>	<u>Ing. Alfonso Rodríguez Contreras</u>	<i>[Firma]</i>
<b>PRIMER SUPLENTE</b>	<u>Ing. Jaime Rodríguez Martínez</u>	<i>[Firma]</i> 21-V-97
<b>SEGUNDO SUPLENTE</b>	<u>Ing. Oscar Cervantes Torres</u>	<i>[Firma]</i> 22-V-97



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN  
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES  
DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLAN  
P R E S E N T E .

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos  
Jefe de Departamento de Exámenes  
Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Análisis y selección de Protecciones Contra Corto Circuito en Líneas de Distribución aérea"

que presenta, la pasante: María Guadalupe Gallo Vega  
con número de cuenta: 8052541-2 para obtener el TITULO de:  
Ingeniera Mecánica Eléctricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cuatitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 22 de Mayo de 1997

PRESIDENTE

Ing. Juan Ramón Contreras Luna-Cruz

VOCAL

Ing. María de los Angeles González

SECRETARIO

Ing. Alfonso Rodríguez Contreras

PRIMER SUPLENTE

Ing. Jaime Rodríguez Martínez

SEGUNDO SUPLENTE

Ing. Oscar Cervantes Torres

**Esta Tesis,**

**Símbolo**

**De la culminación**

**De una meta;**

**La Dedicamos**

**A cada uno de ustedes**

**Que en algún momento de nuestra vida**

**Nos tendieron una mano amiga;**

**En especial a**

**Nuestros padres,**

**Hermanos,**

**Hermanas,**

**A la Madre Martina Torres,**

**Al profesor José Feliciano Lara Hernández**

**Y**

**La tía Carola**

## ÍNDICE

### Introducción

### CAPÍTULO I "DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN" 2

1.1	Generalidades.	4
1.1.1	Clasificación general de los sistemas de distribución.	5
1.1.2	Características de servicio de los sistemas de distribución	7
1.2	Topología de los sistemas de distribución	8
1.2.1	Sistemas radiales aéreos	9
1.2.2	Sistemas en anillo	11
1.2.3	Sistema malla	16
1.3	Componentes de un sistema de distribución	18
1.3.1	Subestaciones de distribución	18
1.3.2	Circuitos primarios	20
1.3.3	Transformador de distribución	24
1.3.4	Circuitos secundarios	25

### CAPÍTULO II "DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN USADO EN LÍNEAS AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN" 26

2.1	Protecciones contra sobre corriente	28
2.1.1	Restauradores	29
2.1.1.1	Características principales de construcción	31
2.1.1.2	Selección de restauradores	31
2.1.2	Seccionalizadores	38
2.1.2.1	Características principales de construcción	41
2.1.2.2	Aplicación de Seccionalizadores	41
2.1.3	Fusibles	43
2.1.3.1	Características principales de construcción	46
2.1.3.2	Selección de fusibles para la protección de transformadores de distribución	48
2.1.4	Interruptores	53
2.1.4.2	Selección y aplicación	56
2.1.5	Relevadores	59
2.1.5.1	Características principales de construcción	59
2.1.5.2	Aplicación de los relevadores	60
2.2	Protecciones contra sobre tensiones	61
2.2.1	Prácticas actuales de protección en México	61
2.2.2	Pararrayos	62
2.2.2.1	Características principales	63
2.2.2.2	Aplicación de los apartarrayos	63
2.2.3	Métodos alternativos de protección	64
2.2.3.1	Explosores	64
2.2.3.2	Aislador con explosores y elemento ZnO integrados	65
2.2.3.3	Dispositivos extinguidores de acero (Darverter)	65

### CAPÍTULO III "ANÁLISIS Y SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN" 67

3.1	Generalidades	70
3.1.1	Estudio del cortocircuito	73
3.1.1.1	Sistema en por unidad	74
3.1.1.2	Tipos de fallas	77

3.1.1.3	Cálculo de corrientes de corto circuito	81
3.1.1.4	Cálculo de impedancias de secuencia para líneas aéreas	82
3.1.2	Impedancias de Thevenin	84
3.1.3	Sobretensiones transitorias	85
3.1.3.1	Estimación de índices de falla por descargas atmosféricas directas en líneas de distribución	85
3.2	Esquemas de protección	86
3.2.1	Clasificación y aplicación	86
3.2.2	Selección	87
3.2.3	Diagramas de conexión	88
3.2.3.1	Subestaciones 85/23 KV	95
3.2.3.2	Subestaciones 230/23 Kv	100
3.2.4	Esquemas de protección de alimentadores aéreos de distribución de 23 KV	100
3.3	Coordinación del dispositivo de protección en base a las características y ajustes del dispositivo de protección	112
3.3.1	Interruptores con relevadores de sobrecorriente	112
3.3.2	Interruptor - fusible	115
3.3.3	Interruptor - relevador	117
3.3.4	Coordinación restaurador - eslabón fusible del lado de carga	119
3.3.5	Coordinación de restaurador - seccionalizador	122
3.3.6	Coordinación de restaurador - seccionalizador - fusible	123
3.3.7	Coordinación de restaurador - restaurador	124
3.3.8	Coordinación fusible - fusible	127
<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>"PROBLEMA DE APLICACIÓN"</b>	<b>131</b>
4.1	Consideraciones previas	132
4.2	Selección y aplicación de práctica de los dispositivos de protección	138
4.2.1	Cálculo de corto - circuito	138
4.2.2	Selección de RTC y ajuste en los esquemas de protección	146
4.3	Coordinación entre los dispositivos de protección mediante el empleo de de gráficas	174
4.3.1	Interpretación de la Gráfica I - Coordinación de dispositivo para falla trifásica en 13.8 KV	174
4.3.2	Interpretación de la Gráfica II - Coordinación de dispositivo para falla monofásica en 13.8 KV	174
4.3.3	Interpretación de la Gráfica III - Coordinación de dispositivo para falla trifásica en 34.5 KV	175
4.3.4	Interpretación de la Gráfica IV - Coordinación de dispositivo para falla monofásica en 34.5 KV	175
<b>Conclusiones</b>		<b>184</b>
Designación de dispositivos por número		A1
Símbolos		A6
Bibliografía		A7

## *INTRODUCCION*

Actualmente en México la industria eléctrica está incrementando cada día su actividad, debido a que tiene que satisfacer la demanda de su gran población. Es por tal motivo, que este sector tiene que ir desarrollando nuevas técnicas y métodos para su utilización en el suministro de energía, aparte de que al haber más actividad es inminente la urgencia de una mejor optimización de los sistemas eléctricos.

Al haber evolución dentro de estos sistemas, surge entonces la necesidad de un análisis y estudio de las diversas protecciones requeridas.

Años atrás, no había tanta urgencia de proteger los sistemas eléctricos, dado que no existían tantas máquinas como ahora, por lo tanto, si había una falla, era posible de alguna forma interrumpir el servicio y las consecuencias no eran tan graves. Sin embargo, en nuestros días dicha suspensión no se puede hacer, dado que uno de los aspectos más importantes dentro de toda empresa es sin lugar a dudas el económico y si se interrumpiera el servicio, las pérdidas serían cuantiosas. De esta manera, la protección de los sistemas eléctricos tiende a aumentar la seguridad de los mismos, aunado con la prevención de fallas mayores que llegasen a perjudicar tanto a instalaciones como al personal, reduciéndose así el peligro por los daños o pérdidas irreparables que pudieran ocasionarse.

En el presente trabajo de investigación se tratará el análisis y la selección de protecciones contra corto circuito en líneas aéreas de distribución. Se inicia este estudio con la descripción de los sistemas de distribución aéreas, así como del equipo requerido para su protección, a fin de dar paso a un análisis y elección de los mismos, enfatizando en su coordinación en base a sus características.

Por último, se llevará a cabo una aplicación de los conceptos anteriormente presentados en un problema práctico.

Se pretende que este estudio sea de fácil acceso a personas que no estén muy familiarizadas

con el tema.

Es importante hacer mención que en la actualidad existen sistemas telecontrolados por medio de computadoras y en esta forma, coordinándolos es posible manejar y controlar a la vez varios sistemas. Debido a estas nuevas técnicas, los sistemas de protección siguen en constante evolución y optimización, pero ésto será motivo de otro estudio específico, fuera de lo que se pretende en este trabajo de investigación.

**CAPITULO I**

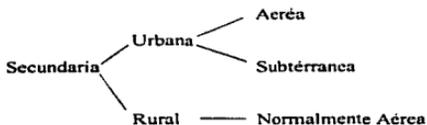
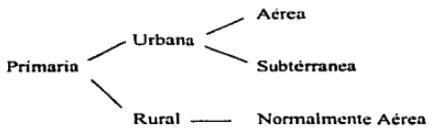
**DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS  
DE DISTRIBUCION**

Los sistemas de distribución son el medio para proveer a todos los usuarios de la energía eléctrica producida en las plantas generadoras y transmitida hasta las subestaciones de distribución, realizando así la función de repartir energía a la tensión adecuada y con la capacidad y requerimientos necesarios que soliciten sus diversos usuarios.

La finalidad de todos los sistemas de distribución es la misma, la diferencia está en las condiciones que cada uno exige, por lo tanto, la operación de cada sistema es específica.

## 1.1. GENERALIDADES.

### 1.1.1 Clasificación General de los Sistemas de Distribución.



De donde:

- Sistema de distribución primaria.- Es aquel sistema trifásico, de tres o cuatro hilos, cuyas derivaciones pueden ser trifásicas o monofásicas. Sus niveles de tensión entre hilos son en México: 6.6KV., 13.8KV., 23KV. y 34.5KV.

- Sistema de distribución secundaria.- Es generalmente trifásico de cuatro hilos, sus niveles de tensión entre fase y neutro es de 127 V. y entre fases de 220 V.

- Sistema de distribución urbana.- Definido como aquel sistema en donde la densidad de carga va de mediana a alta, es decir, existe un gran consumo de energía en estas zonas.

- Sistema de distribución rural.- Este tipo de sistema se caracteriza por tener una baja densidad de carga y consumos mínimos.

- Sistemas de distribución aérea.- Realizada mediante líneas y transformadores montados sobre postes. Su instalación y mantenimiento es de bajo costo dado su fácil acceso; sin embargo, su principal desventaja es su disposición a infinidad de agentes externos causando a veces baja continuidad en el servicio. La protección de este tipo de distribución es precisamente el objetivo de este estudio.

- Sistemas de distribución subterránea.- Su instalación es llevada a cabo en trincheras y ductos; estos sistemas están menos expuestos a fallas que los aéreos, proporcionando una mayor continuidad. Su costo de instalación es de 400% a 600% superior al costo de instalación de una red aérea. Otorgan mayor seguridad y estética. Ver Figura 1.1.

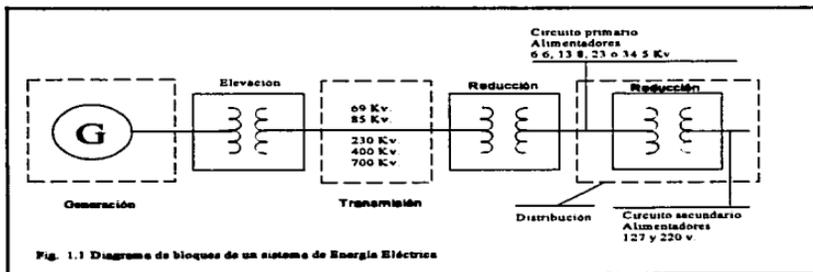
### 1.1.2 Características de servicio de los sistemas de distribución.

#### A) Regulación de tensión.

Los aparatos que funcionan con energía eléctrica son diseñados para trabajar a una tensión determinada y su funcionamiento será óptimo siempre y cuando la tensión no varíe más allá de los límites determinados. Es importante subrayar que la vida del equipo se reduce cuando los límites son traspasados. Así pues, una variación de 5% se considera satisfactoria y una variación de 10% es aún

tolerable.

#### B) Continuidad en el servicio.



Actualmente existe tanta dependencia de la energía eléctrica que una interrupción en su suministro provocaría grandes pérdidas económicas y enormes trastornos. La continuidad en el servicio se puede asegurar mediante las siguientes disposiciones:

- 1 Sistema de protección adecuada.
- 2 Restablecimiento rápido.
- 3 Sistema de alimentación de emergencia.

#### 4 Sistema de alimentación alternativo.

##### C) Control de la frecuencia.

En México los sistemas eléctricos funcionan a una frecuencia de 60 Hz. Las variaciones de frecuencia tienen un rango tolerable que depende de las características de los aparatos de utilización y del funcionamiento del mismo sistema; antes era suficiente un control de frecuencia con una precisión del 1%, actualmente los sistemas modernos controlan la frecuencia con una precisión de 0.05% Hz.

Las variaciones de frecuencia tienen un rango tolerable que depende de las características de control de la frecuencia es su pureza o sea un porcentaje de armónicas despreciable, ya que la presencia de armónicas ocasiona pérdidas adicionales y puede llegar a afectar el buen funcionamiento de ciertos aparatos; también puede producir fenómenos como es el de resonancia el cual puede dañar el equipo.

Normalmente las armónicas se presentan en los sistemas de energía eléctrica en un porcentaje reducido con relación a la onda fundamental para evitar problemas, pero cuando se presentan son causados generalmente por algún aparato de algún consumidor.

##### D) Costos.

Esta característica es la unión de las anteriores, llevadas a cabo de una manera óptima, puesto que de existir continuidad en el servicio, buena regulación de la tensión y el adecuado control de la frecuencia, se minimiza de forma efectiva el costo total y maximiza la vida útil de los aparatos y equipo empleados.

#### 1.2. Topología de los Sistemas de Distribución.

Primario-Trifásico de tres hilos

Sistemas Radiales Aéreos

Primario-Trifásico de cuatro hilos

Secundario-Trifásico de cuatro hilos

Sistemas en Anillo

Secundario-Monofásico de tres hilos

Secundario-Trifásico de cuatro hilos

Sistema Malla

Primario-Trifásico de cuatro hilos

### 1.2.1 Sistemas radiales aéreos.

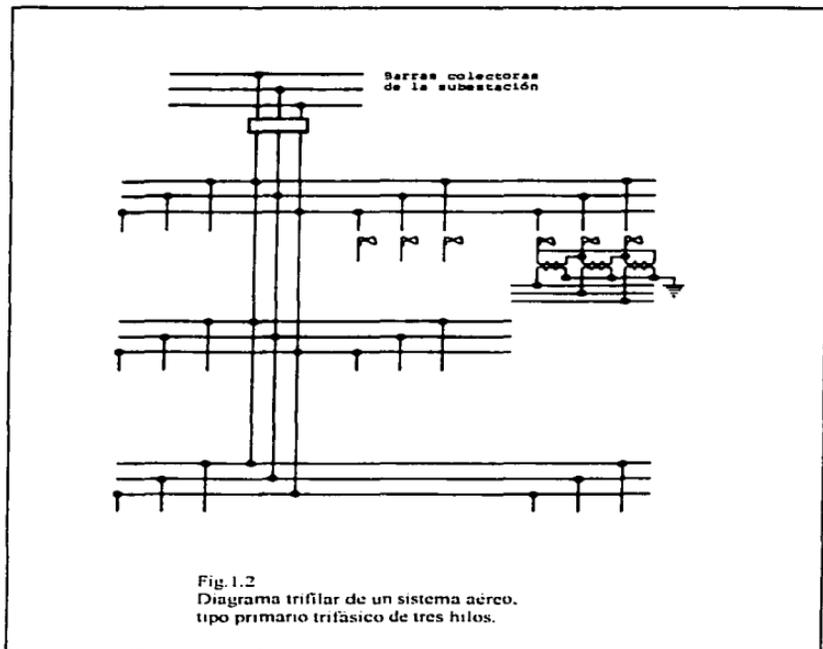
Estos sistemas son recomendables preferentemente en las zonas rurales y urbanas de baja densidad de carga. De la subestación de subtransmisión parten los alimentadores primarios que están formados por líneas aéreas montadas sobre postes, los cuales alimentan a los transformadores de distribución que están de igual manera montados sobre postes. En las zonas donde la densidad de carga es baja, se emplea el sistema radial puro, como es el caso de las regiones rurales. En las regiones con mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de interconexión comúnmente abiertos en servicio normal; en condiciones de emergencia se cierran haciendo posible la transferencia de parte de la carga de un alimentador a otro. Del secundario del transformador de distribución parten los circuitos secundarios a los servicios alimentados por ese transformador, continuando también con disposición radial. En algunos casos se interconectan los secundarios de los transformadores adyacentes.

#### A) Primario-trifásico de tres hilos.

La alimentación de este sistema está formado por un circuito trifásico de tres hilos, los ramales pueden ser también trifásicos de tres hilos y alimentar transformadores de distribución trifásicos, o bien estar constituidos por dos conductores por fase que alimentan transformadores de distribución monofásicos. Un diagrama trifilar de este tipo es mostrado en la figura 1.2.

**B) Primario-trifásico de cuatro hilos.**

El suministro de energía proporcionada por la subestación consiste en una alimentación trifásica, formada por cuatro hilos, uno por fase y un conductor neutro. La mayor parte del alimentador primario lo forma un circuito monofásico constituido por un conductor de fase y uno neutro. Para su funcionamiento óptimo, el neutro debe quedar conectado a tierra en forma eficaz, para lo que es necesario una conexión a tierra en cada poste. Si el neutro se desconecta de tierra por alguna causa o si fuese muy alta la impedancia de conexión a tierra, provocando elevaciones peligrosas de la tensión y corrientes excesivas, originadas por el desplazamiento del neutro con cargas desequilibradas. Su aplicación principal es como sistema de distribución monofásica tomando un conductor de fase y el neutro para zonas rurales de densidad de carga baja. Ver figura 1.3.





### 1.2.2 Sistema en anillo.

Se recurre a este arreglo para mejorar la continuidad del servicio en zonas de densidad de carga elevada, interconectando los extremos de alimentadores primarios que salen de una misma subestación mediante un interruptor conocido como interruptor de amarre que tiene dos formas de operación. Ver Figura 1.4.

#### a) Operación del interruptor de amarre normalmente abierto.

En este caso los alimentadores funcionan como radiales. Si se presenta una falla en cualquiera de los alimentadores, abre el interruptor correspondiente a la subestación y después de desconectar la zona afectada por la falla es posible cerrar el interruptor de amarre para tomar parte de la carga del alimentador afectado.

b) Operación del interruptor de amarre normalmente cerrado. Es propiamente un sistema en anillo. Se obtiene una mejor regulación del voltaje reduciendo las pérdidas y la carga total se divide entre los dos alimentadores. Una falla en un punto del anillo provoca la apertura del interruptor de amarre el cual abre instantáneamente, separando los dos alimentadores y después abre el interruptor de la subestación correspondiente al alimentador afectado por la falla.

#### A) Secundario trifásico de cuatro hilos.

Estos sistemas se alimentan del circuito primario por medio de los transformadores de distribución trifásicos con conexión delta en el lado de alta tensión y conexión estrella con neutro a tierra en el lado de baja tensión. Las cargas trifásicas se alimentan de los tres conductores de fase; las cargas monofásicas pueden alimentarse de una fase y el neutro a la tensión  $V_n$ . Ver Figura 1.5.

#### B) Secundario monofásico de tres hilos.

Esta clase de circuitos se alimentan del circuito primario a través del transformador de distribución monofásica. En estos casos las cargas monofásicas pueden alimentarse de un hilo de fase y el neutro, a la tensión  $V_n$ , de dos hilos de fase a la tensión  $2 V_n$ . Ver Figuras 1.6A y 1.6B. En la figura 1.6C se observa la alimentación a una carga trifásica -ocasionalmente- a través de dos transformadores monofásicos colocados en delta abierta en el secundario, obteniéndose una tensión entre fases de  $2 V_n$ . Hay que considerar la posibilidad de tener un desequilibrio entre las tensiones.

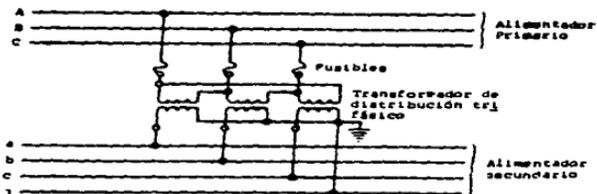


Fig. 1.5 Sistema en anillo, tipo secundario trifásico de cuatro hilos.

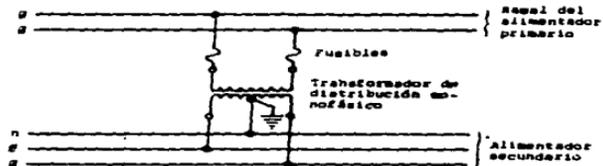


Fig 1.6A Sistema en anillo, tipo secundario monofásico de tres hilos

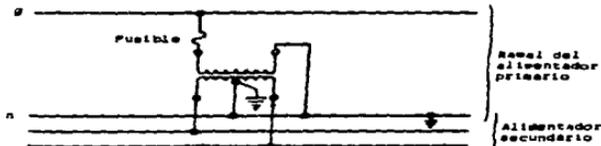


Fig 1.6B Sistema en anillo, tipo secundario monofásico de tres hilos

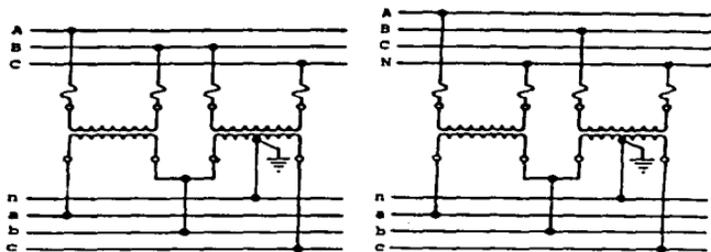


Fig.1.6C Sistema en anillo, tipo secundario monofásico de tres hilos.

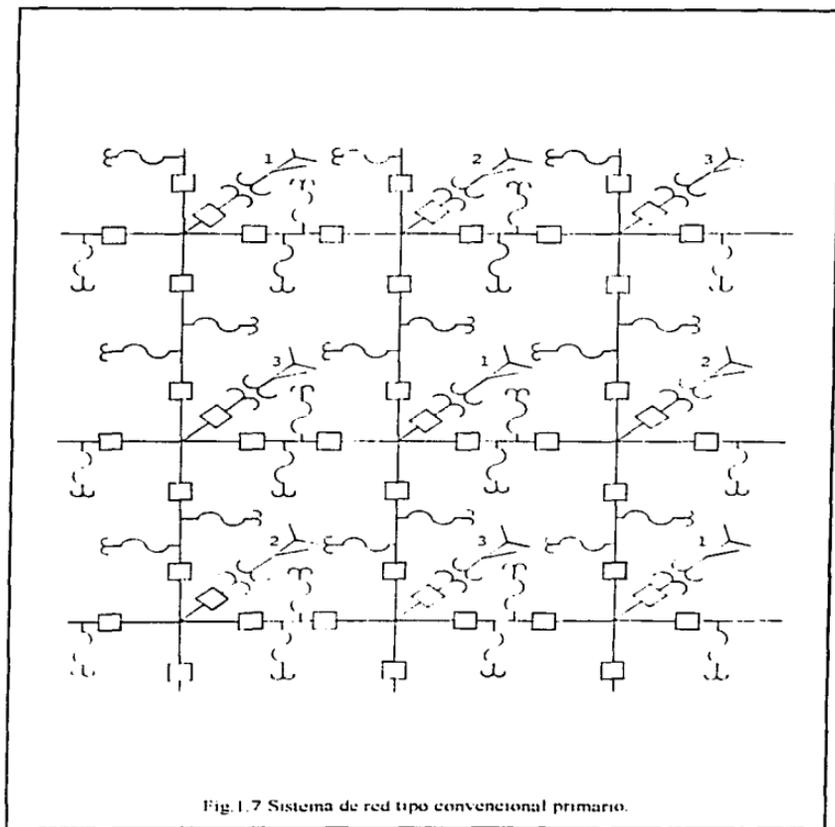
### 1.2.3 Sistema malla

A) El sistema malla secundario en c.a. ha sido usado desde hace tiempo para distribuir la energía eléctrica en los centros de las ciudades -zonas con alta densidad de carga-. La ventaja más conocida de este sistema es la continuidad en el servicio, así como la flexibilidad de cambiar y hacer crecer las condiciones de carga a menor costo y con un mínimo de suspensión de servicios a las otras cargas. En suma, la flexibilidad y confiabilidad en el servicio que estos sistemas otorgan dan por resultado una excepcionalmente buena y uniforme regulación de voltaje, y su alta eficiencia reduce los costos por concepto de pérdidas.

B) El sistema malla primario es el más usado en los sistemas malla secundarios industriales. Es similar en principio al sistema malla secundario, ofrece casi todas sus ventajas y es el sistema de más bajo costo para construcciones o áreas de carga, necesitando solamente dos o tres alimentadores, los cuales deben tener la capacidad para abastecer toda la carga individualmente. Además este sistema es el más eficaz en lugares donde la carga es uniforme. Ver Figura 1.7.

La mayoría de los sistemas malla son trifásicos de cuatro hilos en la sección del alimentador principal y es muy raro encontrar un sistema trifásico de tres hilos para este tipo de sistema.

En 1931 fue instalado por primera vez un sistema malla. Varios de los primeros sistemas instalados permanecen aún en operación, pero no ha habido tendencia a incrementar su uso.



### 1.3. Componentes de un Sistema de Distribución.

#### 1.3.1 Subestaciones de distribución.

Su función es la reducción de la tensión eléctrica, la cual es tomada de la línea de subtransmisión a valores normalizados para repartir la energía a los consumidores. Los elementos principales de que consta una subestación son:

- A) Equipo de Transformación.
- B) Equipo de Maniobra.
- C) Equipo de Protección y Maniobra.
- D) Equipo de Protección.
- E) Equipo de Medición.

#### A) Equipo de transformación.

Este equipo es representado por los "transformadores de potencia" de la subestación, considerados así en una capacidad mayor de 500 KVA y una tensión en el lado de alta superior a 69 KV. El transformador de potencia es el elemento más importante de la subestación, ya que proporciona la facilidad de obtener valores de tensión adecuados para la distribución. Los siguientes datos de placa deben estar contenidos en el transformador:

- Capacidad
- Número de fases
- Tensiones nominales de alta tensión
- Tensiones nominales de baja tensión
- Frecuencia
- % de impedancia
- Grado de calentamiento
- Medio aislante
- Tipo de enfriamiento
- Altura de operación sobre el nivel del mar

Los transformadores de potencia poseen comúnmente los siguientes dispositivos de control:

- a) **Indicador de nivel de aceite.**- Este instrumento nos indica cual es el nivel de aceite en el interruptor del transformador.
  
- b) **Termómetro.**- Aparato que indica la temperatura que hay en la parte superior del tanque, que es el lugar donde el aceite se encuentra más caliente.
  
- c) **Manómetro.**- Sirve para indicar la presión del interior del tanque.
  
- d) **Respirador deshidratador.**- Este aparato es un accesorio cuyo fin es permitir la expulsión de gases de presión peligrosa y la entrada de aire seco.

**Protección del transformador.**

Las principales protecciones contra fallas eléctricas internas del transformador son:

- i) **Protección Buchholz.**- Opera al haber calentamiento peligroso generando gases en su interior, por lo tanto el transformador sale de servicio.
  
  - ii) **Protección diferencial.**- Consta de un par de transformadores de corriente por fase, uno de cada lado del transformador de potencia y conectados a un relevador diferencial.
- 
- B) **Equipo de maniobra.**- Está formado por las cuchillas de cuernos de arqueo, las cuales realizan las maniobras de corte y restablecimiento de la continuidad (apertura y cierre).
  
  - C) **Equipo de protección y maniobra.**- Este equipo esta formado por el interruptor de potencia y las cuchillas fusibles.
  
  - D) **Equipo de proteccion.**- Protege a las subestaciones contra las sobretensiones y se compone de lo siguiente:
    - a) **Apartarrayos**
    - b) **Pararrayos**

**c) Sistema de tierras**

**Cabe mencionar que una descripción más detallada del equipo de protección será descrita en el siguiente capítulo.**

**E) Equipo de medición.**

**Consta primordialmente de los siguientes aparatos:**

- a) Amperímetros**
- b) Voltímetros**
- c) Wálimetros**
- d) Varímetros**
- e) Factorímetro**

**1.3.2 Circuitos primarios**

**Este tipo de circuitos tienen la finalidad de establecer la continuidad entre una o más subestaciones de distribución y los transformadores de distribución o en subestaciones propias de los usuarios. Los circuitos primarios poseen principalmente los siguientes elementos:**

- A) Estructuras**
- B) Aislamiento**
- C) Conductores**
- D) Dispositivos de protección y maniobra**
- E) Dispositivos de maniobra solamente**

**A) Estructuras.**

**Sirven para soportar los conductores, aisladores y demás dispositivos del circuito. Se usan únicamente postes.**

a) Postes de madera.- Se fabrican de 11 longitudes diversas, a partir de 5.5 M. hasta 21 M. con intervalo de más o menos 1.5 M. Reciben un tratamiento de creosota o pentaclorofenol para reducir al máximo los efectos del ataque del calor, la lluvia, el frío, la humedad, los microorganismos, etc..

**Ventajas:**

- Menor costo inicial.
- Mejor aislante que otros.
- Peso reducido.
- Facilidad de transporte.
- Facilidad de almacenamiento.
- Facilidad para adaptar herrajes.

**Desventajas:**

- Riesgo de incendio.
- Menos duración que otros.
- Lo dañan: los pajaros, microorganismos, insectos, humedad, etc..

**b) Poste de concreto.**

- i) Postes de concreto de armado octagonal.- Para cuya construcción se usan varillas corrugadas a lo largo del poste ahogadas en concreto.
- ii) Postes de concreto pre-tensados.- Se fabrican a base de alambres o cable de acero que van a todo lo largo del poste y que se sujetan previamente por medio de tracción mecánica del 70% de la máxima que pueden soportar, mientras tanto se vacía el concreto. Ambos tipos de postes son armados para soportar cargas específicas y en longitudes diferentes.

**Ventajas:**

- Mayor duración.
- Posibilidad de fabricación en la obra.
- Facilidad de elegir las dimensiones más convenientes.

Mejor apariencia.

**Desventajas:**

Mayor costo inicial.

Mayor peso.

Más delicados en maniobras (transporte, erección y montaje).

Poco resistentes a los impactos.

Inapropiados en lugares de difícil acceso.

c) Postes de fierro tubular.- Construidos de conos truncados de acero sin soldadura y con diámetro decreciente, usados poco en CFE, de costo elevado y mediante galvanizado se protegen contra la intemperie.

Los postes de concreto soportan el 19%, los de madera el 27% de la carga que es capaz de soportar un poste de hierro.

B) Aislamiento. Se clasifica en dos grupos.

a) Aislamiento entre conductores.- Separación existente entre los conductores.

b) Aislamiento soporte.- El más común es el de tipo de aisladores de alfiler de 5.5 pulgadas de diámetro.

C) Conductores.

Los tipos de conductores más comúnmente usados en los circuitos primarios son los siguientes:

a) Conductores de cobre.- Dan mayor conductividad eléctrica y por sus características mecánicas pueden usarse en circuitos primarios y secundarios.

b) Conductores de aluminio puro (AAC).- Se usan en circuitos primarios y secundarios en tramos cortos, sólo en lugares de baja contaminación salitrosa.

- c) Conductores de aluminio con alma de acero (ACSR). Usados en circuitos primarios y secundarios en tramos largos por su alta resistencia mecánica a los efectos galvánicos entre acero y aluminio, no es recomendable usarlos en lugares cercanos a la costa.
  
- d) Conductores (ACSR) con núcleo engrasado.- De construcción idéntica a los ACSR, además este núcleo lleva una capa de 0.5 mm. de grasa alrededor antes de aplicar los hilos de aluminio. Usados en circuitos primarios y secundarios de tramos largos y en lugares cercanos a la costa.
  
- e) Conductores de aleación 5005 y 6201.- Construidos con aleación de aluminio con silicio, manganeso y magnesio entre otros, lo que los hace fuertes mecánicamente respecto al aluminio puro, bajando su conductividad del 61% al 53% aproximadamente en estas aleaciones. Empleados en tramos largos y cortos, resisten la contaminación salitrosa.
  
- f) Conductores "ACAR".- Cable de aluminio reforzado con aleación 6201. Con características idénticas al anterior tipo de conductor.
  
- g) Conductores "AWAC".- Conductores de aluminio reforzado con alumoweld, es semejante al copperweld, sólo se diferencia en el material que cubre el acero, el copperweld lo recubre el cobre y al alumoweld lo recubre aluminio. Usados en tramos largos y cortos y en lugares de contaminación salitrosa.

**D) Dispositivos de protección y maniobra.**

Aparte del interruptor tratado anteriormente, se incluyen los siguientes:

- a) Restaurador
- b) Cuchillas fusibles

**E) Dispositivos de maniobra solamente.**

- a) Cuchillas seccionadoras de aceite.

b) Puentes de estructura Lambda y Gamma.- Dado que casi siempre se cuenta con cuchillas seccionadoras en aceite, pocas veces se utilizan los puentes de las estructuras Lambda y Gamma. En caso de recurrir a estos puentes para la realización de las maniobras de corte o restablecimiento de la continuidad, éstas deberán hacerse con el circuito totalmente desenergizado.

Estos dispositivos serán descritos en su respectivo capítulo.

### 1.3.3 Transformador de distribución

Estos transformadores son de capacidad menor a 500 KVA y 69 KV. Su finalidad es reducir el voltaje de alta tensión del circuito primario al valor del voltaje de baja tensión requerido en el circuito secundario de distribución.

1. Conexiones internas del transformador de distribución.

Tratándose de transformadores trifásicos, por regla general las conexiones internas de sus bobinas son: delta en el primario o alta tensión y estrella en el secundario o baja tensión.

2. Protecciones eléctricas del transformador de distribución. Principalmente son dos:

- a) Contra sobre corriente.
- b) Contra sobre tensión.

3. Transformadores monofásicos de distribución.

La suma de la capacidad del trifásico son tres transformadores monofásicos y presentan:

**Ventajas**

- a) Ofrecen mayor continuidad en el servicio.
- b) Cada transformador monofásico es de menor capacidad y peso que un transformador trifásico, por lo que facilita las maniobras de ascenso y descenso de postes.
- c) Los transformadores monofásicos resultan ser los indicados en áreas rurales, donde

no se requieren las tres fases.

- d) Ofrecen facilidad para modificar las conexiones del banco.
- e) Permiten el aumento gradual de la capacidad del banco a medida que la demanda crece, porque se puede instalar uno solo; después uno más para conectar en delta abierta con el anterior y finalmente se puede agregar un tercero y conectar el banco en delta cerrada.

#### **Desventajas**

- a) Son más costosos tres transformadores monofásicos que uno trifásico.
- b) Ocupan mayor espacio tres transformadores monofásicos que uno trifásico.
- c) Pesan más tres monofásicos que uno trifásico.
- d) Ocasionan mayores pérdidas por transformación los tres monofásicos que uno solo trifásico.

#### **1.3.4 Circuitos secundarios.**

Usados para alimentar cargas domésticas y pequeñas cargas residenciales y comerciales. Las tensiones de servicio empleadas en el país son de 220 volts entre fases y 127 volts entre fase y neutro.

Este circuito va desde el secundario o baja tensión de los transformadores de distribución, hasta las acometidas de las cargas que alimenta.

**Elementos de los circuitos secundarios:**

- a) Estructuras
- b) Aislamiento
- c) Conductores

**CAPITULO II**  
**DESCRIPCION DEL EQUIPO DE**  
**PROTECCION USADO**  
**EN LINEAS AEREAS**

Previamente es de vital importancia definir con claridad las características con las que todo sistema de protección debe regirse:

- a) Confiabilidad.
- b) Selectividad.
- c) Rapidez de operación.
- d) Discriminación.

a) **Confiabilidad.**- Requisito cualitativo, pero cuantitativamente podemos decir que es la probabilidad de falla. La cual puede ocurrir por el sistema de protección, o también por el equipo de maniobra; por lo tanto, todos los componentes o circuitos relacionados con la eliminación de falla deben considerarse como fuentes potenciales de falla. Las fallas pueden reducirse a un pequeño riesgo, si se les da un mantenimiento regular y completo. Las causas más frecuentes de falla que intervienen en esta característica es la calidad del personal y esto debido a sus errores.

b) **Selectividad.**- Propiedad que sirve para aislar al elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, dejando en su estado inicial a los restantes. La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativa si se obtiene mediante la graduación de ajustes de las protecciones en las diferentes zonas que pueden responder a una determinada falla. Los sistemas de protección absolutamente selectivos son unitarios.

c) **Rapidez de Operación.**- Los dispositivos de protección son dispositivos de acción rápida por las siguientes razones:

- 1) No debe de rebasarse el tiempo crítico de eliminación.
- 2) Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado.
- 3) Una falla persistente hace bajar el voltaje y ocasiona arrastre o lento avance y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales. Sin embargo los dispositivos no deben

ser tan rápidos, deben tener un límite de tiempo de operación para no disparar en condiciones transitorias.

d) **Discriminación.-** La protección debe ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla, si esta ocurre dentro de su propia zona y debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes condiciones de falla. Es decir, la protección debe tener un diseño y calculo tal, que sepa distinguir cuando es tiempo de actuar y cuando no. Algunas veces la palabra discriminación se emplea para incluir a la selectividad.

Los principios anteriores nos llevan a una clasificación de protecciones primarias y de respaldo. La protección primaria protege los componentes principales del sistema desconectando al presentarse un disturbio la menor cantidad posible de elementos, es decir la menor cantidad posible de usuarios.

La protección de respaldo opera cuando la primaria falla y se emplea únicamente contra corto circuito debido a que este representa el tipo de falla predominante en los sistemas eléctricos.

Las fallas que presentan en un sistema de distribución, si no son aisladas rápidamente, producen grandes daños a los equipos instalados, lo cual significa pérdida económica y problemas a los consumidores y a la compañía suministradora; para prevenir esto al máximo posible se dispone de sistemas adecuados de protección en todas las instalaciones del sistema.

En este capítulo se tratara lo referente a la protección de las líneas de distribución aéreas de 6.6 KV, 13.8 KV, 23 KV y 34.5 KV, empleándose una serie de aparatos y dispositivos tales como: interruptores, restauradores, seccionizadores, relevadores y fusibles.

## 2.1 Protección contra sobrecorriente.

Este tipo de protección es la más sencilla, económica y la más difícil de aplicar ya que requiere de un pronto reajuste o reemplazamiento a medida que cambia el sistema. Usada generalmente para proteger contra fallas de fase o tierra (este concepto se analizará posteriormente),

en sistemas de distribución y en sistemas industriales.

### 2.1.1 Restauradores.

El restaurador automático, dispositivo utilizado para la eliminación de prolongadas salidas de servicio en sistemas de distribución con condiciones de falla temporales o sobrecorrientes transitorias, es un dispositivo de interrupción de falla con "inteligencia".

Puede ser monofásico o trifásico y sus camaras interruptivas estan contenidas en un tanque lleno de aire, en el caso de restauradores de vacio, o en SF6 (Hexafluoruro de azufre).

Por su tipo de montaje puede ser tipo poste o tipo subestación, ya sea que se instale en crucetas o plataformas directamente en el poste o bien en un marco o estructura de subestación.

El restaurador sensa una condición de sobrecorriente, suspende el flujo de corriente y después de un determinado tiempo, recierra automáticamente el circuito para volver a energizar la línea. Si persiste la falla, el restaurador efectua otra vez su secuencia de disparo y cierre hasta tres veces, después de la cuarta se mantiene abierto permanentemente.

Esta secuencia repetitiva de apertura-cierre con su última apertura permanente cumple dos funciones:

- 1) El restaurador repetidamente "prueba" la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- 2) El restaurador puede discriminar entre falla permanente o temporal.

La tabla siguiente muestra las experiencias de un año de operación en un sistema típico de distribución protegida por restauradores.

<b>FALLAS EXPERIMENTADAS</b>	<b>PORCENTAJE RECIERRE EXITOSO</b>	<b>TOTAL</b>
896	Primero	88.7%
46	Segundo	4.5%
13	Tercero	1.3%
55	Apertura Permanate	5.5%
-----		-----
1010		100.0%

En la tabla podemos observar que el 88.7% de todas las fallas se representan sobre el sistema durante el periodo en que son despejadas con la primera operación de recierre; así mismo el restaurador elimino 896 prolongados periodos de suspensión del servicio.

Restaurador "inteligente".- La "inteligencia" del restaurador se determina al sensar y despejar fallas recerrando y con el dispositivo de doble ajuste de tiempo.

Cuando un restaurador sensa una I (corriente) de falla entre fases se abre velozmente en 0.03 o 0.04 segundos; este despeje rápido de falla minimiza la probabilidad de daños al sistema. Al volver a cerrar en aproximadamente de 1 a 2 segundos, disminuye el mínimo de suspensión del servicio.

Después de una, dos o posiblemente tres operaciones de apertura rápida, el restaurador cambia automáticamente a una apertura lenta.

Esta apertura permite despejar fallas más persistentes, pero todavía es más importante la combinación de aperturas rápidas seguidas por aperturas lentas, permitiéndose así una efectiva coordinación con dispositivos de protección sobre el sistema.

Otra característica de "inteligencia" es el restablecimiento automático es decir, cuando es ajustado a apertura permanente después de la cuarta apertura y la falla fue despejada después de la primera, segunda o tercera apertura, el restaurador en forma automática se restablecerá en un corto tiempo volviendo a su posición original y preparándose para desarrollar la secuencia completa otra vez.

Sin embargo, si un restaurador ha estado sujeto a una falla permanente y ha tenido su secuencia completa, éste deberá cerrarse manualmente, indicando así mismo que una falla de carácter permanente ha ocurrido sobre el sistema.

2.1.1.1 Características Principales de construcción.- Por su tipo de control los restauradores pueden ser hidráulicos o electrónicos contenidos en su propio tanque, necesitando bobinas serie para sensar corriente en el caso de los hidráulicos, o bien circuitos impresos tipo resistivo para el caso de los electrónicos, la fuerza de la obturación es proporcionada por resortes cargados en restauradores pequeños. En los restauradores grandes, la fuerza es obtenida de bobinas tipo shunt, utilizando voltaje de la línea de lado fuerte o con operadores accionados por el motor.

Adicionalmente se integra con TC's (transformadores de corriente), circuitos electrónicos de estado sólido y baterías para el accionamiento de accesorios como:

- a) Sistemas de falla a tierra.
- b) Controles remotos.
- c) Señalización adicional con interruptores auxiliares.
- d) Dispositivos de medición.

2.1.1.2 Selección de Restauradores.- Los factores de selección principales son obtenidos considerando que estos dispositivos son diseñados para aplicación fundamental sobre sistemas de distribución radial, aún cuando existe un número de aplicaciones específicas para circuitos en anillos que son posibles con restauradores controlados electrónicamente.

### 1) Localización.

La primera decisión es la localización, por supuesto el punto lógico es el lado fuente del restaurador, sin embargo éste en caso de falla quedaría aislado permanentemente, por lo que dependerá de las condiciones individuales de éste, la localización de los restauradores adicionales en serie sobre dicho alimentador en puntos lógicos de seccionamiento para evitar cualquier fuera de servicio hasta el segmento más pequeño.

El origen de cada división de suficiente longitud debería ser considerado idealmente como un punto de seccionalización. Así pues, la accesibilidad a determinadas secciones de la línea puede jugar un factor importante en la determinación de la localización.

Se necesita especial consideración en zonas de severas tormentas eléctricas, en zonas boscosas y otros elementos peligrosos a la línea.

Desde luego, la decisión final sobre el grado de protección debe ser sometida a una justificación de carácter económico, evaluando la inversión inicial del equipo y beneficios a largo plazo.

Después de la decisión preliminar de localización, deben considerarse cinco factores importantes:

- a) Voltaje de fase.- No debe exceder el voltaje de diseño del restaurador.
- b) Rango de la corriente continua del restaurador.- Deberá ser igual o mayor que la corriente máxima de carga ( $I$ ) a través del restaurador.
- c) Rango de suspensión del restaurador.- Deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de falla en el punto de la línea donde se encuentra localizado el restaurador.

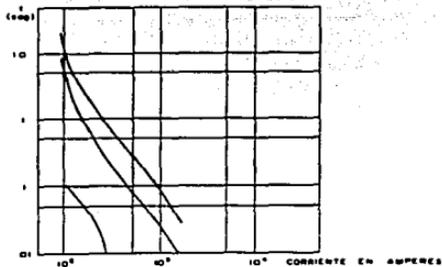
- d) Selección de la corriente máxima del disparo.- Permitirá que el restaurador sense la I de falla a través de la zona de protección deseada.
- e) Curvas tiempo-corriente (t-i) y la secuencia de operación seleccionadas.- Permitirán una coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del restaurador.



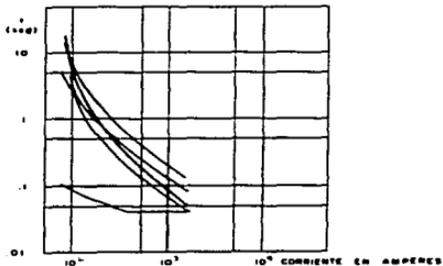


RANGO BASICO CONTINUO	RANGO DISP. MIN. AMP.	CAPACIDAD INTERRUPTIVA CONTINUA			BANCO BASICO CONTINUA	RANGO DISP. MIN. AMP.	CAPACIDAD INTERRUPTIVA CONTINUA							
<b>RESTAURADORES TRIFASICOS TIPO ELECTRONICOS</b>														
4-8, 14-4 KV (110 KV BIL.)		4-8 KV	8-32 KV	14-4 KV										
400 AMPERES MAX CONST	100 140 200 240 300 360 420	5000 2400 4000	5000 4200 3600	5000 4000	1120 1120 1120 1120	100 100 100 100 100 100	17000 18000 18000 18000 18000 18000	17000 16000 20000	17000 16000					
4-4, 14-4 KV (110 KV BIL.)		2-4 A 14-4 KV			34-5 KV (150 KV BIL.)		34-5 KV							
400 AMPERES MAX CONST	100 140 200 240 300 360 420	5000 4200 3600			400 AMPERES MAX CONST	100 140 200 240 300 360 420	10000 10000 10000 10000 10000 10000 10000							
4-8, 14-4 KV (110 KV BIL.)		4-8 KV	8-32 KV	14-4 KV	24-9 KV (150 KV BIL.)		24-9 KV							
560 AMPERES MAX CONST	200 280 360 440 520 600 680 760 840 920 1120	5000 8000 12000	5000 5000 5000	5000 5000 5000	560 AMPERES MAX CONST	200 280 360 440 520 600 680 760 840 920 1120	560 560 560 560 560 560 560 560 560 560 560							
4-4, 14-4 KV (110 KV BIL.)		2-4 A 14-4 KV			24-9 KV (150 KV BIL.)		24-9 KV							
560 AMPERES MAX CONST	100 140 200 240 300 360 420 480 540 600 660 720 780 840 900 960 1020 1080 1140 1200 1260 1320 1380 1440 1500 1560 1620 1680 1740 1800 1860 1920 1980 2040 2100 2160 2220 2280 2340 2400 2460 2520 2580 2640 2700 2760 2820 2880 2940 3000 3060 3120 3180 3240 3300 3360 3420 3480 3540 3600 3660 3720 3780 3840 3900 3960 4020 4080 4140 4200 4260 4320 4380 4440 4500 4560 4620 4680 4740 4800 4860 4920 4980 5040 5100 5160 5220 5280 5340 5400 5460 5520 5580 5640 5700 5760 5820 5880 5940 6000 6060 6120 6180 6240 6300 6360 6420 6480 6540 6600 6660 6720 6780 6840 6900 6960 7020 7080 7140 7200 7260 7320 7380 7440 7500 7560 7620 7680 7740 7800 7860 7920 7980 8040 8100 8160 8220 8280 8340 8400 8460 8520 8580 8640 8700 8760 8820 8880 8940 9000 9060 9120 9180 9240 9300 9360 9420 9480 9540 9600 9660 9720 9780 9840 9900 9960 10000	5000 4200 3600 3000 2400 1800 1200 600			560 AMPERES MAX CONST	120 140 160 180 200 220 240 260 280 300 320 340 360 380 400 420 440 460 480 500 520 540 560 580 600 620 640 660 680 700 720 740 760 780 800 820 840 860 880 900 920 940 960 980 1000 1020 1040 1060 1080 1100 1120 1140 1160 1180 1200 1220 1240 1260 1280 1300 1320 1340 1360 1380 1400 1420 1440 1460 1480 1500 1520 1540 1560 1580 1600 1620 1640 1660 1680 1700 1720 1740 1760 1780 1800 1820 1840 1860 1880 1900 1920 1940 1960 1980 2000 2020 2040 2060 2080 2100 2120 2140 2160 2180 2200 2220 2240 2260 2280 2300 2320 2340 2360 2380 2400 2420 2440 2460 2480 2500 2520 2540 2560 2580 2600 2620 2640 2660 2680 2700 2720 2740 2760 2780 2800 2820 2840 2860 2880 2900 2920 2940 2960 2980 3000 3020 3040 3060 3080 3100 3120 3140 3160 3180 3200 3220 3240 3260 3280 3300 3320 3340 3360 3380 3400 3420 3440 3460 3480 3500 3520 3540 3560 3580 3600 3620 3640 3660 3680 3700 3720 3740 3760 3780 3800 3820 3840 3860 3880 3900 3920 3940 3960 3980 4000 4020 4040 4060 4080 4100 4120 4140 4160 4180 4200 4220 4240 4260 4280 4300 4320 4340 4360 4380 4400 4420 4440 4460 4480 4500 4520 4540 4560 4580 4600 4620 4640 4660 4680 4700 4720 4740 4760 4780 4800 4820 4840 4860 4880 4900 4920 4940 4960 4980 5000 5020 5040 5060 5080 5100 5120 5140 5160 5180 5200 5220 5240 5260 5280 5300 5320 5340 5360 5380 5400 5420 5440 5460 5480 5500 5520 5540 5560 5580 5600 5620 5640 5660 5680 5700 5720 5740 5760 5780 5800 5820 5840 5860 5880 5900 5920 5940 5960 5980 6000 6020 6040 6060 6080 6100 6120 6140 6160 6180 6200 6220 6240 6260 6280 6300 6320 6340 6360 6380 6400 6420 6440 6460 6480 6500 6520 6540 6560 6580 6600 6620 6640 6660 6680 6700 6720 6740 6760 6780 6800 6820 6840 6860 6880 6900 6920 6940 6960 6980 7000 7020 7040 7060 7080 7100 7120 7140 7160 7180 7200 7220 7240 7260 7280 7300 7320 7340 7360 7380 7400 7420 7440 7460 7480 7500 7520 7540 7560 7580 7600 7620 7640 7660 7680 7700 7720 7740 7760 7780 7800 7820 7840 7860 7880 7900 7920 7940 7960 7980 8000 8020 8040 8060 8080 8100 8120 8140 8160 8180 8200 8220 8240 8260 8280 8300 8320 8340 8360 8380 8400 8420 8440 8460 8480 8500 8520 8540 8560 8580 8600 8620 8640 8660 8680 8700 8720 8740 8760 8780 8800 8820 8840 8860 8880 8900 8920 8940 8960 8980 9000 9020 9040 9060 9080 9100 9120 9140 9160 9180 9200 9220 9240 9260 9280 9300 9320 9340 9360 9380 9400 9420 9440 9460 9480 9500 9520 9540 9560 9580 9600 9620 9640 9660 9680 9700 9720 9740 9760 9780 9800 9820 9840 9860 9880 9900 9920 9940 9960 9980 10000	5000 4200 3600 3000 2400 1800 1200 600			560 AMPERES MAX CONST	120 140 160 180 200 220 240 260 280 300 320 340 360 380 400 420 440 460 480 500 520 540 560 580 600 620 640 660 680 700 720 740 760 780 800 820 840 860 880 900 920 940 960 980 1000 1020 1040 1060 1080 1100 1120 1140 1160 1180 1200 1220 1240 1260 1280 1300 1320 1340 1360 1380 1400 1420 1440 1460 1480 1500 1520 1540 1560 1580 1600 1620 1640 1660 1680 1700 1720 1740 1760 1780 1800 1820 1840 1860 1880 1900 1920 1940 1960 1980 2000 2020 2040 2060 2080 2100 2120 2140 2160 2180 2200 2220 2240 2260 2280 2300 2320 2340 2360 2380 2400 2420 2440 2460 2480 2500 2520 2540 2560 2580 2600 2620 2640 2660 2680 2700 2720 2740 2760 2780 2800 2820 2840 2860 2880 2900 2920 2940 2960 2980 3000 3020 3040 3060 3080 3100 3120 3140 3160 3180 3200 3220 3240 3260 3280 3300 3320 3340 3360 3380 3400 3420 3440 3460 3480 3500 3520 3540 3560 3580 3600 3620 3640 3660 3680 3700 3720 3740 3760 3780 3800 3820 3840 3860 3880 3900 3920 3940 3960 3980 4000 4020 4040 4060 4080 4100 4120 4140 4160 4180 4200 4220 4240 4260 4280 4300 4320 4340 4360 4380 4400 4420 4440 4460 4480 4500 4520 4540 4560 4580 4600 4620 4640 4660 4680 4700 4720 4740 4760 4780 4800 4820 4840 4860 4880 4900 4920 4940 4960 4980 5000 5020 5040 5060 5080 5100 5120 5140 5160 5180 5200 5220 5240 5260 5280 5300 5320 5340 5360 5380 5400 5420 5440 5460 5480 5500 5520 5540 5560 5580 5600 5620 5640 5660 5680 5700 5720 5740 5760 5780 5800 5820 5840 5860 5880 5900 5920 5940 5960 5980 6000 6020 6040 6060 6080 6100 6120 6140 6160 6180 6200 6220 6240 6260 6280 6300 6320 6340 6360 6380 6400 6420 6440 6460 6480 6500 6520 6540 6560 6580 6600 6620 6640 6660 6680 6700 6720 6740 6760 6780 6800 6820 6840 6860 6880 6900 6920 6940 6960 6980 7000 7020 7040 7060 7080 7100 7120 7140 7160 7180 7200 7220 7240 7260 7280 7300 7320 7340 7360 7380 7400 7420 7440 7460 7480 7500 7520 7540 7560 7580 7600 7620 7640 7660 7680 7700 7720 7740 7760 7780 7800 7820 7840 7860 7880 7900 7920 7940 7960 7980 8000 8020 8040 8060 8080 8100 8120 8140 8160 8180 8200 8220 8240 8260 8280 8300 8320 8340 8360 8380 8400 8420 8440 8460 8480 8500 8520 8540 8560 8580 8600 8620 8640 8660 8680 8700 8720 8740 8760 8780 8800 8820 8840 8860 8880 8900 8920 8940 8960 8980 9000 9020 9040 9060 9080 9100 9120 9140 9160 9180 9200 9220 9240 9260 9280 9300 9320 9340 9360 9380 9400 9420 9440 9460 9480 9500 9520 9540 9560 9580 9600 9620 9640 9660 9680 9700 9720 9740 9760 9780 9800 9820 9840 9860 9880 9900 9920 9940 9960 9980 10000	5000 4200 3600 3000 2400 1800 1200 600		
4-4, 14-4 KV (110 KV BIL.)		4-8 KV	8-32 KV	14-4 KV	34-5 KV (200 KV BIL.)		34-5 KV							
560 AMPERES MAX CONST	200 280 360 440 520 600 680 760 840 920 1120	5000 8000 12000 24000 24000 24000	5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000	5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000 5000	560 AMPERES MAX CONST	100 140 200 240 300 360 420 480 540 600 660 720 780 840 900 960 1020 1080 1140 1200 1260 1320 1380 1440 1500 1560 1620 1680 1740 1800 1860 1920 1980 2040 2100 2160 2220 2280 2340 2400 2460 2520 2580 2640 2700 2760 2820 2880 2940 3000 3060 3120 3180 3240 3300 3360 3420 3480 3540 3600 3660 3720 3780 3840 3900 3960 4020 4080 4140 4200 4260 4320 4380 4440 4500 4560 4620 4680 4740 4800 4860 4920 4980 5040 5100 5160 5220 5280 5340 5400 5460 5520 5580 5640 5700 5760 5820 5880 5940 6000 6060 6120 6180 6240 6300 6360 6420 6480 6540 6600 6660 6720 6780 6840 6900 6960 7020 7080 7140 7200 7260 7320 7380 7440 7500 7560 7620 7680 7740 7800 7860 7920 7980 8040 8100 8160 8220 8280 8340 8400 8460 8520 8580 8640 8700 8760 8820 8880 8940 9000 9060 9120 9180 9240 9300 9360 9420 9480 9540 9600 9660 9720 9780 9840 9900 9960 10000	5000 4200 3600 3000 2400 1800 1200 600							

## CURVAS CARACTERISTICAS DE RESTAURADORES



CURVA CARACTERÍSTICA DE UN RESTAURADOR CON BOBINA NO SERIE.



CURVAS DE INTERRUPCION PARA RESTAURADORES CON BOBINA SERIE.

### 2.1.2 Seccionalizadores.

El seccionalizador automática es un dispositivo empleado cotidianamente como parte de un esquema coordinado de protección por sobre corriente de un sistema de distribución primaria, en forma conjunta con fusible y restauradores automáticos.

El seccionalizador no es un dispositivo de interrupción y por consecuencia no puede usarse solo, es localizado en serie con un restaurador a una determinada distancia y sobre su lado de carga, este dispositivo sirve para abrir un circuito con carga, pero no bajo condiciones de falla.

Cada vez que el restaurador suspende la corriente de falla, el seccionalizador se encarga de llevar la cuenta de memoria y después del número al que fue ajustado previamente, abre los contactos, siempre en un circuito desenergizado.

No existe conexión mecánica o eléctrica entre el restaurador y el seccionalizador; de ésta forma, una falla permanente en una zona de la línea puede ser aislada, sin ocasionar que el restaurador opere a abierto permanente. El seccionalizador puede suspender corriente a carga normal, por lo tanto, puede ser usado como un interruptor de apertura de carga, debido a su operación manual de apertura y cierre del circuito, lo cual proporciona un medio posible de seccionalizar la línea de carga.

Durante el tiempo que el circuito está abierto, el contador de operaciones del seccionalizador se mueve un paso hacia la posición de disparo; si la falla se elimina mientras el restaurador está abierto, el contador del seccionalizador regresará a su posición normal, después que se cierre el circuito. Si la falla persistiera, cuando el circuito este nuevamente energizado, el contador de corriente de falla en el seccionalizador se prepararía para contar otra vez la apertura del restaurador. Cuando el restaurador está calibrado para abrir en la "n" operación de disparo, el seccionalizador se preparara para operar durante el tiempo que el circuito esté abierto después de la n-1 operación de apertura del restaurador. Dado que el seccionalizador abre sin contactos cuando el restaurador

está abierto, el seccionalizador no interrumpe corrientes de falla. Estos dispositivos son relativamente baratos, debido a que no necesitan interrumpir corrientes de falla y consecuentemente no tienen capacidad interruptiva.

Los seccionalizadores, dependiendo de su mecanismo de conteo, pueden clasificarse en hidráulicos, electrónicos y tipo seco. Ver figura 2.1.

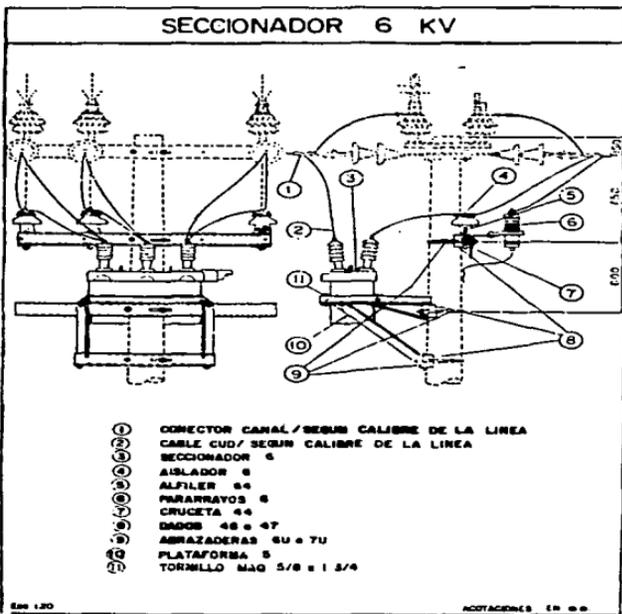


Fig.2.1 Seccionador de 6 kv.

### 2.1.2.1 Características principales de construcción.

1. Seccionalizadores automáticas tipo hidráulico.- Consisten en un interruptor, cuyos contactos están contenidos en su propio tanque, con medio de aislamiento y mecanismo de conteo hidráulico con solenoides y válvulas Check y mecanismo de disparo accionado por resorte.

2. Seccionalizadores automáticos tipo electrónico.- Consisten en un interruptor cuyos contactos están contenidos en su propio tanque, con medio de aislamiento aceite y mecanismo de conteo electrónico através de circuitos impresos con circuitos analógicos para discriminación de corriente de "INRUSH".

3. Seccionalizadores automáticas tipo seco.- Constituidos por un equipo similar a un cortocircuito, fusible cuyo portafusible o canilla contiene el mecanismo de conteo constituido por una bobina encapsulada que sensa la falta de corriente accionando un dispositivo mecánico que lleva a cabo el conteo y la apertura o caída de canilla.

Cuando el seccionalizador realiza el conteo hasta la apertura o caída de la canilla tal como un cortocircuito fusible, indica en forma positiva la apertura o seccionalización del circuito. En este tipo de seccionalizador los contactos están localizados externamente pudiendo operar como un interruptor de apertura de corriente con carga, como anteriormente fue explicado.

### 2.1.2.2 Aplicación de seccionalizadores.

Se requieren cuatro condiciones mínimas a cumplirse para su aplicación.

1. Los seccionalizadores deben ser usados en serie con y sobre el lado de carga de un restaurador automático o de un interruptor de cierre.
2. El restaurador de respaldo debe ser capaz de sensar una falla mínima através de la zona

de protección del seccionizador.

3. La corriente mínima de falla en la zona de protección debe de exceder la corriente mínima actuante del seccionizador.

4. Los rangos de corriente momentánea y de corriente de corta duración del seccionizador no deben de ser excedidos. Por otro lado y de acuerdo a la localización pueden tener los siguientes aspectos: Un seccionizador tiene funciones y dispositivos que hacen que su uso sea ventajoso en las áreas mencionadas a continuación:

a) Un seccionizador puede ser usado para reemplazar un fusible seccionizador lateral, donde el incremento de la carga requiere un rendimiento del fusible o una reconfiguración. Como el seccionizador no tiene curvas tiempo-corriente se elimina una etapa de coordinación de sobre corriente.

b) Un seccionizador puede reemplazar a un restaurador lateral, o en lugar de restauradores sobre cargas nuevas, laterales ligeras de carga a una subestación donde el nivel de corriente de falla sea mayor que la capacidad de interrupción de un pequeño marco restaurador.

c) Un seccionizador puede ser usado para dar un nuevo punto de seccionización adicional sobre un ramal lateral, mejorando la continuidad de servicio sin necesidad de agregar otro nivel de coordinación de sobrecorriente.

d) Un seccionizador puede ser empleado también como un dispositivo de protección de sobre corriente para una gran carga monofásica, la cual es suministrada desde un cabezal primario, usando el interruptor principal para interrupción de falla.

Nota: La siguiente tabla muestra una gama amplia de seccionizadores tanto tipo seco, hidráulicos y electrónicos.

TABLA DE SELECCION DE SECCIONALIZADORES

SECCIONALIZADORES TIPO SECO					
		BANCO MOMENTANEO 10 CICLOS MAXIMO		BANCO CORTA DURACION	
BANCO BOBINA AMP.	CORRIENTE MINIMA ACTUANTE AMP.				
		AMP ASIM	AMP SIM	1 SEG	10 SEG
10	16	1600	1060	400	125
15	24	2400	1600	600	190
25	40	4000	2660	1000	325
35	56	6000	4000	1500	600
50	80	7000	4660	2000	1000
70	112	8000	5330	3000	1400
100	160	8000	5330	4500	2000
140	224	9000	6000	6000	2500
200	320	10000	6670	6500	3000

CONTROL HIDRAULICO 14.4 KV								
			MONOFASICO 95, 125 KV BIL			TRIFASICO 110 KV BIL		
BANCO DE CORRIENTE CORTA DURACION AMPERES								
BANCO CORRIENTE NOMINAL AMPERES	BANCO APERTURA SINETRIA DE CARGA AMPERES	BANCO CORRIENTE ACTUANTE AMPERES	CORRIENTE NOM Y AMP SIM	1 SEGUNDOS	10 SEGUNDOS	CORRIENT NOM Y AMP SIM	1 SEGUNDOS	10 SEGUNDOS
5	11	8	800	200	60	800	200	60
10	22	16	1600	400	125	1600	400	125
15	33	24	2400	600	190	2400	600	190
25	55	40	4000	1000	325	4000	1000	325
35	77	56	6500	1500	450	6000	1500	450
50	110	80	6500	2000	650	7000	2000	650
70	154	112	6500	3000	900	8000	3000	900
100	220	160	6500	4000	1250	8000	4000	1250
140	308	224	6500	4000	1800	8000	4000	1800
160	352	256	-----	-----	-----	9000	5700	2600
185	407	296	-----	-----	-----	9000	5700	2600
200	440	320	-----	-----	-----	9000	5700	2600

CONTROL ELECTRONICO TRIFASICO 14.4-34.5 KV								
			14.4 KV 110 KV BIL			34.5 KV 150 KV BIL		
BANCO DE CORRIENTE CORTA DURACION AMPERES								
BANCO CORRIENTE NOMINAL AMPERES	BANCO APERTURA SIMETRIA DE CARGA AMPERES	BANCO CORRIENTE ACTUANTE AMPERES	CORRIENTE NOM Y AMP SIM	1 SEGUNDOS	10 SEGUNDOS	CORRIENTE NOM Y AMP SIM	1 SEGUNDOS	10 SEGUNDOS
400	880	80 112 160 224 320 448 640	16000	10000	3500	15000	10000	3500
600	1320	80 112 160 224 320 444 640	15000	10000	3500			

### 2.1.3 Fusibles.

Elemento de aleación metálica que por efecto térmico se funde al paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

Un fusible debe ser predeterminado en base a la frecuencia de operación, capacidad nominal de corriente, voltaje nominal de operación, voltaje máximo de diseño y capacidad nominal de operación.

La capacidad nominal está definida como la corriente que el elemento puede soportar continuamente sin sufrir calentamiento que pudiera modificar sus características de diseño.

El tipo de fusibles conjuntamente con la capacidad proporciona la suficiente información para entrar en las curvas características y verificar su tiempo de operación en ellas.

Existen tres tipos característicos de operación de un fusible.

1. **MMT o tiempo mínimo de fusión (Minimum Melting Time)** es el intervalo que existe entre la aparición de la falla y el momento en que el elemento se funde por calentamiento y se establece el arco eléctrico.
2. **AT o tiempo de arqueo (Arcing Time)** es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico.
3. **MCT o tiempo máximo de limpieza (Maximum Clearing Time)** es el intervalo de tiempo entre la aparición de la falla y apertura total del elemento fusible; es la suma del tiempo mínimo de fusión y el tiempo de arqueo.

**Capacidad continua de corriente.**- La corriente nominal de un fusible se relaciona con la corriente de mínima fusión en 300 segundos a través de las normas ANSI y NEMA. Las normas NEMA, desde 1936, especifican que un fusible debe ser capaz de llevar su corriente nominal continuamente, sin que exceda cierta elevación de temperatura en el corto circuito en que se use. Este es un requisito mínimo. Aunado a este requerimiento mínimo, se espera que el fusible tenga cierta capacidad para que con seguridad pueda llevar más de su corriente nominal continuamente para soportar sobrecargas permisibles y en estas condiciones todavía cumpla con el requerimiento de mínima fusión al 200% o en 300 segundos. La cantidad de sobrecarga, no lo especifican las normas y desde luego, difiere con los varios tipos de fusibles, dependiendo de la temperatura de operación del fusible.

### 2.1.3.1 Características principales de construcción.

**Fusibles de un sólo elemento.-** Estos se pueden subdividir en dos tipos: Aquellos que tienen baja temperatura de fusión, tal como los de estaño y aquellos que tienen alta temperatura de fusión, tales como los de plata y cobre. El estaño funde a 232 grados centígrados, mientras que la plata y el cobre funden respectivamente a 960 y 1080 grados centígrados.

Algunos fabricantes aseguran que el elemento de baja temperatura de fusión previene de daño al tubo protector que rodea al elemento y al mismo portafusible en sobrecargas y que el mejor material, consecuentemente para los fusibles de un solo elemento, es el estaño.

**Exactitud.-** Esta depende primordialmente de la pureza y uniformidad del material del elemento, la uniformidad de su sección transversal y de las dimensiones al ensamblaje.

**Sobrecargas de larga duración.-** La habilidad de los fusibles de baja temperatura, para soportar periodos largos de operación en sobre cargas hace que los fusibles sean probados con sobrecargas justamente abajo del valor de corriente de mínima fusión y aún puedan retener la exactitud de la curva original tiempo-corriente (t-i).

**Impulsos transitorios.-** Comparando los temperaturas de fusión del estaño, la plata y el cobre, se deduce que los elementos de baja temperatura de fusión soportan mejor los impulsos transitorios y que a la vez retienen sus características originales.

**Influencia de la carga previa y la temperatura ambiente.-** Los fusibles deben probarse a 25 grados centígrados y sin carga previa. En estas condiciones el fusible debe de cumplir con la curva "MMT" del fabricante, con su tolerancia correspondiente. Cada fabricante pública o debe publicar los porcentajes de variación de su curva "MMT", para tomarlos en cuenta en sus correspondientes aplicaciones.

**Influencia de la temperatura de operación.-** Cuando por los fusibles pasa la corriente nominal, por ejemplo, la temperatura en el punto caliente es de alrededor de 150 grados centígrados para el elemento de estaño y de 590 a 700 grados centígrados para los elementos de alta temperatura (plata y cobre).

Con cargas de no fusión de 180 grados centígrados de la carga nominal, la temperatura del punto caliente es de alrededor de 220 grados centígrados para el estaño y alrededor de 880 a 1000 para los elementos de alta temperatura.

Los gradientes de temperatura pueden ser tales que la temperatura resultante del tubo de corto circuito, sea mucho menor que la temperatura del elemento. En estas condiciones, queda eliminada la humedad natural del tubo y en consecuencia, pierde su resistencia y efectividad, la fibra se puede carbonizar y despedazarse en pocas horas.

Las bajas corrientes de falla en el rango de tiempo de 5 minutos o menos, el calor del elemento de plata puede ser que no llegue al tubo de corto circuito, pero destruirá el tubo protector del elemento fusible. El tubo protector es muy importante, ya que ayuda al corto circuito a limpiar bajas corrientes de falla, en virtud de que acumula gases para dar la acción de expulsión; es necesario que dicho tubo permanezca con su robustez necesaria y su buen estado. Cuando el tubo protector se carboniza, los gases salen por los dos lados del tubo, por consecuencia, el tiempo de arco aumenta perdiéndose el esquema de coordinación entre fusibles y otros dispositivos de protección.

Según su tiempo de operación, los fusibles se clasifican en:

**Tipo T (lento).-** Son aquellos cuya velocidad de fusión se encuentra en el rango de 10 a 13 segundos y su capacidad de conducción de corriente nominal va de 6 hasta 200 amperes en valor eficaz.

Tipo K (rápido).- Llamado así por tener una velocidad de fusión de 6 a 8.1 segundos, teniendo una capacidad de conducción de corriente nominal que está comprendida en un rango de 6 a 200 amperes en valor eficaz (ver tablas de fusión para elementos Fusibles)

2.1.3.2 Selección de fusibles para la protección de transformadores de distribución.- Deben ser considerados los siguientes cinco factores:

a) Protección contra sobrecarga y corto circuito.

Debe compararse la curva de corriente-tiempo máxima de limpieza total del fusible, con la curva de seguridad de carga y entonces seleccionar el fusible cuya curva permanezca a la izquierda de la curva de seguridad. Criterio conservador si se quiere aprovechar la ventaja de sacar al transformador la mayor sobrecarga posible sin dañarlo. Además, dado que el punto de dano contra impulsos de rayo solo es aplicable al "MMT", el hecho de usar ambas curvas no se considera práctico.

b) Habilidad del fusible para soportar la corriente de magnetización (INRRUSH) del transformador.

Los fusibles deberán seleccionarse de tal forma que la curva del mínimo tiempo de fusión quede a la derecha de los siguientes puntos tiempo-corriente:

12  $I_n$  - 0.1 segundos

25  $I_n$  - 0.1 segundos

$I_n$  = corriente nominal del transformador.

## CORRIENTE DE FUSION PARA ELEMENTOS FUSIBLES TIPO "T"

CORRIENTE NOMINAL DEL ELEMENTO FUSIBLE EN AMPERES	CORRIENTE DE FUSION EN AMPERES						RELACION DE VELOCIDAD
	300-600 SEG.		10 SEG.		0.1 SEG.		
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	
(1)							
6	12	14.4	15.3	23	120	144	10
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269	11.5
15	31	37.2	44.5	67	388	466	12.5
25	50	60	73.5	109	635	762	12.7
40	80	96	120	178	1040	1240	13
65	128	153	195	291	1650	1975	12.9
100	200	240	319	475	2620	3150	13.1
140	310	372	520	775	4000	4800	12.9
200	480	576	850	2175	6250	7470	13
(2)							
8	15	18	20.5	31	166	199	11.5
12	25	30	34.5	52	296	355	11.8
20	39	47	57	85	496	595	12.7
30	63	76	93	138	812	975	12.9
50	101	121	152	226	1310	1570	13
80	160	192	248	370	2080	2500	13
1	2	2.4	-	11	-	100	-
2	4	4.8	-	11	-	100	-
3	6	7.2	-	11	-	-	-

(1) Serie preferida.

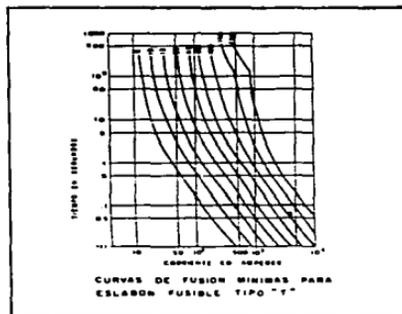
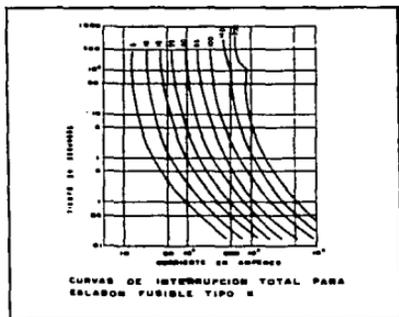
(2) Serie no preferida.

## CORRIENTE DE FUSION PARA ELEMENTOS FUSIBLES TIPO "K"

CORRIENTE NOMINAL DEL ELEMENTO FUSIBLE EN AMPERES	CORRIENTE DE FUSION EN AMPERES						RELACION DE VELOCIDAD
	300-600 SEG.		10 SEG.		0.1 SEG.		
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	
(1)							
6	12	14.4	13.3	20.5	72	86	6
10	19.5	23.4	22.5	34	128	154	6.6
15	31	37.2	37	55	215	258	6.9
25	50	60	60	90	350	420	7.0
40	80	96	98	146	565	680	7.1
65	128	153	159	237	918	1100	7.2
100	200	240	258	388	1520	1820	7.6
140	310	372	430	650	2470	2970	8.0
200	480	576	760	1150	3880	4650	8.1
(2)							
8	15	18	18	27	97	116	6.5
12	25	30	29.5	44	166	199	6.6
20	39	47	48	71	273	328	7.0
30	63	76	77.5	115	447	546	7.1
50	101	121	126	188	719	862	7.1
80	160	192	205	307	1180	1420	7.4
1	2	2.4	-	10	-	58	-
2	4	4.8	-	10	-	58	-
3	6	7.2	-	10	-	58	-

(1) Serie preferida.

(2) Serie no preferida.



### CURVAS CARACTERISTICAS DE FUSIBLES

c) Habilidad del fusible para soportar corrientes de carga (cold load pick up).

Por experiencia se ha determinado que los fusibles deberán seleccionarse de tal forma, que la curva del mínimo tiempo de fusión quede a la derecha de los siguientes puntos tiempo-corriente:

6 In - 1 segundos

3 In - 10 segundos

In = corriente nominal del transformador.

d) Habilidad del fusible para soportar corriente de impulso. La protección de transformadores contra descargas de rayos e impulsos, es una función del apartarayos y no del fusible. Se puede dañar el transformador antes de que el fusible tenga tiempo de fundirse, sin embargo, los impulsos inducidos que se originan a ciertas distancias, frecuentemente pasan a través del transformador sin causarle daño y por consiguiente no opera el apartarayos respectivo. Aunque el aislamiento del transformador no se dane con estos pequeños impulsos, el apartarayos descarge o no la presencia del voltaje de impulso en el primario del transformador, origina que el mismo drene cierta cantidad de corriente, cosa que sucede en la mayor parte de los fusibles de los transformadores, provocando la fusión del fusible.

La corriente se calcula mediante el uso de la siguiente fórmula semi-empírica.

$i(0.02) = (7) (KVA) (BIL) / (En)(En)$  para transformadores monofásicos.

$i(0.02) = (7) (KVA/3) (BIL)/(En)(En)$  para transformadores trifásico.

BIL = 95 KV para transformadores de 13.2 KV nominales.

BIL = 150 KV para transformadores de 33 KV nominales.

En síntesis se instalan los fusibles en el lado primario del del transformador porque proporcionan las siguientes ventajas:

- 1.- Protegen al circuito alimentador primario y su carga asociada contra una falla que se presente en el transformador de distribución o en los circuitos secundarios asociados.
- 2.- Porque indica la localización aproximada de una falla.
- 3.- Es un medio económico de aislar al transformador de distribución del circuito primario.

El procedimiento seguido para llevar a cabo la coordinación de fusibles con otros dispositivos de protección es el graficar las características de tiempo-corriente de todos los dispositivos protectores que van a coordinarse en una base común en una hoja de papel logarítmico. Los fusibles se emplean donde los relevadores e interruptores no son justificables económicamente.

#### 2.1.4 Interruptores

Dispositivos que como su nombre lo indica, interrumpen el paso de la corriente. Realizándose esta apertura manualmente por medio de una manija de operación, la cual abre y cierra los contactos del interruptor y se efectúa de manera automática al presentarse una falla causada por una sobrecorriente en el circuito. Puesto que la mayoría de las fallas son temporales, es requerido el restablecimiento automático; sin embargo, después de este restablecimiento, el interruptor tiene que abrir nuevamente el circuito que acaba de cerrar. Este es un servicio muy intenso, considerando especialmente la existencia de corrientes elevadas que necesiten contactos pesados para ser acelerados y desacelerados en ambas direcciones dentro de un intervalo de centésimas de segundo y sin rebote, ya que provocaría que se soltarán y desgastarán los contactos.

Las características de los principales componentes de los interruptores son:

1) Caja moldeada.

Proporciona aislamiento a los componentes internos del interruptor ofreciendo de esta manera, la característica de "frente muerto", es decir, que no se expone al personal al contacto de partes vivas del dispositivo. Se fabrica de resina de poliéster, la que da capacidad dieléctrica adecuada y resistencia mecánica.

2) Unidad de disparo.

La protección de los circuitos se realiza dependiendo del tipo de acción de disparo.

- Térmica.
- Magnética.

La acción de disparo térmica ofrece protección contra sobre cargas, la cual se logra mediante el uso de un elemento bimetalico. Si se presenta una sobre carga, éste sufrirá una deflexión, actuando el mecanismo de operación. La discriminación del bimetalo se ocasiona debido al calor que se genera al paso de la corriente através de él. Este dispositivo actúa más rápidamente cuando mayor es la sobrecarga, a esto se le conoce como "curva de corriente de tiempo inverso".

La acción de disparo magnético proporciona protección contra el corto circuito el cual logra conectar un electromagneto en serie con el dispositivo bimetalico por el cual circula la corriente de carga. Cuando ocurre un corto circuito, la corriente que circula por el interruptor activa al electroimán, realizando instantáneamente la apertura del circuito.

La acción termo-magnética es la combinación de los dos casos anteriores.

### 3) Mecanismo de operación.

- Manual.

- Automática.

Sirve para abrir y cerrar los conductos del interruptor en forma manual y opera de forma automática al ocurrir una falla, en tal caso, la manija pasa a ocupar una posición intermedia entre los puntos "abierto y cerrado". En el caso de corto circuito, el mecanismo se puede restablecer de forma inmediata, lo que no sucede cuando la falla es térmica porque debe dar un tiempo razonable, (3 minutos aproximadamente) para que el bimetal vuelva a su posición original. Es importante subrayar que el mecanismo operará aún cuando se tenga asegurada la manija de operación exterior en la posición de "cerrado"; a ésto se le denomina "disparo libre".

Además de indicar los puntos de abierto, cerrado y disparo, tiene escrita la capacidad nominal en amperes del interruptor, ésto es particularmente ventajoso cuando se tienen agrupados los interruptores, como en el caso de los tableros de distribución.

### 4) Camaras de arco.

Diseñadas para extinguir el arco que se forma al abrir los contactos. Durante este periodo de apertura, se induce un campo magnético en las rejillas, el cual atrae el arco original, dividiendolo en arcos pequeños que se extinguen en menos de un ciclo. Además el calor generado es rápidamente disipado por medio de las mismas rejillas.

### 5) Zapatas terminales.

Su finalidad es conectar el interruptor tanto a la línea de alimentación como a la carga. Cabe

mencionar que el par aplicado a las zapatas sea el requerido, porque de no ser así, se presentarían calentamientos sumamente perjudiciales al equipo. Generalmente son de cobre (para usarse en conductores de cobre) o de aleación de aluminio (para usarse en conductores de cobre o aluminio).

#### 2.1.4.2 Selección y aplicación.

##### a) Voltaje de circuito (Volts).

Los interruptores deben aplicarse en sistemas eléctricos diseño del interruptor.

##### b) Corriente de operación (Amperes).

Es la corriente máxima en régimen continuo, generalmente a 40 grados centígrados, a la cual el interruptor trabaja sin dispararse. Para otras temperaturas se afecta el rango de conducción.

La calibración se realiza para que funcione a 40 grados centígrados que es el promedio de temperatura que se tiene en un interruptor de un gabinete. Ya que los interruptores termomagnéticos son sensibles a la temperatura ambiente, se calibran a 40 grados por lo que la presencia de temperaturas mayores originan que el interruptor conduzca una corriente menor a la nominal, de esta forma la capacidad de un conductor se basa en una temperatura ambiente de 30 grados centígrados por lo que en ambientes más altos se reducirá su capacidad.

Es necesario considerar que al presentarse altas temperaturas, el dispositivo de sobrecorriente deberá seleccionarse de mayor capacidad y aplicar a los conductores el factor de corrección. Se recomienda además aplicar un tratamiento especial a los interruptores que están en contacto con ambientes húmedos o corrosivos.

Cuando son instalados interruptores en altitudes mayores de los 1830 metros se debe considerar la reducción en las capacidades interruptivas y conductivas del interruptor debido a baja la densidad del aire, no permite disipar el calor existente en las partes conductoras. También

disminuye la capacidad dieléctrica y no soporta los mismos niveles de voltaje que bajo presión atmosférica normal.

A los interruptores se les puede montar vertical u horizontalmente, sin afectar sus características de disparo o capacidad interruptiva. Pero se debe tomar en cuenta el lugar de instalación a fin de seleccionar el gabinete correcto, lo cual ya se encuentra normalizado (NEMA: 1, 12 y 3R). Además los interruptores se deben instalar de tal forma que cada zona pueda ser desconectada por completo del resto del sistema.

c) **Sistemas coordinados de protección.**

Es conveniente contar con las curvas características de los interruptores cuando un sistema tiene diversos dispositivos de protección, con el fin de evitar disparos no deseados y obtener una buena coordinación. Estas curvas presentan los límites de disparo de sobrecorriente a una temperatura ambiente de 40 grados centígrados. En la curva del interruptor termomagnético la parte superior izquierda muestra el disparo con retardo a tiempo, debido a la acción térmica; por otro lado, el segmento interior derecho representa la acción instantánea de disparo magnético; si ésta es ajustable, se verán estos límites en su curva.

d) **Accesorios.**

Aplicados cuando se quiere contar con medios de control, señalización, alarma y protección por bajo voltaje, instalados en el interior de los interruptores.

e) **Dimensiones.**

Indispensables cuando se plantea montar este dispositivo en gabinetes, tableros o maquinaria en general.

f) Inspección y mantenimiento.

Por experiencia, los interruptores en caja moldeada necesitan tan sólo de un mínimo de mantenimiento; de cualquier manera a continuación se dan algunas sugerencias útiles a fin de obtener un excelente servicio y una larga vida.

- Al instalarse un interruptor nuevo o después de haberse presentado una falla, hay que verificar que existe continuidad en cada una de las fases al cerrar otra vez los contactos de fuerza y que no se tenga continuidad con el interruptor abierto.

- Operar el interruptor abriéndolo y cerrándolo 5 o 6 veces, asegurándose que no se trabase el mecanismo. Se aconseja repetir la operación periódicamente para eliminar las impurezas que pudieran acumularse en los contactos principales.

- Medir el voltaje de operación para asegurarse que sea el adecuado.

- Examinar los datos como: tipo y amperaje nominales, que sean seleccionados al especificarse el interruptor.

- Cuando el interruptor cuenta con accesorios, verificar que éstos funcionen de acuerdo con sus respectivos circuitos de protección, control o señalización.

- Una indicación de que existe algún problema es colocando la palma de la mano en la superficie del interruptor en condiciones normales, si no se puede mantener por más de tres segundos debido a su alta temperatura, entonces existe una falla.

- Llevar a cabo una inspección visual en los puntos de conexión (terminales) con cierta frecuencia para detectar si existen oxidaciones, sobretodo en ambientes húmedos. Checar también los pares (aprietes) en las zapatas, evitando con esto disparos y daños por sobrecalentamiento.

### 2.1.5 Relevadores.

Estos dispositivos de protección tienen como función detectar condiciones anormales en los circuitos eléctricos y ejecutar la acción para aislar la zona afectada del resto del sistema. Este aislamiento se lleva a cabo en forma automática mediante los interruptores que funcionan con gran rapidez, limitando así el daño al lugar donde la falla es localizada. Por lo tanto, la función de los relevadores acoplados a los interruptores, consiste en prevenir las consecuencias de las fallas y mejorar el servicio. Existen varios tipos de relevadores normalmente aplicados en los sistemas de distribución, de manera que se puede seleccionar el más conveniente para cada necesidad específica.

De acuerdo a la función del esquema de protección, los relevadores se pueden clasificar en principales y auxiliares; los principales son aquellos que se encuentran conectados directamente al circuito protegido; mientras que los auxiliares operan en respuesta a la apertura o cierre de un circuito de operación para ayudar a otro relevador en la ejecución de su función. Pueden ser de acción instantánea o tener un atraso en el tiempo y operar dentro de amplios límites de la continuidad para cuya respuesta está diseñado (corriente, voltaje, potencia, reactancia, impedancia y frecuencia).

#### 2.1.5.1 Características principales de construcción.

Los relevadores se pueden clasificar en dos grandes ramas:

a) Electromagnéticos.

b) Estáticos.

a) Los relevadores estáticos a su vez se dividen en dos grupos:

- 1) De atracción electromagnética.
- 2) Inducción electromagnética.

Los de atracción funcionan por medio de un embolo que es atraído por medio de un solenoide o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán y pueden ser accionados por magnitudes de C.D. o C.A.. Los relevadores de inducción electromagnética emplean el principio de motor de inducción, por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor; tal principio de funcionamiento es usado sólo en relevadores operados por C.A., normalmente conocidos como tipo inducción.

b) Relevadores estáticos.

Son aquellos en que la comparación o medición de las características eléctricas se efectúa por medio de una red estática diseñada para proporcionar una señal de salida en la dirección del disparo cuando pasa una condición crítica. La señal de salida opera un dispositivo de disparo, el cual puede ser electrónico, semiconductor o electromagnético. Ultimamente y debido al crecimiento y complejidad de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución. Los sistemas de protección tienen que realizar funciones más complicadas, por lo tanto, más complejas mecánicamente, con mayor costo de prueba y mantenimiento. La continuidad es objeto de atracción especial, conforme aumentan los niveles de corto circuito, la capacidad de los circuitos y la complejidad de las conexiones así como la reducción de los tiempos de operación se han convertido en factores especiales para preservar la estabilidad dinámica; por lo que la exigencia de tales requisitos y la falta de potencial a posibles mejoras en los relevadores electromagnéticos convencionales viene a propiciar el uso de los relevadores estáticos que si satisfacen fácilmente estos requisitos.

#### 2.1.5.2 Aplicación de los relevadores.

Para los circuitos de distribución y servicio eléctricos es la protección contra sobrecorriente la más aplicable debido a su sencillez, bajo costo y a su rapidez de respuesta o reemplazo a medida

que cambia el sistema, se aprovecha hasta el máximo la característica de tiempo inverso, puesto que la magnitud de la corriente de falla depende casi siempre del lugar donde esté y si se ha mantenido inafectado por cambios en la generación o en el sistema de transmisión de alta tensión. No sólo por esto es posible emplear los relevadores con curvas extremadamente inversas, sino que también estos relevadores dan una mejor selectividad con fusibles y restauradores. Otra ventaja es que la protección de tiempo inversa se complementa con la protección instantánea, siempre y cuando sea posible; en otras palabras, la velocidad en la eliminación de las fallas hace posible la disminución del daño, provocando un recierre automático más satisfactorio.

## 2.2 Protecciones contra sobretensiones.

La sobretensión es uno de los principales factores que afectan la continuidad de la operación de un sistema eléctrico. Estas pueden ser generadas por diversas causas y pueden ser temporales o transitorias. En la selección adecuada de dispositivos de protección es necesario tener un conocimiento claro del impacto que los diferentes tipos de sobretensión pueden tener en el sistema, poniendo particular énfasis en la sobretensiones de origen atmosférico, puesto que son las de mayor importancia en líneas de distribución.

### 2.2.1 Prácticas actuales de protección en México.

La protección contra sobretensión cambia de acuerdo al nivel de las descargas atmosféricas y a la calidad del equipo de protección. En la práctica dentro de los sistemas de distribución es común en la instalación de cada transformador, equipo de regulación y de protección contra sobrecorriente, un juego de apartarrayos. En caso de zonas rurales se conectan dos juegos de apartarrayos. Debido a que en el pasado los apartarrayos eran fabricados con mala calidad se decidió en aquel entonces la suspensión de su instalación en los transformadores de distribución, pero se comprobó que el índice de daños a estos transformadores fue más allá de lo normal, por lo que se

programo la instalación total de apartarrayos. Para el caso de las líneas rurales con alta incidencia de descargas se aplica el sobreaislamiento, usando postes de madera a aisladores de clase de aislamiento mayor, instalación de hilo de guarda aterrizado en cada estructura o apartarrayos en las fases o en la fase superior.

A causa de las frecuentes fallas en los apartarrayos se ha optado por el empleo del hilo de guarda o del sobreaislamiento en las líneas rurales de distribución. Se ha adoptado la norma en líneas de distribución la reducción o eliminación de secundarios, enfatizando en la protección por medio de apartarrayos o su conexión eficaz a tierra (20 ohms en tiempo de estiaje).

### 2.2.2 Apartarrayos..

Instalación destinada a proteger contra los efectos de los rayos. En su forma clásica un apartarrayos se reduce a una barra metálica fijada verticalmente, terminada en una estrella de varias puntas metálicas, existiendo otros de una sola punta, convenientemente tratadas para resistir la oxidación. Dicha barra se conecta mediante conductores de cobre de sección adecuada y recorrido tan rectilíneo como sea posible a una masa de tierra o mejor aún, a una red subterránea. Para distribución son usados los llamados autovalvulares, que actúan como valvulas de seguridad, derivando a tierra las ondas de sobretensión que pudieran dañar los aislamientos de los equipos. Los apartarrayos deben ser instalados lo más cerca posible de los aparatos que se quieren proteger. Para el caso de los circuitos primarios de distribución las compañías suministradoras emplean los apartarrayos en:

- a) Los transformadores de distribución instalados en zonas que registran gran cantidad de disturbios atmosféricos.
- b) En las instalaciones que presentan uniones de líneas aéreas con líneas subterráneas, como son acometidas a servicios particulares y salidas de alimentadores de la subestación de

Algunas compañías usan un informe mensual de disturbios para hacer la selección de de instalación de apartarrayos.

#### 2.2.2.1 Características principales.

Dentro de los apartarrayos valvulares existen dos tipos: los de bloques de carburo de silicio (SiC) y de uno o varios bloques sólidos de óxido de zinc (ZnO). La figura 2.3 muestra las características v-t de ambos apartarrayos. Esta característica muestra que el voltaje del apartarrayos de ZnO se mantiene aproximadamente igual en un amplio rango de valores de corriente; ésto se acerca al concepto de un dispositivo ideal de protección que mantiene el voltaje constante; sus características v-t se observan en la figura 2.4. Además en dicha figura se pueden observar las características v-t de operación de ambos apartarrayos, observándose que el apartarrayos de ZnO

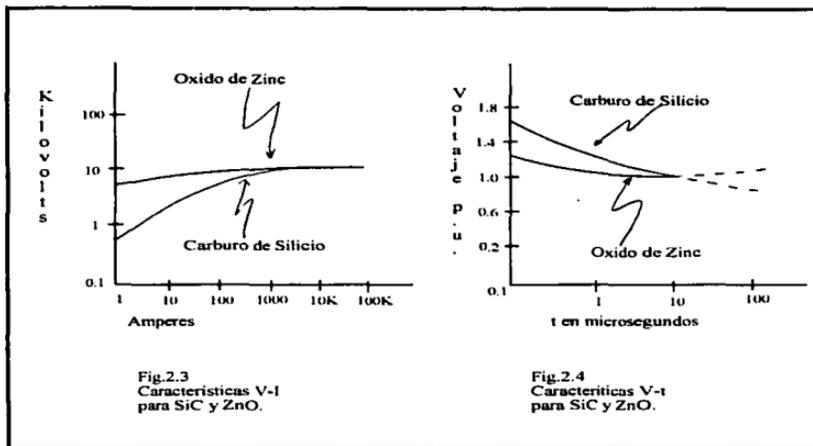
tiene un voltaje más bajo que el convencional para voltajes con frentes menores a aproximadamente 10 microsegundos. Además, el tiempo de respuesta es instantáneo a diferencia del apartarrayos de SiC que no opera hasta que no alcanza el voltaje de rompimiento del explosor (este dispositivo sera descrito posteriormente). El apartarrayos de ZnO debido a su alta no-linealidad y a la ausencia de explosores conduce todo el tiempo aunque para voltajes del orden de voltaje de operación la corriente no excede 1 mA.

#### 2.2.2.2 Aplicación de los apartarrayos.

1) El empleo de un apartarrayos de ZnO cada 200 metros aterrizados a través de una resistencia de 10 ohms, proporciona la mejor protección.

2) La instalación de apartarrayos solo en el conductor de mayor altura de las configuraciones triangulares y verticales asegura una protección casi similar a la instalación de apartarrayos en las tres fases. En tales situaciones el conductor más alto actúa como un hilo de guarda y si el voltaje creado por el rayo se limita adecuadamente, se logra una protección casi igual a la obtenida con

apartarrayos en las tres fases, dado que las dos fases anteriores son raramente afectadas directamente por rayos.



3) El índice de salidas/100 Km/año aumenta considerablemente al aumentar la resistencia de conexión a tierra. Sin embargo, el índice de fallas alcanza un máximo cuando la resistencia de conexión a tierra es alrededor de 60 ohms y se mantiene en ese nivel para valores mayores.

Estos datos fueron obtenidos por un estudio realizado por el instituto de investigaciones eléctricas.

### 2.2.3 Métodos alternativos de protección.

#### 2.2.3.1 Explosores.

Formados por dos electrodos normalmente esféricos; uno se conecta a la línea y otro a tierra con una separación entre ellos por aire. Al ocurrir una sobretensión se genera un arco entre ellos evitando dañar al aislamiento. Su inconveniente es que al operar, en el momento de la sobretensión, también la tensión de la línea se va a tierra, por lo que necesita una protección de respaldo. La respuesta eléctrica de los explosores es lenta y se ve afectada por la forma de onda del voltaje, además su calibración presenta muchos problemas por depender de las condiciones atmosféricas imperantes.

#### 2.2.3.2 Aislador con explosores y elemento ZnO integrados.

Son de incipiente uso en México. Su objetivo es evitar el rompimiento del conductor provocado por el excesivo calentamiento por corriente de 60 Hz. circulando a tierra después de un flameo de rayo. En conductores forrados, al formarse el arco permanece conectado en una región del conductor. El aislador se instala junto a un bloque de óxido de zinc (ZnO) y está provisto de un anillo concéntrico que sirve para establecer el arco entre el conductor y el elemento de ZnO. Al presentarse un flameo generado por una sobretensión atmosférica, el elemento de ZnO la conduce a tierra y la corriente de 60 Hz. que empieza a fluir se interrumpe un poco antes del paso del voltaje por 0, debido a la característica combinada  $v-i$  resultante.

Este dispositivo puede usarse para la protección de líneas de distribución tanto contra el efecto de rayos directos de hasta 80 K.A. de corriente máxima, como también contra el efecto de voltajes inducidos, con la ventaja de que dada la rápida extinción de la corriente de 60 Hz., se evita la operación de los interruptores o restauradores.

#### 2.2.3.3 Dispositivos extinguidores de arco (Darverter).

Tal dispositivo emplea la propiedad de aislamiento y extinción de arco de la madera. Su operación esta basada en un flameo por rayo que puede convertirse en un arco de 60 Hz. únicamente si el voltaje de operación es el suficiente para mantener conducción en el arco. Por lo tanto, introduciendo suficiente cantidad de madera cualquier posible flameo que involucre las maderas como trayectoria a tierra, reduce considerablemente la probabilidad de salidas de la línea por conducción de

corriente de 60 Hz. a tierra en el punto de falla. Además su aplicación requiere pruebas de impulso para verificación de su adecuada operación en el tipo particular de estructura donde se verifica.

**CAPITULO III**

**ANALISIS Y SELECCION**

**DEL EQUIPO DE PROTECCION**

Una vez que se ha descrito el equipo de protección para líneas aéreas de distribución, es importante enlistar los datos necesarios para la selección del mismo.

#### 1. Restauradores.

- Tipo (hidráulico o electrónico).
- No. de fases (monofásico o trifásico).
- Frecuencia de operación.
- Capacidad de amperes de la bobina de disparo de fase y tierra.
- Medio interruptivo (vacío o aceite aislante).
- Capacidad interruptiva en amperes simétricos.
- NBAI (nivel básico de aislamiento al impulso).

Debe incluirse también el ajuste de operación, determinando tanto para curvas de disparo por falla entre fases como de falla de fase a tierra, la secuencia y cantidad en que éstas deben operar en caso de presentarse corrientes consideradas de falla.

#### 2. Seccionalizadores.

- Tipo (hidráulico, electromecánico o electrónico).
- No. de fases (monofásico o trifásico).
- Frecuencia de operación.
- Tensión nominal de operación.
- Capacidad de bobina serie.
- Medio interior (aire, aceite o vacío).
- NBAI.
- Capacidad de apertura de corriente de carga.

Este dispositivo carece de curvas características tiempo corriente, tomando solo en cuenta

la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de disparo y después de una cantidad ya preseleccionada abre sus contactos, estando la línea desenergizada; por lo que habrá necesidad de definir las curvas tiempo-corriente del dispositivo de respaldo que servirá para coordinar el resto del equipo. El ajuste del seccionizador será solamente en la cantidad de conteos que éste haga antes de abrir el circuito.

### 3. Cortacircuito fusibles.

- Tipo (abierto, cerrado o descubierto).
- Frecuencia de operación.
- Tensión nominal de operación.
- Capacidad nominal de corriente.
- NBAI.
- Capacidad interruptiva.

El tipo de fusible junto con la capacidad nominal de corriente dan la información necesaria para trazar la curva tiempo-corriente, sirviendo ésto de base para la coordinación del equipo de protección.

### 4. Relevadores de sobrecorriente

- Tipo.
- Tap.
- Fases, residual.
- Palanca.
- RTC.
- Instantáneo.

Existen procedimientos mediante los cuales se pueden obtener datos suficientes a fin de elaborar la conformación de las curvas características para su coordinación y ajuste respectivo.

### 3.1 Generalidades.

Dentro de los sistemas eléctricos y en éste caso particular, existen varios factores que pueden definir un criterio a seguir para la realización de un análisis completo del equipo de protección en líneas aéreas de distribución, como son:

- i) Magnitud de la carga, grado de importancia y características de la misma.
- ii) Tipos de fallas a las que se ve expuesta la instalación.
- iii) Costo de las posibles opciones de protección en función del grado de confiabilidad deseado.
- iv) Equipo de protección empleado.

Las siguientes causas de falla son las más típicas en líneas aéreas de distribución:

- a) Fallas de aisladores causadas por descargas atmosféricas y flameos externos.
- b) Fallas debidas a contaminación ambiental.
- c) Deterioro de aisladores por calentamiento excesivo.
- d) Sobretensiones por maniobras de interruptores debidas a fenómenos de ferromresonancia.

e) Fenómenos de corrosión en aisladores.

f) Ruptura de conductores, aisladores y postes a causa de choques automovilísticos, sismos, caída de árboles, viento, etc..

g) Errores humanos en construcción y operación.

En México los datos estadísticos muestran que hay un índice de fallas del orden del 7% del total instalado, se considera que las causas probables de falla se distribuyen de la siguiente forma:

Corto circuito en el secundario del transformador	50%
Sobretensiones por rayos	27%
Sobrecargas	13%
Defectos de fabricación	10%

Si se toma en cuenta que alrededor del 50% de la inversión en los sistemas eléctricos de potencia se hace en lo que corresponde a distribución; es justificable el exhaustivo estudio de su protección.

Las fallas, dependiendo de su naturaleza se dividen en:

### 1. Temporales.

Aquellas cuya interrupción puede ser en breves períodos de tiempo, antes de que lleguen a causar daños, tales interrupciones se realizan con dispositivos de protección. Las causas de dichas fallas, entre otras son: flameo en aisladores debido a descargas atmosféricas, caídas de ramas de árbol sobre conductores, contacto entre conductores, arcos por contaminación, etc.. Estas fallas son típicas en las redes de distribución. Contando con el equipo adecuado para aislarlas se evita su permanencia.

### 2. Permanentes.

Dentro de este tipo de fallas están las que sin la influencia de la rapidez de desconexión de los dispositivos de protección o las maniobras que se hagan para establecer el servicio cuando se presentan las maniobras temporales, aquí se encuentran la caída de conductores, el contacto entre conductores de fases distintas, etc..

Se deben considerar los siguientes aspectos en la selección del tipo de protección en líneas aéreas de distribución:

I. El tipo de carga e importancia de la red de distribución estará relacionado con el tipo de usuario y el grado de importancia en la continuidad del servicio, o sea, se puede tener un criterio diferente de diseño y protección en usuarios residenciales, edificios públicos, hospitales, centros comerciales, etc., dependiendo también del valor de la corriente de corto circuito.

II. La función de los dispositivos de protección y consideraciones económicas relacionadas con la naturaleza de las fallas en distribución, específicamente en líneas aéreas aproximadamente el 80% de las fallas son temporales, por lo que la rápida restauración del servicio es importante necesitándose restauradores; sin embargo, dado su elevado costo es injustificable su uso en ciertas zonas de distribución, ya que es necesario considerar la inversión de instalación en función del tipo de usuario.

Los factores a considerar para la adecuada aplicación del equipo de protección se resumen en:

- a) Voltaje del sistema.
- b) Distancia y calibres de conductores a lo largo del circuito que se desea proteger.
- c) Corrientes normales de carga en las ubicaciones del equipo de protección.
- d) Niveles de falla máxima y mínima en los puntos que se desea proteger.
- e) Valores mínimos de operación.
- f) Características operativas (curvas tiempo-corriente) y secuencia seleccionada en los equipos de protección.
- g) En los equipos de protección deben ser considerados ciertos márgenes de capacidad, tales como pueden cubrir futuros crecimientos de carga o probables modificaciones del sistema.
- h) Normalmente a medida que las distancias desde la subestación aumentan, se utilizan equipos más económicos y menos sofisticados.

### 3.1.1 Estudio del corto circuito.

El corto circuito es una condición indeseable en un sistema eléctrico, pero puede ocurrir frecuentemente por diversas causas, considerándose siempre en todo sistema, para de esta forma prevenir los efectos y proveer de elementos de desconexión, así como de dispositivos de protección adecuados y su coordinación.

La importancia que tiene el corto circuito se debe en este caso a:

- La determinación de las características interruptivas de los elementos de desconexión de las corrientes de corto circuito como son: interruptores, fusibles y restauradores.
- La realización de un estudio para selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de corto circuito.

Todo estudio de corto circuito se inicia con un diagrama unifilar del sistema a estudiar, en donde se indican todos los elementos que van a intervenir.

### 3.1.1.1 Sistema en por unidad.

Es necesario utilizar un sistema de unidades que homogeneice las variables a utilizar, siendo ventajoso ésto, ya que el producto o el cociente de las cantidades en p.u., proporciona otra cantidad en p.u., no así en el porcentual, en que deberá dividirse o multiplicarse por 100 el producto y el cociente respectivamente. Las ecuaciones que relacionan estas cantidades son las siguientes:

$$I_b = (MVA_b) / 1000 \sqrt{3} KV_b \quad (\text{Corriente de base})$$

$$I_b = (MVA_b) / 1000 \sqrt{3} KV_b = (KV_b)(KV_b) / MVA \quad (\text{Impedancia de base})$$

Cuando estos valores se pueden obtener, los valores de corriente e impedancia referidos a la base en:

Sistema por unidad

$$I_{p.u.} = (Amp.) / I_b$$

$$Z_{p.u.} = Z(Ohms) / Z_b$$

### Sistema porcentual

$$I\% = \{I(Amp.)/I_b\} 100$$

$$Z\% = \{Z(Ohms)/Z_b\} 1000$$

Si los valores son monofásicos

$$MVA_{b1\phi} = MVA_{b3\phi}/3$$

$$KV_{b1\phi} = KV_{b3\phi}/\sqrt{3}$$

$$I_b = (MVA_{b1\phi}/KV_{b1\phi}) 1000$$

$$Z_b = (KV_{b1\phi}/I_b) 1000 = (KV_{b1\phi})(KV_{b1\phi})/MVA_{b1\phi}$$

De donde se deducen las ecuaciones para cambio de base:

Si

$$Z_{p.u.1} = \{Z(Ohms)/(KV_{b1})(KV_{b1})\} MVA_{b1}$$

$$Z_{p.u.2} = \{Z(Ohms)/(KV_{b2})(KV_{b2})\} MVA_{b2}$$

Donde:

$Z_{p.u.1}$  Impedancia obtenida de datos de placa.

$Z_{p.u.2}$  Impedancia obtenida con la nueva base.

$$Z_{p.u.1} (KV_{b1})(KV_{b1})/MVA_{b1} = Z_{p.u.2} (KV_{b2})(KV_{b2})/MVA_{b2}$$

$$Z_{p.u.2} = Z_{p.u.1} (MVA_{b2}/MVA_{b1}) \{(KV_{b1}/KV_{b2})(KV_{b1}/KV_{b2})\}$$

Este cambio de base es generalmente necesario para transformadores que especifican su

impedancia en % a capacidad y voltaje nominales. Normalmente es usada una base de 100 MVA, al voltaje nominal de operación. Si los datos suministrados por los fabricantes son en % y se sabe nuestra forma de transformadores nos quedará como sigue:

$$Z_T(\text{p.u.}) = \%Z_T / \text{MVA}_{\text{nom}}$$

Circuito monofásico:

Se escoge: KVA base.

Se conoce: KV base.

$$a) I_b = (\text{MVA}_b / \text{KV}_b) 1000$$

$$b) Z_b = \text{KV}_b 1000 / I_b = \{(\text{KV}_b)(1000)\} / \{(\text{MVA}_b)(1000) / \text{KV}_b + (\text{KV}_b)(\text{KV}_b) / \text{MVA}_b\}$$

Circuito trifásico:

Se escoge: KVA base.

Se conoce: KV base.

$$a) I_b = \text{KVA}_b / (\sqrt{3})(\text{KV}_b)$$

$$\text{KVA}_b = I_b (\sqrt{3})(\text{KV}_b)$$

$$b) Z_b = \{(\text{KV}_b)(\sqrt{3})1000\} / I_b = \{(\text{KV}_b)(\sqrt{3})1000\} / \{\text{KVA}_b (\sqrt{3}) / \text{KV}_b\}$$

$$Z_b = \{(\text{KV}_b)(\sqrt{3})1000\} / \{\text{KVA}_b (\sqrt{3})\}$$

$$Z_b = (\text{KV}_b)(\text{KV}_b) / \text{KVA}_b$$

### 3.1.1.2 Tipos de fallas.

En un sistema eléctrico existe la posibilidad de que se presenten los siguientes tipos de fallas por corto circuito:

- Falla de línea a tierra (fase a tierra).
- Falla de línea a línea (fase a fase).
- Falla de dos líneas a tierra.
- Falla trifásica.

En orden de mayor posibilidad de ocurrencia tenemos en primer lugar a la denominada línea a tierra, quedando en último lugar la trifásica cuya ocurrencia se presenta principalmente por causas accidentales. Estas fallas pueden ser estudiadas básicamente por los siguientes cuatro métodos:

- a) Componentes simétricas.
- b) Método del bus infinito.
- c) Método de los MVA.
- d) Método sistemático.

Para este estudio se utilizará únicamente el método de las componentes simétricas. Dicho método es aquel en que vectores de corrientes o voltajes desbalanceados equivalentes en tres sistemas de vectores balanceados denominados secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero, basándose en la teoría de las componentes simétricas.

A continuación se llevará a cabo el estudio de las fallas más representativas para este tema en específico, siendo éstas: la falla de línea a tierra y la falla trifásica.

- Falla de línea a tierra.

Este tipo de falla es la que ocurre con mayor frecuencia dentro de los sistemas eléctricos y las causas de su origen pueden ser diversas como fallas en el aislador, contacto de un conductor de fase con estructuras, descargas atmosféricas, contactos de ramas de árbol con conductores, etc..

La corriente de corto circuito para este tipo de falla se afecta debido a la forma en que se encuentran conectados los neutros de los equipos y aparatos conectados a tierra. Mediante la contribución de las corrientes de corto circuito se puede determinar lo que se requiere hacer en diagramas de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente, a partir de éstas se pueden obtener las impedancias equivalentes vistas desde el punto de falla hacia la fuente de alimentación del corto circuito.

A continuación se da el procedimiento para llevar a cabo el estudio de corto circuito que es el mismo para cualquier tipo de falla.

1. Se inicia con un diagrama unifilar del sistema, representando los elementos principales para el estudio, los elementos pasivos que son las impedancias tanto de las máquinas rotatorias como las impedancias de las líneas de transmisión, de las redes de distribución, transformadores, todo tipo de reactores y resistencias limitadoras indicando los datos principales de cada elemento.

2. Una potencia base es seleccionada junto con las tensiones bases convenientes para dar referencia a todas las impedancias a un valor común de potencia y a las tensiones adecuadas.

3. Se realizan los diagramas de impedancias del sistema, indicando sobre cada uno de ellos los valores de impedancia de los distintos elementos ya referidos a una base común. La realización de diagramas de impedancias puede ser como sigue:

- a) Diagrama de impedancia de secuencia positiva.

Su obtención se lleva a cabo mediante el reemplazo de cada elemento del sistema mostrado en el diagrama unifilar por su impedancia ya referida a la base común y representando las fuentes

de voltaje con valores expresados en por unidad y referidos también a una base de tensión común.

**b) Diagramas de impedancia de secuencia negativa.**

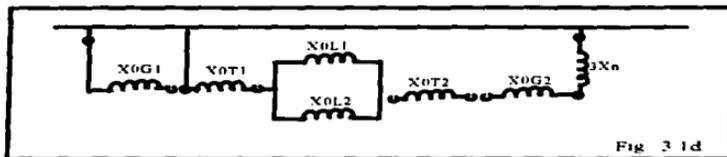
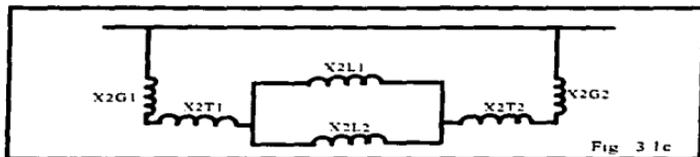
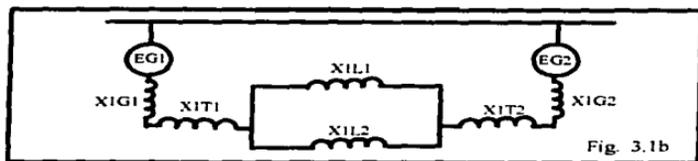
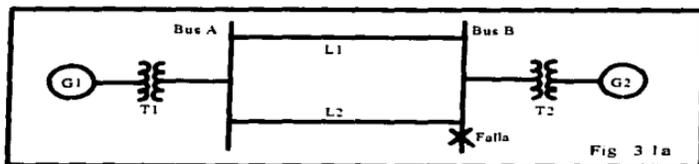
De misma realización, excepto que en éstos las fuentes son anuladas. Comúnmente en los estudios de corto circuito de fase a tierra se hace un diagrama de secuencia positiva y las reactancias se consideran igual para la secuencia negativa en la fórmula de cálculo.

**c) Diagrama de impedancias de secuencia cero.**

Para la elaboración de tales diagramas es necesario hacer ciertas consideraciones, ya que las corrientes de secuencia cero que fluyen por medio de dichas impedancias lo hacen a tierra, teniendo una gran importancia la forma como los neutros de los diversos elementos están conectados a tierra.

Ejemplo.

Considérese el sistema de las figuras 3.1 a, b, c y d.



### 3.1.1.3 Cálculo de las corrientes de corto circuito.

Quando se desea calcular una falla de línea a tierra por el método de componentes simétricas, se puede calcular la corriente de falla en su totalidad en cualquier punto del circuito con la siguiente ecuación:

$$I_a = 3E / (X_1 + X_2 + X_0) \text{ (p.u.)}$$

Donde:

$I_a$  = Corriente de falla entre fase y tierra; para cualquier fase solo habría un defasamiento.

$X_1$  = Reactancia de secuencia positiva equivalente entre la fuente y el punto de falla.

$X_2$  = Reactancia de secuencia negativa equivalente entre la fuente y el punto de falla.

$X_0$  = Reactancia de secuencia cero equivalente entre la falla y el punto de alimentación.

Las corrientes en cada diagrama de secuencia son las mismas, o sea que se encuentran en serie.

$$I_1 = I_2 = I_0$$

$$I_a = 3I_1 = 3E / (X_1 + X_2 + X_0)$$

Normalmente  $X_1 = X_2$  con lo que nuestra ecuación para el cálculo de las corrientes de línea a tierra se reduce a:

$$I_a = 3E / (2X_1 + X_0) = 3E / (2X_2 + X_0)$$

E: tensión de la fuente en por unidad.

- Falla trifásica.

Quando se trata de fallas trifásicas y se desea conocer la corriente de corto circuito, solo interviene el diagrama de impedancias de secuencia positiva:

$$I_a = 3E / 2X_1$$

### 3.1.1.4 Cálculo de impedancias de secuencia para líneas aéreas.

La impedancia de una línea depende tanto de las características físicas del conductor como de la disposición con respecto a los otros conductores del sistema trifásico para la secuencia positiva y negativa (que tiene el mismo valor) y de las propiedades del terreno.

Para el cálculo de las impedancias de secuencia positiva y negativa, las fórmulas básicas son las siguientes:

$$Z_1 = Z_2 = Z_{1a} - Z_{2a} = r_a + j(X_a + X_d)$$

Donde:

$r_a$  = Resistencia propia del conductor.

$X_a$  = Reactancia inductiva propia del conductor.

$X_d$  = Reactancia inductiva mutua con los otros conductores; para obtenerla es necesario calcular la distancia media geométrica entre conductores, siendo:

$$DMG = \text{Raiz cúbica de } \{(d_{12})(d_{13})(d_{23})\}$$

Donde:

$d_{12}, d_{13}$  y  $d_{23}$  = Distancia entre conductores 1, 2 y 3.

Una vez calculada DMG se obtiene de tablas.

**Secuencia cero.- Su fórmula general que incluye todas sus condiciones es:**

$$Z_0 = Z_{0a} - (Z_{0ag})(Z_{0ag})/Z_{0g}$$

Cuando no hay hilos de guarda  $Z_{0g} = 0$

Impedancia de secuencia cero propia del conductor:

$$Z_0 = r_a + r_e + j(X_a + X_e - 2X_d)$$

$r_e$  = Resistencia de secuencia cero en función de la frecuencia.

$r_e$  = 0.286 Ohms / millas para 60 Hz.

$X_e$  = Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y la frecuencia.

$X_e$  = 2.888 Ohms /millas para 60 Hz. y 100 m.

### 3.1.2 Impedancias de Thevenin.

La compañía suministradora debe proporcionar la impedancia de Thevenin en el punto de entrega de energía eléctrica, donde se instalará el dispositivo básico de coordinación. Tales datos son normalmente proporcionados en p.u.,  $MVA = 100$ , KV = tensión de suministro, sin embargo en caso de utilizar otras bases, se necesitará emplear la ecuación general para el cambio de base, con el fin de homogeneizar la información y los cálculos.

Partiendo de esta impedancia se calculan los valores de falla en todos los puntos donde se instalarán los dispositivos de protección y los extremos del lado de carga hasta donde éstos deben ver la falla. Con los datos de los cálculos de las fallas trifásica y monofásica a tierra se ajustan los dispositivos de protección.

Es conveniente usar el siguiente método:

- 1.- Establecer las redes de secuencia positiva y cero, apartir del punto de entrega de la energía eléctrica.
- 2.- Determinar las impedancias de las redes de secuencia de todos los elementos que las conforman.
- 3.- Determinar las impedancias equivalentes de secuencia en cada punto en que se requieran los valores de falla.
- 4.- Determinar los valores de corriente de falla trifásica y monofásica a tierra y registrarlos en el diagrama unifilar.

Una vez determinadas las impedancias equivalentes en cada punto de interés, se aplican las siguientes fórmulas:

Cálculo de falla trifásica a partir de impedancias en p.u.  $MVA=100$ .

$$MVA_{3\phi} = 100/\sqrt{\{(R_1)(R_1)X_1^2\}}$$

$$I_{f3\phi} = (MVA_{3\phi})(1000)/KV\sqrt{3}$$

Cálculo de falla monofásica a tierra a partir de impedancias en p.u.  $MVA=100$ .

$$MVA_{1\phi} = 300/\sqrt{\{(R_0+2R_1)(R_0+R_1)+(X_0+2X_1)(X_0+X_1)\}}$$

$$I_{f1\phi} = (MVA_{1\phi})(1000)/KV\sqrt{3}$$

Donde:

$R_1, X_1$  = Resistencia y reactancia de secuencia positiva en p.u.

$R_0, X_0$  = Resistencia y reactancia de secuencia cero en p.u.

### 3.1.3 Sobretensiones transitorias.

Como ya anteriormente se menciona, las tensiones de origen atmosférico son las de mayor importancia en líneas de distribución aéreas, por lo que haremos referencia a ellas exclusivamente.

#### 3.1.3.1 Estimación de índices de falla por descarga atmosféricas directas en líneas de distribución.

La "distancia de atracción" a cada lado de la línea puede expresarse como:

$$r_s = 7.1(I_a)^{0.75} \quad (\text{m})$$

Con I en KA.

La cantidad de rayos que se espera hagan contacto con la línea está dada por:

$$N = \{2(rs)/1000\} L N_g$$

L=Longitud de la línea en Km.

2

$N_g$ =Densidad de rayos tierra en rayos/Km/año, obtenida de tablas de estadísticas.

O también:

$$N = \{2(rs)/1000\} L(0.1) \text{ Por número de días tormenta por año}$$

El índice de salidas por 100 Km/año puede calcularse tomando un valor de corriente máxima de rango igual a la mediana de la distribución de la corriente pico de rayo igual a 28 KA. La resultante de rayos en la línea de las anteriores ecuaciones es considerada como una aproximación muy cercana al número de salidas de la línea.

Las sobretensiones por rayos cercanos a la línea que genera un voltaje superior al nivel básico de aislamiento (NBA) de la línea, contribuye en aproximadamente el mismo número de salidas que las debidas a rayos directos.

### 3.2 Esquemas de protección.

#### 3.2.1 Clasificación y aplicación.

Los sistemas de protección empleados para los diferentes elementos tienen como base esquemas de relevadores, los cuales han sido seleccionados considerando los factores determinantes que los modernos sistemas eléctricos imponen, como son: alta confiabilidad en la continuidad del servicio, mínimos márgenes de inestabilidad, alta complejidad de las redes, etc..

El criterio más generalizado para la protección de los elementos más importante de un

sistema de distribución es la utilización de los esquema de protección, lo más independientemente posible:

i) Esquema principal o primario.

ii) Esquema secundario o de respaldo del principal. Para cumplir con las condiciones anteriormente mencionadas, los esquemas empleados pretenden desarrollar sus características de operación satisfaciendo las siguientes funciones principales:

a) Aislar todo tipo de fallas con alta rapidez, tanto en el esquema primario como en el de respaldo.

b) Aislar una mínima porción del sistema en condiciones de falla.

c) Otorgar una máxima confiabilidad, tanto en los propios esquemas relevadores como en los elementos asociados.

### 3.2.2 Selección.

Los factores que rigen dicha selección son los siguientes:

1.- Justificación económica del esquema para asegurar el 100% de la continuidad en el suministro.

2.- Tipo de alimentadores; radiales o de anillo.

3.- Número de estaciones de interrupción conectadas en serie entre el punto de suministro y el extremo último del sistema.

4.- Aterrizaje del sistema, ya sea que el neutro este aislado o conectado a tierra.

### 3.2.3 Diagramas de conexión.

Puesto que el esquema de protección depende primordialmente del tipo de conexión que la subestación de distribución tenga, en esta sección se tratarán los tipos de conexiones más comúnmente empleados para hacer referencia después a sus respectivos esquemas de protección.

Las subestaciones de distribución de 85/23 KV. tienen las siguientes características: su nivel de aislamiento de las instalaciones es de 150 KV. al impulso, sus bancos formados por transformadores monofásicos son de 10 MVA., instalándose en la primera etapa un banco de 30 MVA. formado por tres transformadores de 10 MVA. más un transformador extra de reserva. En la etapa final se instalan bancos de 30 MVA. con un transformador de reserva por cada banco de transformadores de 30 MVA., son instalados mínimamente tres alimentadores de 23 KV. con una capacidad máxima de 9 MVA.

Algunas características de los transformadores empleados son que sus bobinas de baja tensión se consideran en serie y los tres transformadores se conectan en delta en el lado de alta tensión y en estrella en el lado de baja tensión, con el neutro conectado a tierra a través de una resistencia de 1.2 Ohms, cuya función es la de disminuir la magnitud de las corrientes debidas a fallas de tierra y las repercusiones mecánicas y térmicas en los transformadores que trajeran consigo.

Para regular el voltaje en 23 KV., es instalado un regulador de voltaje por cada banco, estos reguladores son de tipo autotransformador trifásico con cambio automática de derivaciones bajo carga, contando con las siguientes características:

- Devanado primario: devanado en derivación.
- Clase de enfriamiento: OA.
- Voltaje entre fases: 23 KV.
- Derivación a 20 KV. con la capacidad de 3 000 KVA.

- Conexión estrella con neutro a tierra.
- Devanado secundario: devanado serie.
- Corriente nominal en el lado de la carga: 752 Amp.
- Rango de regulación: +/- 10%.
- Nivel básico de aislamiento al impulso: 150 KV.
- Impedancia: 1% referida a la base de 3 000 KVA.

Para el caso de subestaciones de distribución de 85/23 KV. con transformadores trifásicos, se tienen las siguientes características:

Mejor calidad en el servicio a menor costo, diseñados para alimentar inicialmente con dos transformadores de 30 MVA. una carga de cuatro alimentadores de 23 KV. con una capacidad de 9 MVA. cada uno otorgando una carga total máxima de 36 MVA. En su segunda etapa se instala un tercer transformador trifásico de 30 MVA., aceptando una sobre carga del 20% en los transformadores cuando uno está fuera de servicio.

La capacidad máxima se tiene cuando hay cuatro transformadores trifásicos como se muestra en la figura 3.2, de 30 MVA. aceptando la misma sobre carga que el caso anterior en los transformadores adyacentes al transformador que está fuera de servicio y el tercero conserva una capacidad de 24 MVA. En este caso es posible aumentar si es necesario la capacidad de cada alimentador a 12 MVA.

Otras características de estos transformadores son:

- Capacidad: 20/25/30 MVA.
- Clase de enfriamiento: OA/FOA/FOA.
- Número de devanados: 2

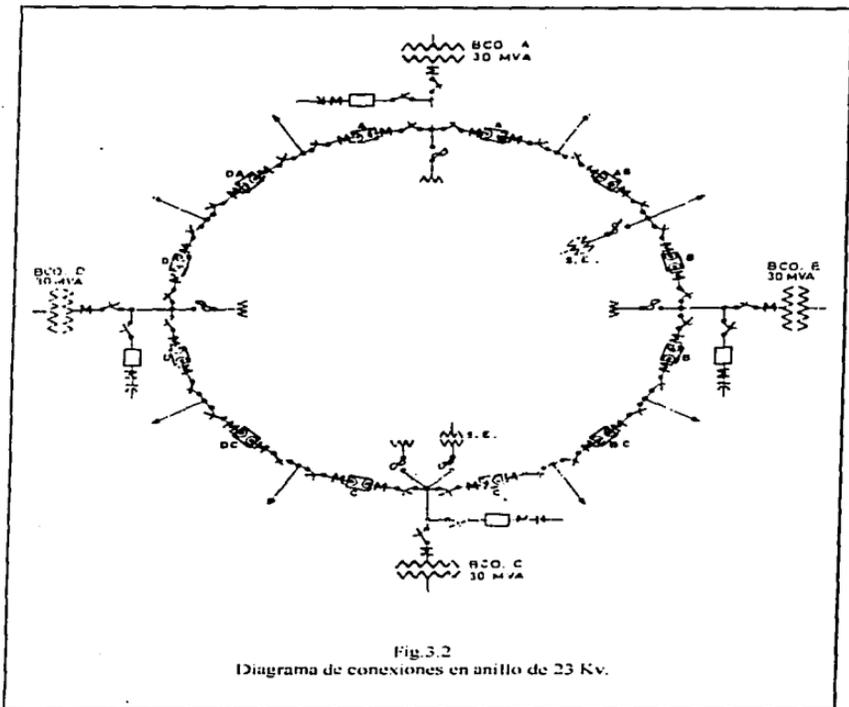
**Devanado primario**

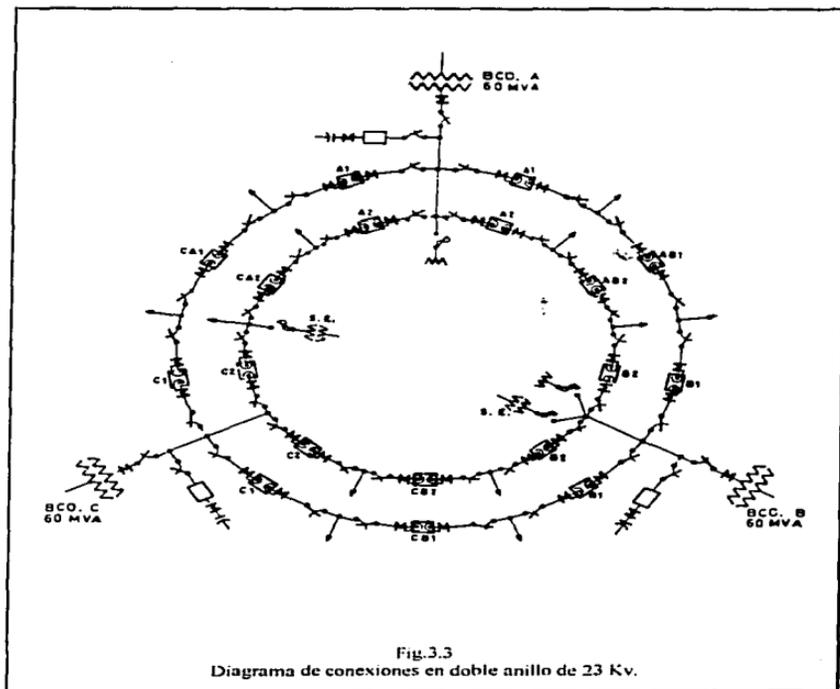
- Voltaje entre fases en vacío: 89 250 V. (cambiador de derivaciones 87 125 V. sin carga).
- 85 000 V.
- 82 875 V.
- 80 750 V.
- Conexión: delta.
- Nivel básico de aislamiento al impulso: 450 KV.

**Devanado secundario**

- Voltaje entre fases en vacío: 23 KV. + - 7.5% en un total de 33 posiciones (cambiador automático bajo carga).
- Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.
- Nivel básico de aislamiento al impulso: 150 KV.
- Impedancia: 12%, referida al lado de base de 30 MVA.

Por último, las principales características de las subestaciones 230/23 KV. con transformadores trifásicos de 10 MVA. se mencionan a continuación: Diseñados para alimentar inicialmente con dos transformadores trifásicos de 60 MVA., una carga compuesta por ocho alimentadores de 23 KV., con una capacidad de 9 MVA. cada uno, dando un total de 72 MVA.. La capacidad máxima es con tres transformadores trifásicos de 60 MVA., de acuerdo con la figura 3.3, ganando una capacidad para cuatro alimentadores más, cuya capacidad es de 12 MVA. por alimentador.





Dos tipos de transformadores pueden constituir esta clase de subestaciones:

a) Transformadores trifásicos de 60 MVA., 230/23 KV., con el secundario conectado en estrella, el neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 Ohms y un terciario conectado en delta. Las características generales de estos transformadores son:

- Capacidad: 45/60 MVA.
- Clase de enfriamiento: FOA/FOA.
- Número de devanados: 3.

#### Devanado primario

- Voltaje entre fases en vacío: 220 KV. + - 10% con cambiador de derivaciones automática bajo carga de 33 posiciones.
- Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.
- NBAI: 900 KV.

#### Devanado secundario

- Capacidad: 45/60 MVA.
- Voltaje entre fases en vacío: 24 150 V. (cambiador de derivaciones 23 575 V. sin carga)
  - 23 000 V.
  - 22 425 V.
  - 21 850 V.
- Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.
- NBAI: 150 KV.

#### Devanado terciario

- Capacidad: 25 MVA.
- Voltaje entre fases en vacío: 13.2 KV.
- Conexión: delta.
- NBAI: 110 KV.

- Impedancias:  $Z_{1-2} = 15\%$  a la base de 60 MVA.
- $Z_{2-3} = 5.25\%$  a la base de 60 MVA.
- $Z_{1-3} = 22.3\%$  a la base de 60 MVA.

b) Transformadores trifásicos de 60 MVA., 230/23 KV. con dos secundarios de 23 KV., con capacidad de 30 MVA. cada uno y conectados en estrella y cada neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 Ohms, sus características generales son:

- Capacidad: 43/51/60 MVA.
- Clase de enfriamiento: OA/FA/FOA.
- Número de devanados: 3.

#### Devanado primario

- Voltaje entre fases en vacío: 220 KV. + - 10% con cambiador de derivaciones automática bajo carga de 33 posiciones.
- Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.
- NBI: 900 KV.

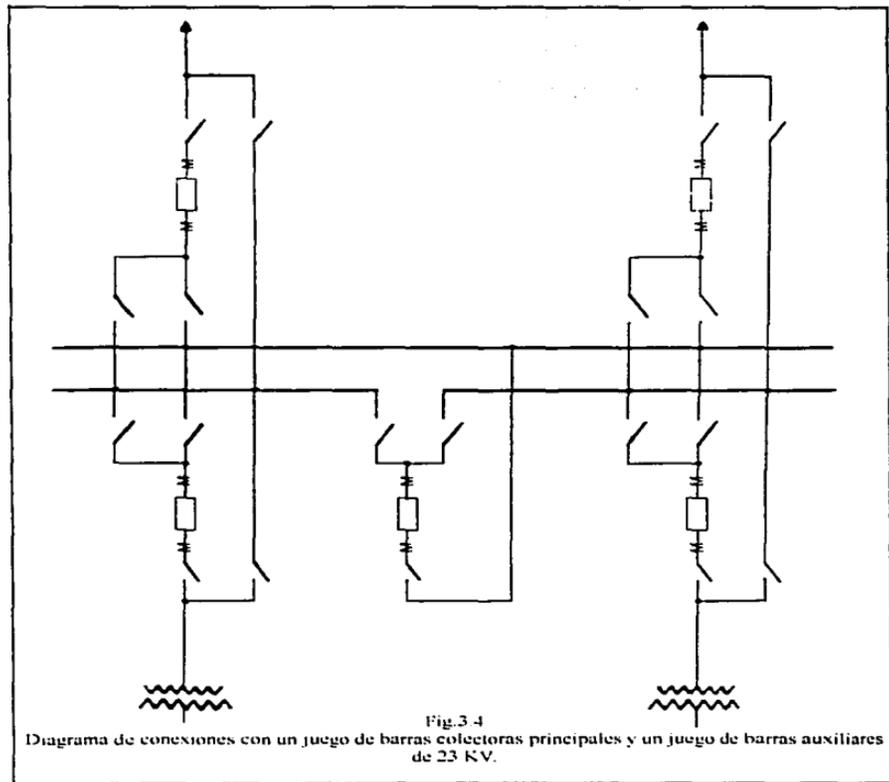
#### Devanados secundarios (dos devanados iguales)

- Capacidad: 21.5/25.5/30 MVA.
- Voltaje entre fases en vacío: 24 150 V. (cambiador de derivaciones 23 575 V. sin carga)
  - 23 000 V.
  - 22 425 V.
  - 21 850 V.
- Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.
- NBI: 150 KV.
- Impedancias en base a 60 MVA.
  - $Z_{1-2}=24\%$ .
  - $Z_{2-3}=24\%$ .
  - $Z_{1-2-3}=18\%$ .
  - $Z_{2-3}=24\%$ .

### 3.2.3.1 Esquemas de Protección de Subestaciones 85/23 KV.

En la sección de distribución se emplea el arreglo con un juego de barras colectoras principales y otro de barras auxiliares e interruptor comodín, tal como se muestra en la figura 3.4. Su corto-circuito está limitado a un máximo de 500 MVA, valor adecuado para este nivel de tensión. Cuando se usan bancos de transformadores monofásicos con impedancia de 8%, el corto-circuito trifásico de un solo banco de 30 MVA. que limitado por su impedancia a 375 MVA. así, en el caso de dos bancos en paralelo el corto-circuito sería de 375 MVA.; si se desea limitar el corto-circuito a valores inferiores de 500 MVA. es necesario no conectar en paralelo los bancos de 85/23 KV. del lado de baja tensión, lográndose un arreglo como el anteriormente mencionado.

Un diagrama de conexiones en anillo se utiliza en la sección de 23 KV. con transformadores trifásicos, como se puede observar en la figuras 3.5, 3.6 y 3.7. Su corto-circuito monofásico a tierra es limitado a un valor de 211 MVA. conectando el neutro del transformador a tierra a través de una reactancia de 0.4 Ohms. En este caso nunca se conectan en paralelo dos transformadores en el lado de baja tensión, reduciendo el valor de corto-circuito y otorgando a la vez una buena continuidad en el servicio mediante la transferencia automática de los alimentadores de un transformador que sea desconectado por su propia protección a los transformadores contiguos.



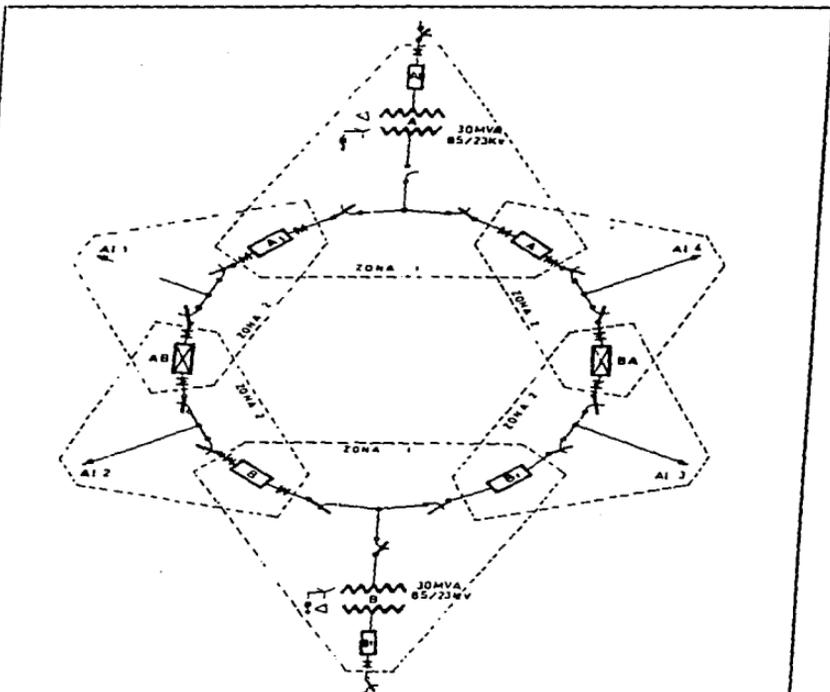


Fig.3.5

Diagrama de conexiones en anillo de 23 KV con dos transformadores trifásicos.

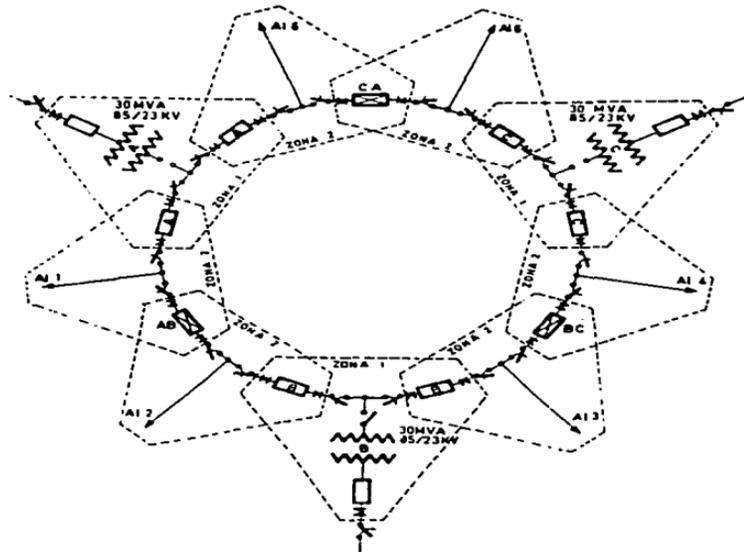


Fig3.6

Diagrama de conexiones en anillo de 23 KV con tres transformadores trifásicos.



### 3.2.3.2 Esquemas de Protección de Subestaciones 230/23 KV.

El diagrama de conexiones adaptado para este tipo de subestaciones es en doble anillo, derivado del anillo sencillo usado en las subestaciones de 85/23 KV. son consideradas dos variantes:

- 1.- Subestaciones con transformadores trifásicos de un solo secundario. La figura 3.8 muestra el diagrama unifilar de la etapa inicial y en la figura 3.9 se observa la etapa final.
- 2.- Subestaciones con transformadores trifásicos de dos secundarios. En la figuras 3.10 y 3.11. Se pueden ver los diagramas unifilares para la etapa tanto inicial como final de este tipo de subestación.

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA., 230/23 KV. con conexión estrella y terciario en delta, el corto-circuito trifásico simétrico en el lado de 23 KV. es limitado por la impedancia del transformador a 400 MVA. y el corto-circuito monofásico a tierra está limitado por la impedancia del transformador y por un reactor de 0.4 Ohms conectado en el neutro de 23 KV., es de 2/3 MVA.

Para los transformadores trifásicos de 60 MVA., 230/23 KV. con primario en estrella y doble secundario en estrella y un reactor de 0.4 Ohms en cada uno de los neutros de los devanados secundarios, el corto-circuito trifásico es de 250 MVA. y el monofásico a tierra a 2/3 MVA.. Este tipo de subestaciones se emplea sólo cuando hay limitación de espacio, (ver tablas 3.1 y 3.2).

### 3.2.4 Esquemas de protección de alimentadores aéreos de distribución en 23 KV.

Su protección consiste básicamente en un esquema de sobrecorriente de fases y tierra, con elementos instantáneos y de tiempo, coordinados con los fusibles de transformadores de distribución, incluyendo además un esquema de recierres. El recierre de equipo, principalmente interruptores consiste en que al ocurrir una falla en la instalación, la protección correspondiente operará abriendo el interruptor, el cuál inmediatamente después recibe una orden de recierre proveniente de un

relevador de recierre y según la naturaleza de la falla puede o no repetirse tres veces el mismo ciclo de apertura y cierre.

Las figuras 3.12A, 3.12B, 3.12C y 3.12D muestran un diagrama de control, protección y recierre de un alimentador de 23 KV. con arreglo en anillo. La aplicación de esta protección de alimentadores se puede observar en los diagramas esquemáticos de las figuras 3.13 y 3.14.

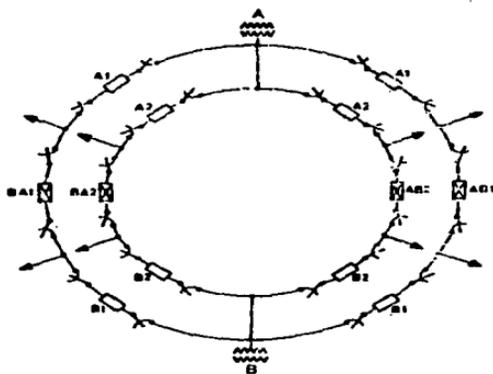


DIAGRAMA UNIFILAR

- 
**INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION**
- 
**INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION**

Fig.3.8

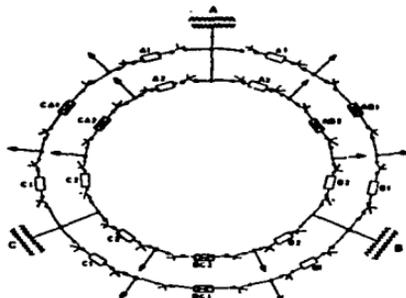
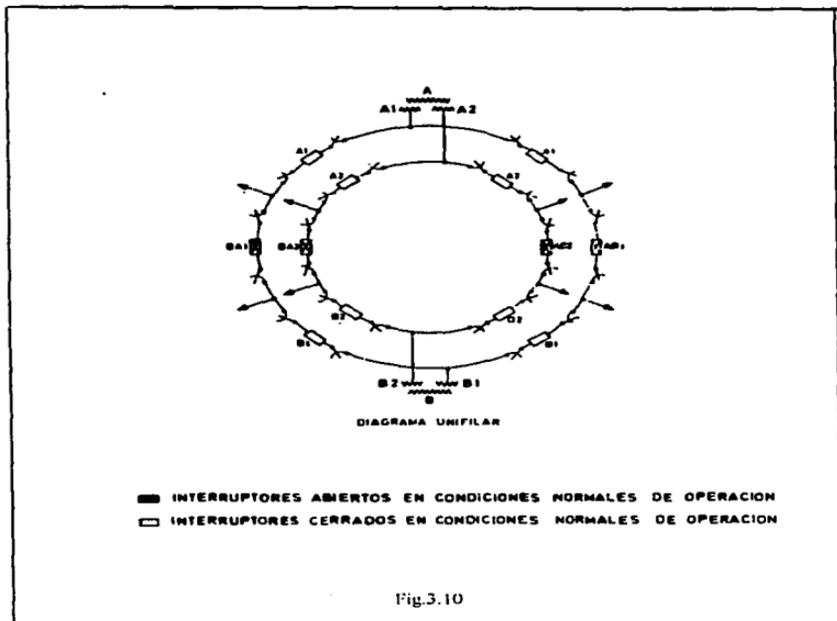
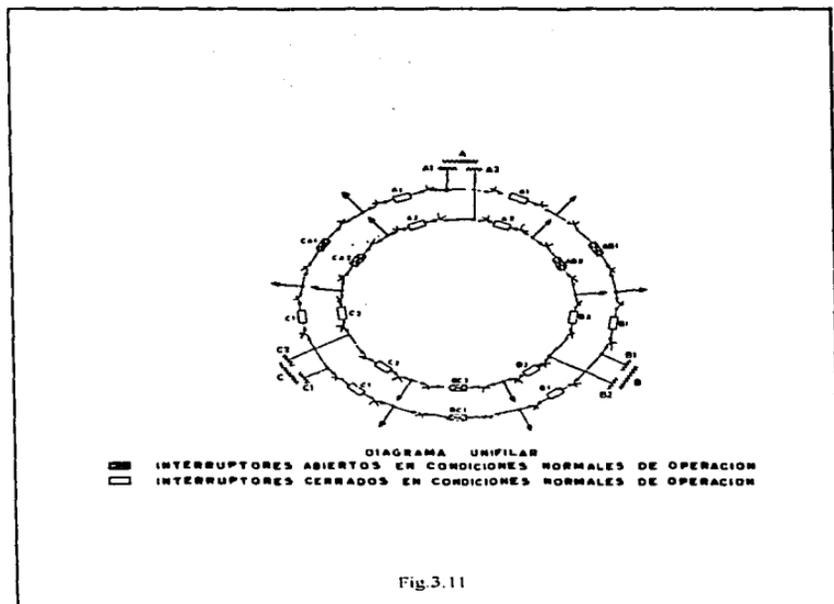


DIAGRAMA UNIFILAR

■ INTURRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION  
 □ INTURRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

Fig.3.9





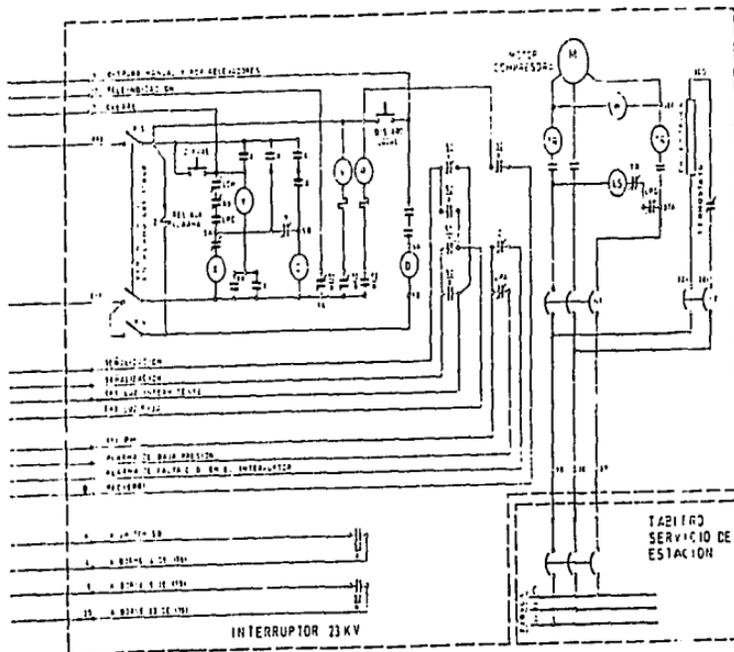
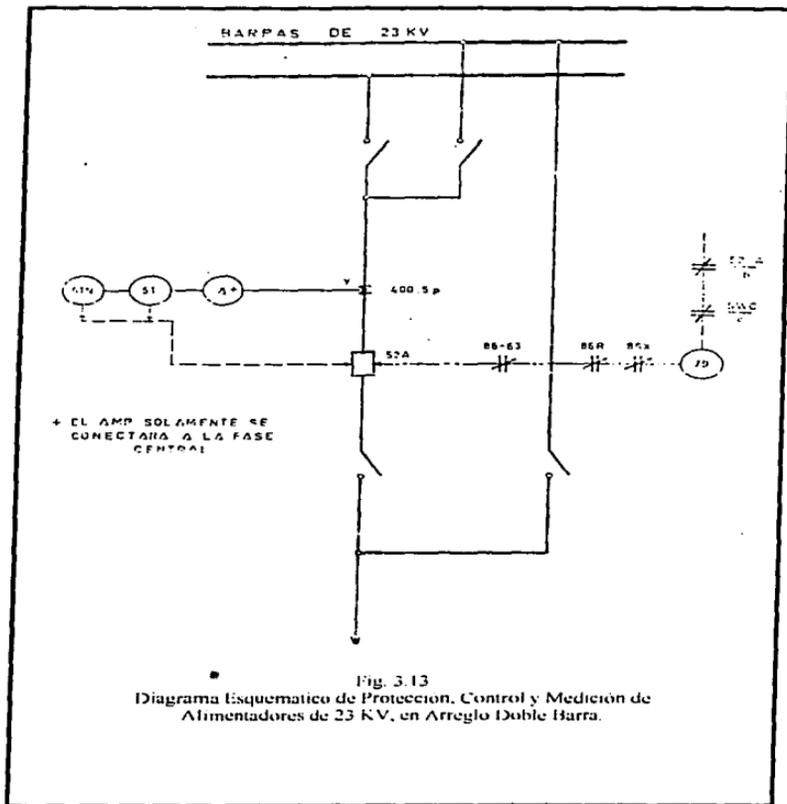


Fig. 3.12A Diagrama Elemental del Interruptor de 23KV









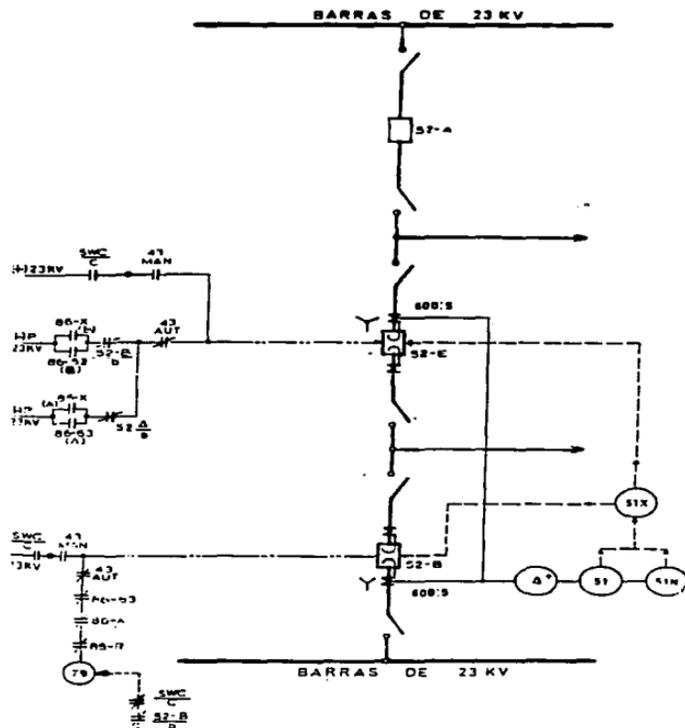


Fig. 3.13  
Diagrama Esquemático de Protección, Control y Medición de Alimentadores de 23KV. con Arreglo en Anillo.

Los relevadores usados en estos diagramas de protección son:

No. ASA	TIPO	CANTIDAD	DESCRIPCION	FUNCION
51	IAC(GE) CDG(EE)	2	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 4-16A y unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23 Kv. Para fallas entre fases.
51N	IAC(GE) CDG(EE)	1	Sobrecorriente con unidad de tiempo inverso de 0.5-2A y unidad instantánea.	Protección de alimentadores de 23 Kv. Para fallas a tierra.

Después de haber realizado un estudio de diagramas y esquemas, se concluye que los esquemas anteriores son los patrones básicos para proteger cualquier tipo de alimentador.

### 3.3 Coordinación del dispositivo de protección en base a las características y ajustes del dispositivo de protección.

Existen dos principios básicos que deben ser tomados en cuenta en la coordinación de dispositivos de protección.

a) El dispositivo de protección más cercano debe eliminar una falla permanente o transitoria antes que el dispositivo de respaldo adyacente al lado de alimentación interrumpa el circuito en forma permanente.

b) Las interrupciones del servicio provocadas por fallas permanentes deben ser restringidas a una sección del circuito lo más pequeña posible y por el menor tiempo posible.

#### 3.3.1 Interruptores con relevadores de sobrecorriente.

En caso de nuevos circuitos, se prefiere protegerlos con un interruptor con relevadores de

sobrecorriente, el dispositivo básico de protección se ubicará físicamente dentro de la subestación de distribución; la compañía suministradora se hará cargo de la instalación, ajuste y coordinación, la que deberá proporcionar al particular las características y ajustes del mismo, con las cuales es posible trazar las curvas tiempo-corriente que sirven para la coordinación del resto de los dispositivos de protección. Con los datos que se han mencionado al principio de este capítulo para relevadores se procede a trazar sus curvas tiempo-corriente para lo cuál se puede seguir el siguiente procedimiento:

1.- Tener las curvas tiempo-corriente del relevador correspondiente.

2.- Tener presente las siguientes relaciones:

$$I_s = (M_r)(TAP)$$

$$I_p = (RTC)(I_s)$$

Donde:

$I_s$  = Corriente en el secundario del transformador de corriente.

$M_r$  = Múltiplo de corriente mínima de cierre (de curvas).

TAP = Ver tabla DIAL SETTING de curvas del relevador.

$I_p$  = Corriente en el primario del transformador de corriente.

RTC = Relación del transformador de corriente.

3.- Estimar valores de MT; con el TAP proporcionado como dato obtenido.

4.- Con el dato conocido de RTC se obtiene  $I_p$ .

5.- Con el dato estimado de MT, encontrar en curvas el tiempo correspondiente en el eje (TIME IN SECONDS).

6.- Registra en un tabla los datos MT,  $I_s$ ,  $I_p$  y T, repitiendo el proceso para datos de residual hasta cubrir toda la gama de corrientes de cortocircuito que pudieran presentarse en el circuito a proteger ( $I_p$ ).

7.- Calcular la corriente de instantáneo en el primario y multiplicarlo por RTC.

8.- Registrar los valores, T e instantáneo en los formatos log-log. Es importante notar que la operación de los instantáneos (5I y 5IN) se estima ocurre en aproximadamente en 0.03 segundos, pudiéndose modificar el ajuste de corriente en la que operan para ampliar así el rango de coordinación y dejando que operen los 50 y 50N dependiendo de la rapidez que se requiera para despejar la falla u otras consideraciones que a continuación serán señaladas.

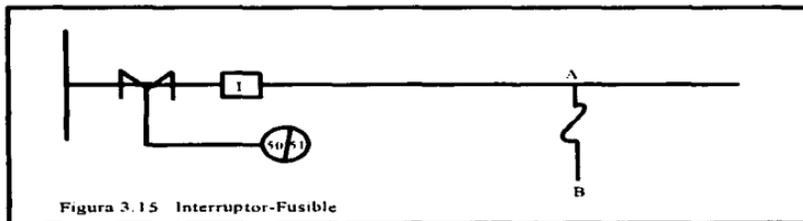
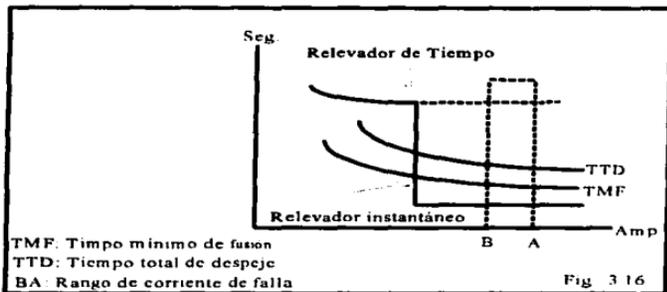


Figura 3.15 Interruptor-Fusible

### 3.3.2 Interruptor-Fusible

Es conveniente hacer un análisis detenido de los siguientes dos criterios, para de esta forma escoger el más adecuado.(Fig.3.15).

Criterio No.1. Si la carga a proteger es muy importante o muy costoso en tiempo, esfuerzo y elementos a movilizar, el reponer el fusible, puede tomarse el siguiente criterio (Fig.3.16).

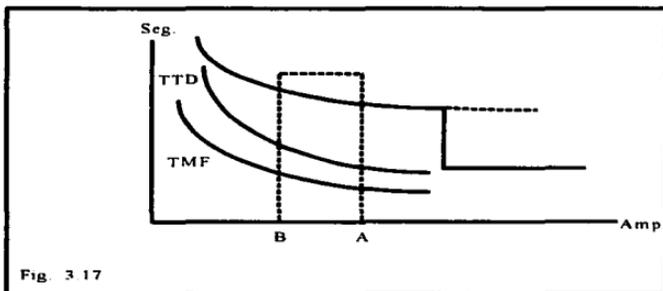


Con la operación alternada del relevador del interruptor (primer disparo instantáneo, segundo disparo por tiempo); cualquier falla en el rango de corriente considerando el primer disparo, lo hace el relevador y si la falla persiste, se fundirá el fusible antes de que opere el relevador por tiempo.

La ventaja de este criterio es la eliminación de aproximadamente el 85% de las fallas transitorias al primer disparo que realiza el relevador instantáneo del interruptor, sin que el elemento fusible se funde; es decir que existe una muy buena probabilidad que en caso de falla transitoria no se tenga que reponer el fusible. La principal desventaja de este circuito, es que al actuar el interruptor en el primer disparo, se afecta un gran número de usuarios en fallas transitorias, por lo

que no siempre será conveniente sensibilizar la operación por instantáneo en todas las derivaciones protegidas por fusibles.

Criterio No.2. Este criterio tiene como ventaja que para fallas transitorias o permanentes, solamente en escaso número de usuarios resultara afectado, puesto que si se presentase una falla en la derivación protegida por el fusible, éste actuará antes que el relevador del interruptor actúe por tiempo. Este criterio es utilizado con mayor frecuencia. Ver figura 3.17 Su única desventaja es que hay que movilizar personal para reponer el elemento fusible y poder continuar suministrando el servicio eléctrico a los usuarios conectados a esa derivación.



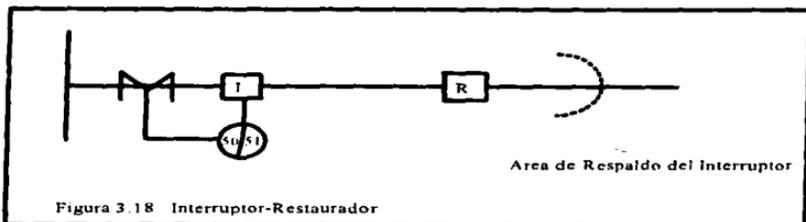


Figura 3.18 Interruptor-Restaurador

### 3.3.3 Interruptor - Restaurador

Se sugiere para asegurar una efectiva coordinación entre interruptor y restaurador que la distancia entre ellos sea de por lo menos 3 km., sin embargo ésto no es definitivo ya que la coordinación nos fija el estudio de tiempos de apertura y reposición del relevador del interruptor y restaurador, para lo cuál se debe considerar, lo siguiente:

- I) Un interruptor abre sus contactos y despeja la falla varios ciclos después que su relevador de sobre corriente opera.
- II) El tiempo de reposición al relevador del interruptor, es extremadamente largo y si la corriente de falla se aplica antes de que el relevador se ponga completamente, este avanza nuevamente hacia el punto de cierre desde la posición de reposición incompleta.

Los siguientes datos del equipo específico deben ser conocidos para poder así efectuar el análisis de tiempo.

**Restaurador**

- a) **Secuencia de operación.-** De acuerdo a curvas existentes y criterios de coordinación.
- b) **Intervalo de recierre.-** De acuerdo a las características del equipo que se utilice, el fabricante especifica el tiempo.
- c) **Tiempo de despeje para curva rápida .-** De acuerdo a la curva tiempo-corriente utilizada para un determinado valor de corriente de falla, se determina un valor de tiempo de despeje.
- d) **Tiempo de despeje para curva demorada.-** Igual que el caso anterior.

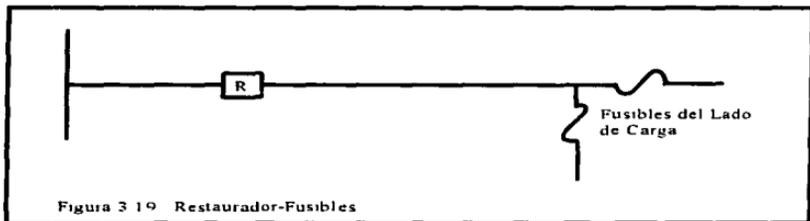
**Relevador del interruptor.**

- a) **Tiempo de operación del relevador.-** De acuerdo con la curva t-i según ajustes del relevador; para un determinado valor de tiempo de falla, se determina un valor de tiempo de operación.
- b) **Tiempo de reposición.-** De acuerdo a las características y ajustes del valor empleado.

### 3.3.4 Coordinación restaurador.- eslabón fusible del lado de carga.

La coordinación entre restaurador y fusibles instalados en el lado de carga del restaurador, es llevada acabo cuando éste censa todas las corrientes de falla en la zona protegida por ambos. La máxima coordinación se logra ajustando el restaurador para dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones retardadas.

La primera operación rápida permite despejar entre un 80 y 85% de las fallas temporales, la segunda operación rápida de un 5% a un 10%. Antes de la tercera operación el eslabón fusible se funde suspendiendo una falla permanente.



Un menor grado de coordinación se obtiene con una secuencia de una operación rápida seguida por tres retardadas. Tal secuencia permite despejar de un 80% a 85% de las fallas durante la primera operación del restaurador; frecuentemente utilizado cuando se instala un seccionalizador automática entre el restaurador y los fusibles del lado de carga. Es ideal que las curvas características de los eslabones fusibles se localicen entre las curvas rápidas y lentas del restaurador. No se obtendría una coordinación selectiva para secuencia "todas rápidas" o "todas demoradas", porque en el primer caso no operaría el fusible y para el segundo éste se fundiría antes de que operara el restaurador.

### Bases de Coordinación.

a) Todos los valores de corriente de falla sobre la sección de la línea protegida por el eslabón fusible, el tiempo mínimo de fusión del eslabón debe ser superior al tiempo de despeje de la operación rápida del restaurador, en base a un multiplicador o factor k, el cual varía con el número de operaciones rápidas y el tiempo de recierre entre operaciones rápidas.

Los factores multiplicadores serán dados a continuación para intervalos de recierre de 0.5, 1.0 y 2.0 seguidos, así como la secuencia de operación con una o dos operaciones rápidas.

Multiplicadores o Factores k para Eslabones Fusibles del Lado de Carga.

<b>Tiempo de corriente en segundos</b>	<b>Factor una operación rápida</b>	<b>Multiplicador dos operaciones rápidas</b>
.05	1.2	1.8
1.0	1.2	1.35
1.5	1.2	1.35
2.0	1.2	1.35

b) Para todos los posibles valores de corriente de falla sobre la sección de línea protegida por el eslabón, el máximo tiempo de despeje del fusible no deberá ser mayor que el mínimo tiempo de despeje retrasado por el restaurador.

El rango de coordinación entre un restaurador y un fusible lo determinan las siguientes dos reglas:

- 1.- Establece el punto máximo de coordinación
- 2.- Establece el punto mínimo de coordinación

El punto máximo es el valor de corriente localizado en la intersección de la curva de mínimo punto de fusión de fusible con la curva de referencia, lograda incrementando la curva de despeje rápido del restaurador por su multiplicador o factor  $k$ .

El punto de coordinación mínima es el valor de la corriente, dado en la intersección de la curva de despeje mínimo del eslabón fusible con el tiempo de despeje mínimo sobre la curva retrasada. El rango de coordinación se establece para una selección particular del restaurador dependiendo de sus curvas y secuencia de operación y las características de los fusibles.

La selección final de los tipos y tamaños de los eslabones fusibles dependerá de las condiciones de falla y sobre carga.

Los principios anteriores de coordinación son aplicados tanto en restauradores hidráulicos como en electrónicos.

### 3.3.5 Coordinación de restauradores y seccionizador.

La secuencia dos operaciones rápidas y dos demoradas en el restaurador proporcionan una buena selección para coordinar estos dos dispositivos.

Si la falla es transitoria, el seccionizador vuelve a su estado original, para lo cual necesita de un determinado tiempo; dicho tiempo para seccionizadores hidráulicos es aproximadamente 1 minuto y para los electrónicos puede ser preseleccionado.

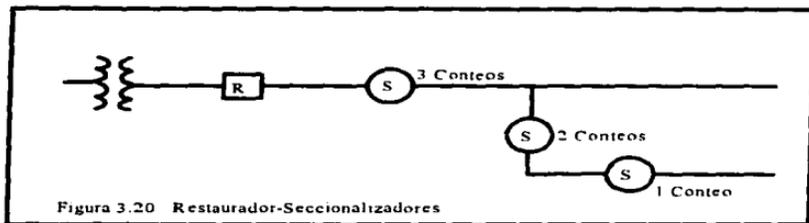


Figura 3.20 Restaurador-Seccionizadores

Como los seccionizadores carecen de curvas características de  $t-i$ , su coordinación no necesita un estudio de curvas, sin embargo para asegurar la coordinación con un restaurador se tendrá que analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionizador.

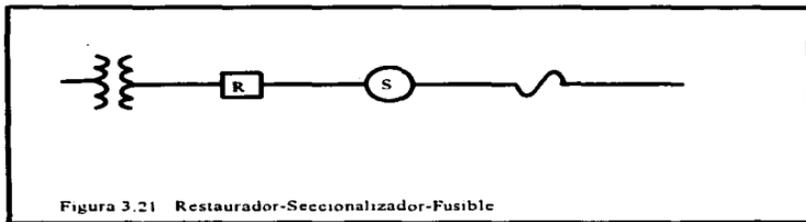
La norma para coordinación restaurador seccionizador, consiste en ajustar éste último a una cuenta menos que el restaurador y cada seccionizador adicional en serie, deberá ser ajustado para una cuenta menos que el anterior.

Se asegura la coordinación que usa un restaurador y un seccionizador hidráulicos con bobinas. La suma de los tiempos de corte del restaurador no debe rebasar el tiempo de memoria del seccionizador. Es importante seleccionar las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada

probable para evitar así que se abra el circuito de forma innecesaria.

Otra solución es la instalación de un accesorio de restricción del voltaje, el cuál hace que el corto quede bloqueado mientras exista el voltaje de alimentación; con este accesorio es posible instalar un seccionizador entre dos restauradores.

### 3.3.6 Coordinación Restaurador - Seccionizador - Fusible.



Una operación rápida y tres demoradas se consideran óptimas para la coordinación de estos tres dispositivos. Si el restaurador es ajustado para dos operaciones rápidas seguidas de dos operaciones lentas y hay falla permanente atrás del fusible, el restaurador opera dos veces sobre su curva rápida. El seccionizador contará dos veces y el eslabón fusible no se fundirá, pero antes de que el restaurador opere el primer tiempo sobre su curva lenta, el eslabón fusible se fundirá suspendiendo el circuito; el seccionizador contará la fusión del fusible como la tercera suspensión de la corriente de falla en exceso de su corriente de conteo o corriente de actuación mínima abriendo sus contactos al mismo tiempo.

Después de que el fusible despeja la falla, los mecanismos del restaurador y seccionizador

se establecen para otra secuencia completa de operaciones. Con el posible uso del accesorio de restricción de voltaje en los seccionadores trifásicos hidráulicos o electrónicos se mantiene una coordinación restaurador-seccionador-fusible donde el restaurador sigue su secuencia de operación común, es decir, dos rápidas y dos lentas.

### 3.3.7 Coordinación de Restaurador - Restaurador

Esta coordinación en serie varía con el modo de operación, la clasificación es:

- a) Restauradores operados por bobinas serie de disparo únicamente.
- b) Restauradores operados por bobinas serie de disparo y bobinas de cierre.
- c) Restauradores operados con control electrónico.

La coordinación de restauradores en la clasificación a y b, es llevada a cabo mediante el estudio de las curvas características t-i de estos dispositivos, para la clasificación c aparte de estudiar las mismas curvas se estudian los intervalos de recierre.

Existen tres métodos de coordinación de los restauradores con bobina serie de disparo únicamente:

- 1.- Usando diferentes tamaños de bobinas y una misma secuencia de operación.
- 2.- Usando el mismo tamaño de bobinas y diferente secuencia de operación.
- 3.- Usando una combinación de tamaño de bobinas y secuencia de operación.

Su importancia está dada por el orden en que son presentados.

Todos están basados en las siguientes premisas:

Dos restauradores en serie con curvas t-i menor que dos ciclos de separación, operan simultáneamente; con curvas entre dos y doce ciclos de separación pueden operar simultáneamente y con curvas mayores que doce ciclos de separación, los restauradores no operarán simultáneamente.

El método 3 cuya figura es 3.21 otorga mejores posibilidades de coordinación al sistema y es recomendada para usarse donde sea posible. La coordinación de restauradores de la clasificación b emplea una bobina de cierre conectada al lado de la fuente del restaurador energizado de la línea. Por lo tanto, el restaurador remoto debe tener un voltaje del lado de la fuente para operar sus contactos, para lograrlo, el restaurador de respaldo deberá operar antes o al mismo tiempo que el restaurador remoto.

Considerando que este tipo de restauradores están disponibles con intervalos de recierre de 0.5 a 2 seg., el tiempo de atraso entre un restaurador protector programado para operar y la misma operación no deberá exceder de 1.5 segundos, no existirán pérdidas en la continuidad.

Para el caso de los restauradores controlados electrónicamente será necesario considerar el intervalo del recierre cuando se esté haciendo su coordinación, además de su intervalo de restablecimiento, nivel de disparo mínimo para fallas monofásicas y de fase, secuencia y selección de curvas, t-i y aplicación de accesorios.



Figura 3.22 Coordinación de Restauradores en Serie por Selección de Bobinas

La adecuada coordinación de restauradores electrónicos se realiza con los siguientes tres procedimientos:

- 1.- Coordinar las unidades por medio de una conveniente selección de niveles de disparo y curvas t-i.
- 2.- Seleccionar los intervalos de recierre de forma que el restaurador protegido no este abierto, o programar el cierre cuando el restaurador protector esté programado cerrado.
- 3.- Seleccionar los intervalos de restablecimiento de manera que cada restaurador opere la secuencia preseleccionada para las condiciones de falla.

Antes de seleccionar valores mínimos de disparo y curvas t-i debe efectuarse un estudio del sistema; con restauradores controlados electrónicamente, los ajustes o calibraciones para disparo mínimo pueden ser seleccionados varios valores independientemente al sistema actual de corriente de carga.

La corriente de disparo mínimo del restaurador protegido deberá ser mayor que la del restaurador protector para darle así la oportunidad de despejar las primeras fallas.

Los intervalos de restablecimiento pueden ser coordinados con la secuencia de operación de cada restaurador electrónico previniendo un restablecimiento durante una secuencia de operaciones cerca de la corriente mínima de disparo.

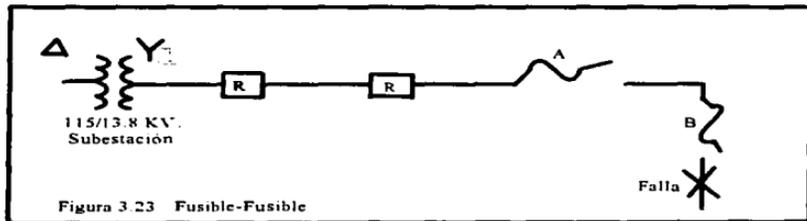
Dado que las curvas características t-i tienen una tolerancia de operación de 10% y recerrando a intervalos de restablecimiento tiene una tolerancia de operación de 15% a un valor teórico de tiempo de restablecimiento que puede ser calculado de la siguiente manera:

Tiempo de restablecimiento = [1.1(total de todas las operaciones de despeje a disparo mínimo)+ 1.15(total de los intervalos de recierre)].

Estos cálculos proporcionan el tiempo de restablecimiento teórico para cualquier secuencia particular de selección, curvas de disparo y de fase.

El tiempo actual de restablecimiento puede ser seleccionado de valores específicos entre 30 y 300 segundos, menos que su tolerancia de 15%.

El tiempo y los disparos mínimos de las curvas de disparo a tierra son normalmente mayores que los de las curvas de fase. Por lo tanto, las curvas de tierra son normalmente empleadas para calcular tiempos de restablecimiento teóricos cuando el restaurador está equipado con el accesorio de disparo a tierra.



### 3.3.8 Coordinación Fusible - Fusible.

El principio para la coordinación fusible-fusible establece que el tiempo máximo de apertura de fusible "B" no debe exceder del 75% del tiempo mínimo del fusible "A".

En la figura 3.24 se observa como se realiza la coordinación fusible a fusible de acuerdo a sus curvas características.

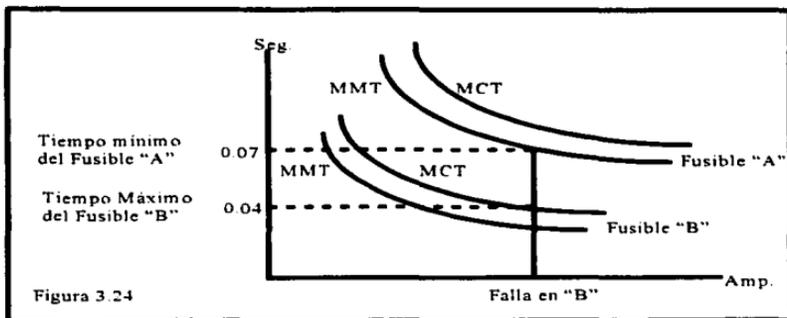


Figura 3.24

Tabla 3.1

CARACTERISTICAS DE LOS BANCOS DE 85/23 KV Y 230/23 KV					
TIPO DE BANCO	TENSION (KV)	CAPACIDAD DEL BANCO (MVA)	Z	BASE DE Z (MVA)	OBSERVACIONES
Bancos formados por transformadores monofásicos de dos devanados	85/23	30	0.084	30	
Transformador trifásico de dos devanados	85/23	30	0.12	30	Arreglo en anillo de 23 KV
Transformador trifásico de tres devanados	230/23	60	$Z_{pu}=0.15$ $Z_{PT}=0.158$ $Z_{PT}=0.0544$	60	-Arreglo de doble anillo de 23 KV. -El terciario no lleva carga y no tiene salida fuera del tanque
Transformador trifásico de tres devanados	230/23-23	60	$Z_{pu}=0.24$ $Z_{PT}=0.24$ $Z_{PT}=0.94*$ $Z_{PT}=0.94*$ $Z_{PT}=0.94*$	60	-Arreglo de doble anillo de 23 KV. -El secundario y terciario son de la misma capacidad (30 MVA) y ambos alimentan cargas similares.

\* Representan valores de impedancia de secuencia cero de cada devanado individualmente.

Tabla 3.2

## CAPACIDADES DE C.C. EN 23 KV PARA BANCOS DE 85/23 KV Y 230/23 KV.

TIPO DE BANCO	TENSIONES (KV)	CAPACIDAD DEL BANCO (MVA)	CONEXIONES	NUMERO DE SECCIONES DEL REACTOR	VALORES DE C.C. EN 23 KV (MVA) TRIFASICOS	VALORES DE C.C. EN 23 KV (MVA) MONOFASICOS
Bancos formados por transformadores monofásicos de dos devanados	85/23	30		3	357	197
Transformadores trifásicos de dos devanados	85/23	30		1	250	210
Transformadores trifásicos de tres devanados	230/23	60		1	400	367
Transformadores de tres devanados	230/23-23	60		1	250	213

**CAPITULO IV**  
**PROBLEMA DE APLICACION**

En este capítulo se pretende facilitar la comprensión de los conceptos anteriormente expuestos, presentándose un ejemplo en que se reúnan los dispositivos de protección y su coordinación.

La metodización que se llevará a cabo en el ejemplo consiste en tres pasos básicamente:

- a) Cálculo de corto-circuito en puntos claves.
- b) Selección de RTC y respectivos ajustes de los esquemas de protección.
- c) Determinación adecuada de la coordinación entre los dispositivos de protección mediante el ejemplo de gráficas.

#### 4.1 Consideraciones previas.

Es sabido que el sistema de distribución está constituido por la subestación y los alimentadores; por tal motivo, en este ejemplo se darán las impedancias del sistema al bus de donde parte la línea de subestación (L1). Haciéndose necesario el conocimiento de las características y ajustes de los dispositivos de protección de la misma.

Los datos requeridos para iniciar el estudio son los siguientes: (ver figura 4.1)

Impedancias del sistema de bus de donde parte de L1 para la secuencia positiva y cero:

$$Z_1 = 0.1149 + j0.2346 = 0.2612 \angle 63.9^\circ$$

$$Z_0 = 0.2229 + j0.5779 = 0.6194 \angle 68.91^\circ$$

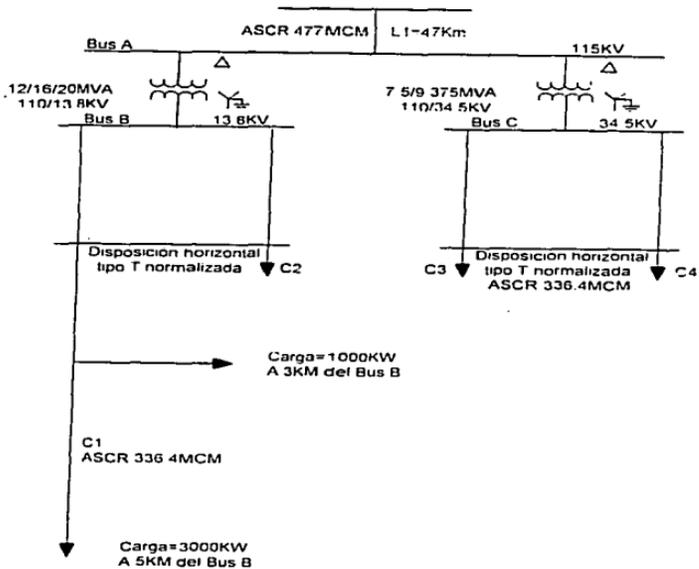


Fig 4 1  
Diagrama unifilar

Características de la línea de subtransmisión L1 :

Longitud: 47 kms.

Conductor: ACSR 477-26/7 MCM

Guarda: AGAR 5/16"φ

Disposición: Horizontal en estructura normalizada tipo H.

Voltaje de operación: 115 KV.

De acuerdo a la disposición las impedancias del conductor obtenidas de tablas son las siguientes al voltaje de operación:

$$Z_1 = Z_2 = 0.001015 + j 0.003634 \text{ p.u./km}$$

$$Z_0 = 0.003534 + j 0.011545 \text{ p.u./km}$$

Considerando la longitud para las impedancias en p.u.:

$$\begin{aligned} Z_1 = Z_2 &= (0.001015)(47) + j(0.003634)(47) \\ &= 0.04770 + j0.17079 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_0 &= (0.003534)(47) + j(0.011545)(47) \\ &= 0.16609 + j0.54261 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$Z_1 = Z_2 = 0.17732 \angle 74.39^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.56746 \angle 72.98^\circ \text{ p.u. en base a 100 MVA.}$$

Esquema de protección para L1:

Relevador: 50/51

De norma para este esquema se toma el tipo IAC51B de General Electric, cuyos valores de catálogo se tienen:

Ajustes: Tap 5; Pal. 2; Instantáneo = 20 A.

Relevador 50/51N se considerarán el mismo tipo IAC51B y de su catálogo se obtienen:

Ajustes: Tap 1.5; Pal. 2; Instantáneo = 15 A.

La relación de transformación dada para L1 es:  $RTC = 300/5$ .

Para la subestación los datos son:

Transformador (T1):

Datos de placa:

12/16/20MVA.; 110Δ/13.8-7.96Y.

$\%Z = 8.03/10.64/13.3$ .

Para obtener la impedancia por unidad usamos:

$Z_T (\text{p.u.}) = \%Z_T / \text{MVA}_{\text{nom}} = 8.03/12$

=  $0.66916 \angle 90^\circ$  p.u. en base a 100 MVA.

**Esquema de protección:**

87T -, tipo BDD; 51T/51NT, tipo IAC51A.

**Transformador (T2):**

**Datos de placa:**

7.5/9.375MVA.; 110A/34.5-19.92Y.

%Z = 7.85/9.84

Calculando  $Z_T$  p.u. de la misma manera que la anterior se tiene;

$Z_T = 1.04666 \angle 90^\circ$  p.u. en base a 100 MVA.

**Esquema de protección:**

51T/51NT, tipo IAC51A.

Fusibles de potencia SMD-2B.

En el alimentador de 13.8 KV. se tienen los siguientes características:

Conductor: 336.4-26/7 MCM.

Disposición: horizontal en estructura tipo T normalizada.

Las impedancia de secuencia a 100 MVAB en una longitud de 3 Km.

Las impedancias del conductor de acuerdo a su disposición:

$$Z_1 = Z_2 = 0.099845 + j0.198919 \text{ p.u./Km.}$$

$$Z_0 = 0.193164 + j0.985961 \text{ p.u./Km.}$$

En donde por unidad, considerando su longitud se tiene:

$$Z_1 = Z_2 = 0.29953 + j0.596757 \text{ p.u.}$$

$$\approx 0.66771 \angle 63.34^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.57949 + j2.95788 \text{ p.u.} = 3.01381 \angle 78.94^\circ \text{ p.u.}$$

Para el mismo alimentador pero con una longitud de 5Km. se tiene:

$$Z_1 = Z_2 = (0.099845)5 + (j0.198919)5 \text{ p.u.}$$

$$= 0.49922 + j0.99459 \text{ p.u.}$$

$$= 1.11284 \angle 63.34^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = (0.193164)5 + (j0.985961)5 \text{ p.u.}$$

$$= 0.96582 + j4.929805 \text{ p.u.}$$

$$= 5.02352 \angle 78.91^\circ \text{ p.u.}$$

## 4.2 Selección y aplicación práctica de los dispositivos de protección.

### 4.2.1 Cálculo de corto-circuito.

Es conveniente recordar que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales y que las impedancias del transformador en secuencia cero y positiva es la misma defiriendo solo en la conexión del sistema.

La conexión de los diagramas de secuencia depende del tipo de falla:

**Falla trifásica:** Aquí se considera el diagrama de secuencia positiva únicamente.

**Falla monofásica:** En este caso se considerarán los tres diagramas de secuencia conectados en serie.

Así, en base a los datos obtenidos se procede a calcular el corto-circuito en los puntos claves del sistema.

Las figuras 4.2a, 4.2b y 4.2c muestran los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente, con sus valores propios de impedancia.

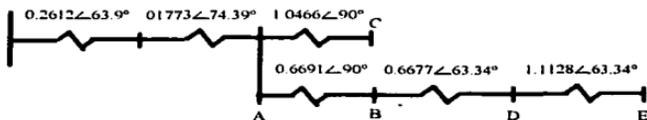


Fig. 4.2a Diagrama de Secuencia Positiva (+)

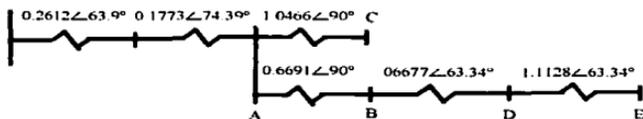


Fig. 4.2b Diagrama de Secuencia Negativa (-)

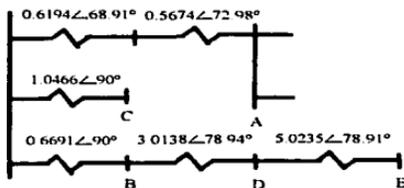


Fig. 4.2b Diagrama de Secuencia cero (0)

Los valores de falla se obtienen sumando los valores de impedancia, partiendo del punto de referencia hasta cada punto clave.

Impedancias de Thevenin:

a) Impedancia al bus A.

$$\begin{aligned}
 Z_A &= 2Z_1 + Z_0 = (0.2612 \angle 63.9^\circ + 0.17732 \angle 74.39^\circ)2 \\
 &\quad + (0.6194 \angle 68.91^\circ + 0.56746 \angle 72.98^\circ) \\
 &= (0.11491 + j0.23456 + 0.04771 + j0.17077)2 \\
 &\quad + (0.22288 + j0.57791 + 0.16609 + j0.54260) \\
 &= (0.16262 + j0.40533)2 + 0.38897 + j1.12051 \\
 &= 0.32524 + j0.81059 + 0.38897 + j1.12051 \\
 &= 0.71418 - j1.9311 \\
 &= 2.05893 \angle 69.7^\circ \text{ p.u.}
 \end{aligned}$$

b) Impedancias al bus B.

$$\begin{aligned}
 Z_B &= 2Z_1 + Z_0 = (0.16267 + j0.40527 + j0.66916)2 + j0.66796 \\
 &= (0.16267 + j1.07443)2 + j0.66916 \\
 &= 0.32534 + j2.14886 + j0.66916
 \end{aligned}$$

$$= 0.32534 + j2.8180$$

$$= 2.83674 \angle 83.41^\circ \text{ p.u.}$$

c) Impedancias al bus C.

$$Z_c = 2Z_1 + Z_0 = (0.16267 + j0.40527 + j1.04666)2 + j1.04666$$

$$= (0.16267 + j1.45193)2 + j1.04666$$

$$= 0.32534 + j2.90386 + j1.04666$$

$$= 0.32534 + j3.9505$$

$$= 3.9638 \angle 85.29^\circ \text{ p.u.}$$

d) Impedancias al bus D.

En este punto aparte de sumar las impedancias al bus B, en falla a tierra se debe incluir a la impedancia de secuencia cero, el valor de la resistencia de falla  $R_f$  tres veces, el cuál es estimado en 40 Ohms o sea  $21 \angle 0^\circ$  p.u..

$$Z_d = 2Z_1 + Z_0 + 3R_f$$

$$= (0.16267 + j1.07443 + 0.29953 + j0.596757)2$$

$$+ j0.66916 + 0.57949 + j2.95788 + 21$$

$$= (0.4622 + j1.671187)^2 + 21.57949 + j3.62704$$

$$= 0.9244 + j3.34236 + 21.57949 + j3.62704$$

$$= 22.50389 + j6.9694$$

$$= 23.5583 \angle 17.2^\circ \text{p.u.}$$

e) Impedancias en el punto E.

$$Z_e = 2Z_1 + Z_0 + 3R_f$$

$$= (0.4622 + j1.671187 + 0.49922 + j0.99459)^2$$

$$+ j0.66916 + 0.96582 + j4.929805 + 21$$

$$= (0.96142 + j2.66577)^2 + 21.96582 + j5.59896$$

$$= 1.92284 + j5.33154 + 21.96582 + j5.59896$$

$$= 23.88866 + j10.9305$$

$$= 26.2705 \angle 24.58^\circ \text{p.u.}$$

Obtención de los valores de corto-circuito.

- Falla trifásica.

$$I_{cc3\phi} = 1/Z_1 \text{ p.u.}$$

$$MV_{Acc3\phi} = 100I_{cc3\phi} = 100/Z_i$$

- Falla monofásica.

$$I_{cc1\phi} = 3/(2Z_i + Z_0) \text{ p.u.}$$

$$MV_{Acc1\phi} = 100I_{cc1\phi} = 300/(2Z_i + Z_0)$$

i) En el bus A.

$$IB = 100(1000)/(115)(\sqrt{3}) = 502.043 \text{ Amp.}$$

Y sus valores de falla:

$$I_{cc3\phi} = 1/0.4367 \angle 68.13^\circ$$

$$= 2.2899 \angle -68.13^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 1149.6283 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc3\phi} = 100(2.2899) = 228.99 \angle 68.13^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc1\phi} = 3/2.05893 \angle 69.7^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 731.51 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc1\phi} = 100(1.45707) = 145.707 \angle 69.7^\circ \text{ MVA.}$$

ii) Valores de falla para el bus B.

$$IB = 100(1000)/(13.8)(\sqrt{3}) = 4183.697 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc3\phi} = 1/1.08667 \angle -81.39^\circ \text{ p.u.} = 3850 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc3\phi} = 92.02 \angle -81.39^\circ \text{ MVA.}$$

$$I_{cc1\phi} = 3/2.83674 \angle 83.41^\circ = 1.05755 \angle -83.41^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 4424.477 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc1\phi} = 105.755 \angle 83.41^\circ \text{ MVA.}$$

iii) Para el bus C sus valores son:

$$IB = 100(1000)/(34.5)(\sqrt{3}) = 1673.479 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc3\phi} = 1/1.4610 \angle 83.6^\circ = 0.6844 \angle -83.6^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 1145.423 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc3\phi} = 68.44 \angle 83.6^\circ \text{ MVA}$$

$$I_{cc1\phi} = 3/3.9638 \angle 85.29^\circ = 0.7568 \angle -85.29^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 1266.572 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc\phi} = 75.68 \angle 85.29^\circ \text{ MVA.}$$

iv) Usando IB del bus B, tenemos para el punto D:

$$I_{cc3\phi} = 1/1.7339 \angle 74.54^\circ = 0.5767 \angle -74.54^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 2412.848 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc3\phi} = 57.67 \angle 74.54^\circ \text{ MVA.}$$

$$I_{cc1\phi} = 3/23.5583 \angle 17.2^\circ = 0.1273 \angle -17.2^\circ \text{ p.u..}$$

$$= 532.767 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc1\phi} = 12.73 \angle 17.2^\circ \text{ MVA.}$$

v) De igual forma para el punto E, usando I del bus B se tiene:

$$I_{cc3\phi} = 1/2.8338 \angle 70.17^\circ = 0.3528 \angle -70.17^\circ \text{ p.u..}$$

$$= 1476.334 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc3\phi} = 35.28 \angle 70.17^\circ \text{ MVA.}$$

$$I_{cc1\phi} = 3/26.2705 \angle 24.58^\circ = 0.1142 \angle 24.58^\circ \text{ p.u..}$$

$$= 477.763 \text{ Amp.}$$

$$MV_{Acc1\phi} = 11.42 \angle 24.58^\circ \text{ MVA.}$$

Falla	Bus A	Bus B	Bus C	Punto D	Punto E
MVA <sub>3φ</sub>	228.99	92.02	68.44	57.67	35.28
Amp. <sub>3φ</sub>	1149.68	3850.00	1145.42	2412.84	1476.33
MVA <sub>1φ</sub>	145.70	105.75	75.68	12.73	11.42
Amp. <sub>1φ</sub>	731.51	4424.47	1266.57	532.76	477.76

#### 4.2.2 Selección de RTC y ajuste en los esquemas de protección.

- Se ajustará la protección de sobrecorriente del interruptor del transformador T1 del lado de alta tensión.

Protección 50/51-L1.

RTC = 300/5

Tap = 4 Amp.

PaI = 2.0

Instantáneo = 20 Amp./seg.

= 1200 Amp. primarios.

Con el valor máximo de falla en el bus A

Icc = 1149.63 Amp. tenemos:

$I = (20)300/5 = 1200$

$I = 20$

$MT = 20/5 = 4.0$

Los siguientes valores son una tabulación TI en los que operán estos relevadores

Valores Trifásicos

I	I <sub>s</sub>	MT	T
450	7.5	1.5	2.20
600	10.0	2.0	1.5
750	12.5	2.5	1.20
900	15.0	3.0	1.00
<b>1150</b>	<b>19.2</b>	<b>3.8</b>	<b>0.85</b>
1200	20.0	4.0	0.82
1500	25.0	5.0	0.72

Protección 50N/51N-L1.

RTC = 300/5

Tap = 1.5 Amp.

Pal = 2.0

Instantáneo = 14 Amp.

Sec = 840 Amp. primarios.

Tabla tiempo corriente TI:

## Valores Monofásicos

I	I <sub>s</sub>	MT	T
135	2.25	1.50	2.20
180	3.00	2.00	1.50
450	7.50	5.00	0.72
630	10.50	7.00	0.62
<b>732</b>	<b>12.20</b>	<b>8.13</b>	<b>0.58</b>
900	15.00	10.00	0.53
1080	18.00	12.00	0.50

- Ajustes de los relevadores 51TI y 51NTI:

## Relevadores 51TI.

a) Pick - up del relevador.- Ajustado a un valor aproximado de 200% la corriente nominal del transformador:

$$I_n = 12000 / (110)\sqrt{3} = 62.983 \text{ Amp.}$$

$$200\% I_n = (200) (62.983) = 125.97 \text{ Amp.} = I_{\text{pick-up}}$$

b) Selección de RTC.- Empleando una conexión estrella en los secundarios de los transformadores de corriente, que trae como consecuencia que la corriente secundaria que recibe cada relevador de fase sea un reflejo justo de la corriente primaria que circula por el primario del TC. condiciones que deben ser cumplidas para la adecuada selección:

1.- La corriente secundaria no debe exceder de 5 Amperes a una corriente máxima de carga.

2.- La corriente secundaria no debe ser mayor a 100 Amperes a una corriente máxima de falla.

$$I_n \text{ máx} = 20000 / (110 \times \sqrt{3}) = 104.97 \text{ Amp.}$$

$$I \text{ máx falla} / \text{RTC} = 1149.63 / \text{RTC} < 100$$

$$\text{RTC} = 1149.63/100 = 11.49/1 = 57.46/5$$

$$\text{con RTC} = 100/5 = 20/1$$

$$104.97/20 = 5.24 \text{ Amp. sec.}$$

$$1149.63/20 = 57.46 \text{ Amp. sec.} \quad \text{RTC} = 100/5$$

c) Selección de Tap.- Usando la corriente de pick-up y el valor de RTC obtenemos:

$$\text{Tap} = I \text{ pick-up}/\text{RTC} = 125.97/20 = 6.29$$

Si el relevador tiene los siguientes Taps de ajuste: 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 Amperes.

Tomando el más aproximado Tap = 6 Amp.

Con lo que es posible definir el valor exacto de pick-up.

$$I \text{ pick-up} = (\text{Tap})(\text{RTC}) = (6)(20) = 120 \text{ Amp.}$$

correspondiendo a:  $120 / (62.98 \times 100) = 190.5\%$  de la  $I_n$  de TI.

d) Determinación de la palanca.- Para respaldar la operación de los dispositivos de protección para falla en el bus de baja tensión, éstas deben ser libradas en un tiempo mínimo de 0.6 segundos, para así coordinar los dispositivos anteriormente mencionados.

Corriente de falla trifásica en el bus B, haciendo referencia a 115KV:

$$I_{cc3\phi} = 3850 (13.8/110) = 483 \text{ Amp.}$$

$$M.T. = (483/6)(20) = 4.025$$

De la curva característica del fabricante

$$\text{Para } PaI = 1.5 \quad t = 0.6 \text{ seg.}$$

Una vez conocidos estos ajustes, se procede a verificar si es posible la coordinación con el esquema L y con la falla trifásica del bus A.

$$I_{cc3\phi} = 1149.63 \quad M.T. = 1149.63/120 = 9.58$$

Con pal. = 1.5  $t = 0.42$  segundos  $t_{\text{coord.}} = 0.85 - 0.42 = 0.43$  seg., este valor es aceptable para la coordinación, ya que el rango está entre 0.3 y 0.4.

e) Ajustes 51TI Tipo IAC51A

$$RTC = 100/5; \quad Tap = 6; \quad PaI = 1.5$$

I	Is	MT	T
180	9.0	1.50	1.50
240	12.0	2.00	1.05
320	16.0	2.66	0.80
<b>483</b>	<b>24.1</b>	<b>4.02</b>	<b>0.58</b>
720	36.0	6.00	0.50
900	45.0	7.50	0.46
1150	57.5	9.60	0.42

Donde:

$I_{cc1\phi}$  del transformador l de acuerdo a su conexión y relación de transformación, del bus B vista desde A es:

$$I_{cc1\phi} = (4424.47/\sqrt{3})(13.8/110) = 320.47 \text{ Amp}$$

$$\text{para } I_{cc3\phi} = 3850 (13.8/110) = 483 \text{ Amp.}$$

Según los ajustes de L1, el tiempo calculado para el interruptor es:

$$MT = 320.47/300 = 1.068$$

Para el esquema L1, el tiempo de operación de su corriente es:

$$MT = 483/300 = 1.61; \text{ de curvas tenemos } t = 1.48 \text{ segs.}$$

- Relevador 51NTI.

a) Pick-up de este relevador se considerara al 40% de la corriente nominal del transformador:

$$I_n = 12000 / (13.8)(\sqrt{3}) = 502.04 \text{ Amp.}$$

$$0.4 I_n = 200.8 \text{ Amp.} = I \text{ pick-up}$$

b) Selección del RTC (TC X 0).

La corriente máxima de falla secundaria se sugiere no exceda de 100 Amp. sec.

$$I \text{ max falla} = 4424.47 \text{ Amp.}$$

$$I \text{ max falla}/RTC < 100 \text{ Amp. sec.}$$

$$RTC = 4424.47/100 = 44.24/1 = 221.9/5$$

$$\text{con RTC } 1000/5 = 200/1$$

Teniendo cuidado que la corriente secundaria no exceda el valor anterior podemos seleccionar ajustes bajos que respalden a los circuitos sin problemas de saturación y capacidad térmica del relevador, porque permanece dentro de su curva característica de fabricación.

c) Selección del Tap adecuado.- Usando I pick-up y RTC ya calculados tendremos:

$$\text{Tap} = 221.8/200 = 1.00$$

Se dispone de los siguientes Taps: 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5 y 2.0.

Seleccionaremos el Tap = 1.0

d) Determinación de la palanca.- Este relevador debe respaldar las fallas a la salida de los alimentadores, por lo que debe abrir el circuito en un máximo de 36 ciclos.

$$MT = 4424.47/200 = 22.12$$

Con estos datos obtenemos de su característica t-i Pal.= 3, t= 0.56 segundos, siendo este aceptable en la coordinación.

e) Ajustes del relevador 51NTI Tipo IAC51B RTC = 1000 / 5; Tap = 1; Pal. = 3

Debe fijarse un voltaje de referencia que permita leer la gráfica de cada una de las curvas t-i, para poder visualizar la coordinación de todo el equipo de protección. Se empleará 13.8 KV. como voltaje de referencia.

Tabulación tiempo - corriente

I	I <sub>c</sub> =MT	T
300	1.5	3.40
400	2.0	2.20
1000	5.0	1.05
2000	10.0	0.73
3000	15.0	0.62
4000	20.0	0.58
4424	22.1	0.56

f) Por último, conviene incluir en la gráfica la curva de daño del transformador, que nos permita verificar la coordinación con los dispositivos de protección, la curva de daño debe quedar a la derecha de éstos.

Tabulación tiempo - corriente.

$I_n = 502.04 \text{ Amp.}$

NIn	I	T
25	12551	2.0
20	10041	3.0
15	7531	5.2
10	5020	12.0
8	4016	19.0
6	3012	36.0
4	2008	100.0
3	1506	340.0
2	1004	10000.0

- Ajuste de la protección del alimentador CI. Relevador 50:51 - CI.

a) Pick-up de los relevadores. - 200% de la carga máxima, considerando un f.p. = 0.95

Carga máxima =  $4000 / 0.95 = 4210.52 \text{ KVA}$

$I \text{ pick-up} = 2(4210.52)(13.8)(\sqrt{3}) = 352.31 \text{ Amp.}$

b) Selección del RTC.

$$RTC = 4424.47/100 = 44.24/1 = 221.2 / 5$$

$$\text{Se toma } RTC = 300/5 = 60/1$$

c) Selección del Tap.

$$\text{Tap} = 352.31 / 60 = 5.87 \quad \text{se toma Tap} = 6$$

d) Selección de palanca.- Debido a que se dispone de unidad instantánea es conveniente tomar un tiempo de operación de 0.3 para falla en el bus, de esta forma nos podemos coordinar con los relevadores de fase del interruptor de banco del lado de alta tensión que operan en 0.6 segundos.

Para falla trifásica máxima:

$$MT = 3850/(60) (6) = 10.69$$

De catálogo se observa en curva característica con los datos anteriores, una palanca de valor igual a 1.0, con tiempo de operación 0.3 segundos.

e) Ajuste de la unidad instantánea.- Se calibra para censar el 80% del circuito C1, hasta el primer elemento coordinable en la rama.

Se calcula el valor de falla a 4 Kms:

$$\begin{aligned} Z_1 &= (0.16267 + j1.07443) + (0.3995 + j0.7956) \\ &= 0.56257 + j1.87 = 1.9528 \angle 73.25^\circ \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$I_{cc3\phi} = 0.512 \angle -73.25^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 2142.39 \text{ Amp.}$$

$$\text{Instantáneo} = 2142.39 / 60 = 35.7 \text{ Amp.sec.}$$

f) Ajustes de los relevadores 50/51, tipo IAC51;

RTC=300/5; Tap=6; Pal.=1; Inst.=36 Amp.sec.

Tabla T-1

I	I <sub>s</sub>	MT	T
540	9.0	1.50	1.10
720	12.0	2.00	0.74
1080	18.0	3.00	0.53
1800	30.0	5.00	0.39
2100	35.0	5.83	0.37
2880	48.0	8.00	0.32
3850	64.1	10.69	0.28

El relevador de recierre debe eliminar el disparo por unidad instantánea después del primer disparo ya que el alcance de la unidad instantánea cubre el elemento fusible de la rama cuya carga es 1000 KW.

Nota: Por la carga anteriormente especificada se elige como dispositivo de protección un fusible.

Tabla T-I del fusible ya elegido, que de acuerdo a las condiciones del sistema, corresponde a un 40 K.

I(13.8Kv)	MMT	MCT
80	300.000	-----
100	35.000	300.000
200	1.100	2.300
400	0.210	0.340
600	0.090	0.150
1000	0.032	0.060
1500	0.014	0.034
2000	-----	0.023
2380	-----	0.019

- Relevador 50N/51N - C1.

a) Pick-up de este relevador.- Pudiendose considerar el 40% de la carga máxima del circuito:

$$I \text{ pick-up} = 0.4(4210.52)(13.8)(\sqrt{3}) = 70.46 \text{ Amp.}$$

b) Tap.- Con RTC = 60/1

$$\text{Tap} = 70.46/60 = 1.1743 \text{ Amp.}$$

Considerando el más cercano tenemos Tap = 1.2

c) Selección de la palanca.- Si tomamos 0.2 segundos como tiempo de operación, para la corriente de falla en bus B, se tiene:  $MT = 4424.47/1.2 (60) = 61.45$

Dado que este valor queda fuera de la característica de este relevador, tendremos que modificar el Tap a 1.5.

$$MT = 4424.47 / 1.5 (60) = 49.16$$

Para Pal.= 1 de catálogo  $t = 0.2$  segundos.

d) Ajuste de la unidad instantánea.- Se ajustará a un 80% del tramo entre el relevador y un restaurador. Así primero se encuentra el valor de falla a 4 kms.:

$$Z_1 = 1.9528 \angle 73.25^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = 0.66916 \angle 90^\circ = 4.0188 \angle 78.91^\circ = 4.6771 \angle 80.49^\circ \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} 2Z_1 + Z_0 + 3R_f &= 2 (1.9528 \angle 73.25^\circ) + 4.6771 \angle 80.49^\circ + \\ &= 22.89 + j 8.352 = 24.366 \angle -20.040^\circ \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$I_{cc1\phi} = 0.12312 \angle -20.04^\circ \text{ p.u.}$$

$$= 515.10 \text{ Amp.}$$

Instantáneo = 8.58 Amp. sec.

Se selecciona en 10 Amp. sec.

e) Ajuste del relevador 50N/51N C1, tipo IAC51; RTC = 300/5; Tap = 1.5; Pal. = 1;

Instantáneo = 10 Amp. sec.; cuya tabulación es:

<b>I</b>	<b>I<sub>s</sub></b>	<b>MT</b>	<b>T</b>
135.00	2.25	1.50	1.15
225.00	3.75	2.50	0.60
360.00	6.00	4.00	0.44
450.00	7.50	5.00	0.39
630.00	10.50	7.00	0.34
900.00	15.00	10.00	0.30
1800.00	30.00	20.00	0.24
2700.00	45.00	30.00	0.22
4424.47	73.74	49.16	0.20

- Ajuste del restaurador localizado en el punto E.- Se efectuará la suma de los tiempos de operación del restaurador para cerciorarse de que este sea menor que el tiempo de operación del relevador, además de revisar que el tiempo de coordinación se encuentre entre 0.3 y 0.4 segundos.

Realizando una tabla de los tiempos del restaurador tipo "R", se obtiene:

Para falla de fase:

Bobina serie 100-200 Amp. secuencia de operación 3A-1B; tres operaciones rápidas (curvaA) y una lenta (curva B) TCC-421.

<b>I</b>	<b>TA</b>	<b>TB</b>	<b>3TA+TB</b>
200	0.123	9.000	9.384
300	0.090	2.700	2.790
400	0.900	1.500	1.710
540	0.056	0.900	1.068
720	0.048	0.600	0.744
1080	0.042	0.331	0.457
1800	0.040	0.180	0.300
2100	0.040	0.147	0.267

Si comparando esta tabla con la de los relevadores 50/51-C, se puede observar que la coordinación no es adecuada para cuando las corrientes de falla son bajas.

Para fallas a tierra:

RTC = 100/5; dispositivo de disparo en conexión serie; corriente mínima de disparo 63.5 Amperes primarios.

Secuencia de operación 3(1-2) - 1(2) tres operaciones rápidas (curva 1-2) y una lenta (curva 2) TCC - 437.

I	T(1-2)	T(2)	3(1-2)+1(2)
63.5	0.450	31.70	33.050
90.0	0.200	7.50	8.100
200.0	0.090	2.10	2.370
300.0	0.080	1.62	1.860
450.0	0.077	1.35	1.581
540.0	0.076	1.27	1.498
1080.0	0.075	1.20	1.425
2100.0	0.075	1.20	1.425

Comparando esta tabulación con respecto a los relevadores 50N/51N-C, vemos que no existe coordinación. Se eliminarán las operaciones de tiempo, dejando 4 operaciones instantáneas, tanto en los dispositivos de fase como en los de tierra con objeto de lograr una adecuada coordinación de los restauradores contra el esquema del alimentador.

- Selección de los fusibles de potencia para el transformador T2.SMA-2B.

Para llevar a cabo esta selección, es necesario tener en cuenta las consideraciones siguientes:

a) Deberá quedar abajo de la curva de daño del transformador. Para el transformador T2 a

7.5 MVA y 110 Kv, tenemos:

$$I_n = 7500 / (110)(\sqrt{3}) = 39.36 \text{ Amp.}$$

Tabulación de T-I de la curva de daño del transformador.

<b>I<sub>n</sub></b>	<b>I(34.5 Kv.)</b>	<b>T</b>
25	3137.8	2.0
20	2510.2	3.0
15	1882.7	6.0
10	1255.1	14.0
8	1004.1	23.0
6	753.1	42.0
4	502.1	100.0
3	376.5	365.0
2	251.0	10000.0

b) Debe soportar la corriente de magnetización y carga fría, para la cual debe quedar a la derecha de los siguientes puntos.

<b>POR NORMA</b>		
<b>I<sub>n</sub></b>	<b>I</b>	<b>T</b>
25	984.12	0.01
12	472.38	0.10
6	236.19	1.00
3	118.09	10.00

c) De las curvas características de fusibles 153-1 y 153 1-9, se observa que, a máxima corriente de carga, se debe elegir un fusible 40E o superior.

Verificando los datos tabulados para MMT y MCT, se tiene que:

<b>I<sub>n</sub></b>	<b>MMT 40E</b>	<b>MMT 50E</b>	<b>MMT 65E</b>
25	0.038	0.054	0.107
12	0.180	0.240	0.460
6	0.690	1.060	2.100
3	3.000	10.000	-----

In	MCT 40E	MCT 50E	MCT 65E
25	0.124	0.145	0.210
15	0.210	0.270	0.210
10	0.370	0.500	0.860
5	0.880	1.300	2.700
3	4.200	16.000	-----

Observando los resultados anteriores, se aprecia que el más adecuado es el de 50 E, ya que el 40 E queda abajo de 3 In y el 65 E encima.

El MTT del fusible para falla máxima en baja tensión será para el fusible 40 E:

Para  $I = (145.42)(34.5)/110 = 359.24$  Amp. tenemos  $t = 0.41$  segs.

Este tiempo es muy pequeño para poder coordinar contra los dispositivos de protección de baja tensión, siendo entonces el tiempo mínimo la suma del tiempo del relevador de circuito más el tiempo de coordinación entre el relevador de respaldo de baja tensión y el de circuito más el tiempo de coordinación entre este último y el MMT del fusible. Si se supusiera que el relevador de circuito operara en 0.1 seg. el MMT del fusible será:

$$\text{MMT} = 0.1 + 0.3 + 0.3 = 0.7 \text{ seg.}$$

El fusible 65 E, tiene un MMT = 0.78 seg. adecuado para la coordinación, aunque la I mínima de operación del transformador queda encima de la curva de daño del fusible.

Así pues se selecciona el fusible 65 E puesto que el 50E no es posible coordinarlo aún

cambiando los relevadores.

Tabla T-I del 65 E

I(110 Kv)	MMT	MCT
130	300.000	-----
150	1.500	50.00
200	1.400	5.00
300	0.400	1.60
500	0.400	0.58
700	0.210	0.34
1000	0.100	0.20
2000	0.025	0.10

- Ajustes del esquema de protección del interruptor de banco T2 de baja tensión. Si se siguen los mismos pasos que para el banco T1, se tiene:

51T2

a)  $I_{pick-up} = 2 I_n$

$$I_n = 7500/(\sqrt{3}) = 125.51 \text{ Amp.}$$

$$I_{pick-up} = 2 I_n = 251.02 \text{ Amp.}$$

b) Selección del RTC

$$I_{max. Falla} = 1145.42 \text{ Amp.}$$

$$RTC = 1145.42/100 = 11.45/1 = 57.26/5$$

$$RTC = 251.02 \text{ Amp.}$$

$$RTC = 300/5 = 60/1 \text{ Amp.}$$

Selección del tap.

$$\begin{aligned} \text{Tap} &= I_{pick-up}/RTC \\ &= 251.02/60 = 4.18 \text{ Amp.} \\ &= 4.0 \text{ Amp.} \end{aligned}$$

d) Selección de la palanca.

Para falla en el bus C, el tiempo de operación se seleccionará para  $t = 0.78 - 0.3 = 0.48$  seg.

$$MT = 1145.42/(60)^4 = 4.77$$

Para pal = 1.25,  $t = 0.47$  seg.

e) Ajustes del 51T2

Tipo IAC51A

RTC = 300/5

Tap = 4

Pal = 1.25

Tabulación T-I

I	I	MT	T
360	6	1.5	1.34
480	8	2.0	0.90
600	10	2.5	0.72
840	14	3.5	0.58
1440	24	6.0	0.42
1920	32	8.0	0.37

51NT2

a)  $I_{pick-up} = 0.4I_n = 0.4(125.51) = 50.204 \text{ Amp.}$

b) Selección del RTC

$$RTC \geq 1266.57/100$$

$$= 12.66/1$$

$$= 63.3/5$$

$$\text{Seleccionando } RTC = 300/5 = 60/1$$

c) Selección del tap

$$\text{Tap} = I_{pick-up}/RTC$$

$$= 50.204/60$$

$$= 0.8366 \quad \text{por lo tanto } \text{Tap} = 1.0$$

d) Selección de la palanca.

Para falla monofásica en el bus C

$t = 0.5$  seg.

$$MT = 1266.57/60(1.0) \\ = 21.10$$

para pal = 2.5,  $t = 0.48$  seg.

e) Ajustes del 51NT2

Tipo 1AC51A

RTC = 300/5

Tap = 1

Pal = 2.5

Tabla T-I

I	Is=MT	T
90	1.5	2.70
150	2.5	1.40
240	4.0	1.00
305	5.0	0.85
480	8.0	0.70
900	15.0	0.55
1200	20.0	0.48
1500	25.0	0.44

Ajustes de los esquemas de protección de los alimentadores C3 y C4. Se considerarán ajustes semejantes para ambos alimentadores.

50/51 para C3 y C4.

a)  $I_{pick-up} = 2I_{max. \text{ de carga con F.P.}} = 0.95$

$$I_{max. \text{ de carga}} = 3000/(\sqrt{3})(34.5)(0.95) \\ = 52.84 \text{ Amp.}$$

$$I_{pick-up} = 105.69 \text{ Amp.}$$

b) Sección del RTC.

$$I_{max. \text{ de falla}} = 1145.42 \text{ Amp.}$$

$$RTC \geq 1145.42/100$$

$$= 11.45/1 = 57.25/5$$

$$RTC = 100/5 = 20/1$$

c) Selección del tap.

$$\text{Tap} = 105.69/20$$

$$= 5.28 \text{ Amp.}$$

$$= 6 \text{ Amp.}$$

d) Selección de la palanca.

$$t = 0.47-0.30$$

$$= 0.17 \text{ segundos para falla máxima.}$$

$$MT = 1145.42/6(20)$$

$$= 9.54$$

$$Pal = 0.5$$

$$\text{con } t = 0.18$$

$$\text{el tiempo de coordinación será } = 0.47-0.18 = 0.29 \text{ seg.}$$

e) Ajuste de la unidad instantánea. Al no haber datos de los elementos, se ajustará la unidad

instantánea al 75% de la falla trifásica en el bus C.

$$\text{Instantáneo} = (0.75)145.42/20$$

$$= 42.95 \text{ Amp.}$$

Se toma instantáneo = 43 Amp.

f) Ajustes 50/51 de C3 y C4.

Tipo IAC51A

RTC = 100/5

Tap = 6

Pal = 0.5

Tabla T-1

I	MT	T
180	1.5	0.61
240	2.0	0.44
420	3.5	0.28
540	4.5	0.25
960	8.0	0.20
1800	15.0	0.18

50/51 para C3 y C4

a) Ipick-up = 0.4Imax. carga.

$$= 0.4(52.84)$$

$$= 21.13 \text{ Amp.}$$

b) Selección del Tap para RTC = 100/5.

$$\text{Tap} = 21.13/20$$

$$= 1.06$$

Se ajusta a Tap = 1.

c) Selección de la palanca.

$$\text{Para MT} = 1266.57/20(1)$$

$$= 63.33$$

Como este MT se obtiene de las características del relevador, es necesario elevar el Tap de tal forma que el MT sea menor a 50

$$\text{Tap} = 63.33/50$$

$$= 1.2666$$

Seleccionamos Tap = 1.5

$$\text{MT} = 63.33/1.5$$

$$= 42.22$$

Con pal = 0.5

$$t = 0.48 - 0.14$$

$$= 0.34 \text{ seg.}$$

d) Ajuste de la unidad instantánea.

De la misma forma que en los relevadores de fase, sólo que para la I de falla monofásica máxima, se ajustará al 75%, dado que no poseemos mas datos.

$$\text{Instantáneo} = 0.75(1266.57)/20$$

$$= 47.49 \text{ Amp.}$$

Por lo que el instantáneo se ajusta a = 45 Amp.

e) Ajustes 50/51N para C3 y C4.

Tipo IACS1A

RTC = 100/5

Tap = 1.5

Pal = 0.5

Instantáneo = 45 Amp.

Tabulación T-1

I	I <sub>s</sub>	MT	T
45	2.25	1.5	0.61
60	3.00	2.0	0.44
90	4.50	3.0	0.32
150	7.50	5.0	0.24
210	10.50	7.0	0.21
300	15.00	10.0	0.18
600	30.00	20.0	0.16
1200	60.00	40.0	0.14

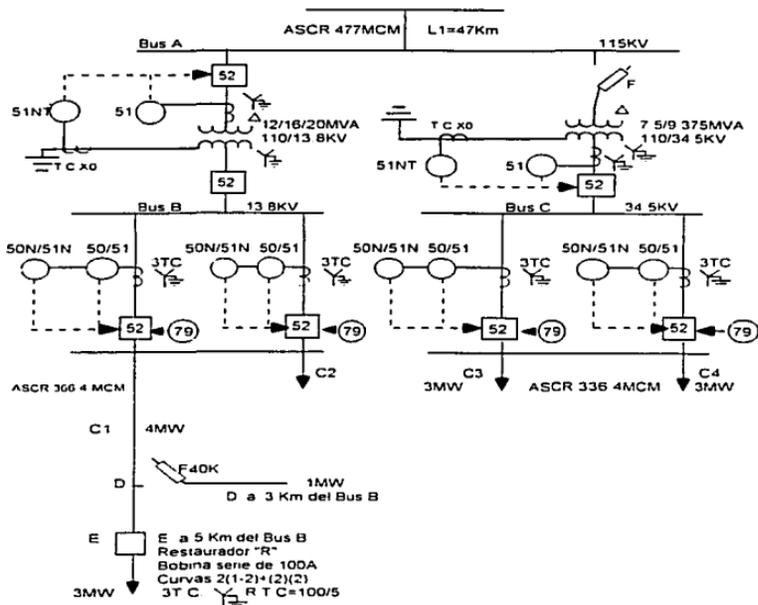


Fig 4.3  
Diagrama unifilar con protecciones

#### 4.3 Coordinación entre los dispositivos de protección mediante el empleo de gráficas.

Una vez calculados todos los datos anteriores se procede a graficar los valores tabulados, para así verificar que las curvas de operación de los dispositivos en cascada estén dentro de los límites definidos de tiempos de coordinación (0.3 a 0.4 segundos).

##### 4.3.1 Gráfica I.

Coordinación de dispositivos para falla trifásica en 13.8KV.

Del análisis de sus datos se comprueba que los ajustes dados son los convenientes, con la única desventaja de que el fusible ubicado en D operará al mismo tiempo que el relevador 50/51 C1 para falla en D, ya que no es posible coordinarlos dada su cercanía. Si la falla es en esta sección, al recierre el interruptor entrará normal. (Ver gráfica I).

##### 4.3.2 Gráfica II.

Coordinación de dispositivos para falla monofásica en 13.8KV.

Para este caso se observa la no coordinación entre el 50/51N C1 y el fusible localizado en D, para baja I falla esta situación no es posible mejorarla con el tipo de relevadores empleado, puesto que un cambio en el Tap o palanca nos llevaría a modificar forzosamente las curvas del 50/51 y 50/51N del banco T1, por consecuencia toda la coordinación, ocasionando pérdidas de sensibilidad en la protección.

La mejor opción es el cambio de los relevadores por otros de característica extremadamente inversa IAC77, que es muy semejante a la del fusible, permitiendo así una buena coordinación.

De forma parecida que para falla monofásica, el relevador de circuito C1 operará al mismo

tiempo que el fusible para I de falla cercana al punto D. (Ver gráfica II).

#### 4.3.3 Gráfica III.

Coordinación de dispositivos para falla trifásica en 34.5KV.

Se observa un coordinación adecuada, salvo que el fusible no queda bajo la curva de daño del transformador. (Ver gráfica III).

#### 4.3.4 Gráfica IV.

Coordinación de dispositivos para falla monofásica en 34.5KV.

De manera similar que para la falla trifásica, la coordinación es adecuada como se puede observar, con el inconveniente de la persistencia de intersección de la curva de daño del transformador con la curva de operación del fusible en baja corriente.

Gráfica I  
Gráfica de coordinación para falla trifásica.

CURVA 1	CURVA 2	CURVA 3	CURVA 4	CURVA 5	CURVA 6
Curva de daño T1 115/13.8 Kv. 12 MVA.	50/51 L1 Tap 5 Pal 2 Inst 20 Amp. RTC 300/5 IACS1	51T1 Tap 6 Pal 1.5 RTC 100/5 IACS1	50/51 C1 Tap 6 Pal 1 Inst 36 Amp. RTC 300/5 IACS1	Fusible 40K 13.8 Kv. MMT y MCT	Restaurador tipo "R" curva A 100-200 Amp.

Gráfica II  
Gráfica de coordinación para falla monofásica 13.8 KV.

CURVA 1	CURVA 2	CURVA 3	CURVA 4	CURVA 5	CURVA 6	CURVA 7	CURVA 8	CURVA 9
Curva de daño T1 110/13.8 Kv. 12 MVA.	50/51 L1 Tap 5 Pal 2 Inst 22 Amp. IAC51	51T1 Tap 6 Pal 1.5 RTC 100/5 IAC51	51NT Tap 1 Pal 3 RTC 100/5 IAC51	50N/51N C1 Tap 1.5 Pal 1.5 Inst 25 Amp RTC 300/5 IAC51	Fusible 40K 13.8 Kv MMT y MCT	Restaurador "R" curva 2 Falla a tierra RTC 100/5 Concecion serie	51NT1 Tap 2 Pal 8 RTC 1000/5 IAC77	50N/51N C1 Tap 2 Pal 5 Inst 25 Amp. IAC77

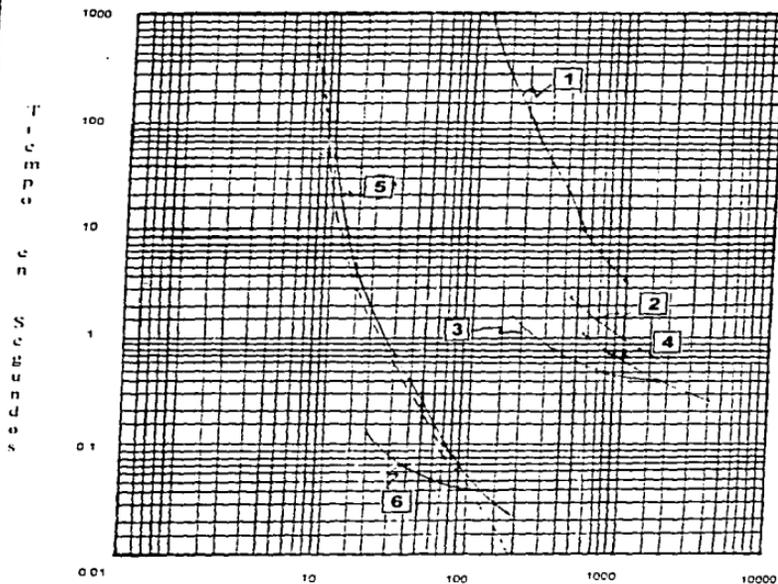
Gráfica III  
Gráfica de coordinación para falla trifásica 34.5 KV.

CURVA 1	CURVA 2	CURVA 3	CURVA 4	CURVA 5
Curva de daño T2 110/34.5 Kv. 7.5 MVA.	Fusible 65E 115 Kv. MMT y MCY Inst 21 Amp. RTC 300/5 IAC51	50/51 C1 Tap 5 Pal 2	51 T2 Tap 4 Pal 1.25 RTC 300/5 IAC51	50/51 C3 y C4 Tap 6 Pal 0.5 Inst 45 Amp. RTC 100.5 IAC51

Gráfica IV  
Gráfica de coordinación para falla monofásica.

CURVA 1	CURVA 2	CURVA 3	CURVA 4	CURVA 5
Curva de daño T2 115/34.5 Kv. 7.5 MVA	50/51 T1 Tap 5 Pal 2 Inst 20 Amp. IAC51	Fusible 65E 115 Kv. MMT y MCT	51T2 Tap 1 Pal 2.5 RTC 300/5 IAC51	50/51N C3 y C4 Tap 1.5 Pal 0.5 Inst 45 Amp. RTC 100/5 IAC51

# GRAFICA I



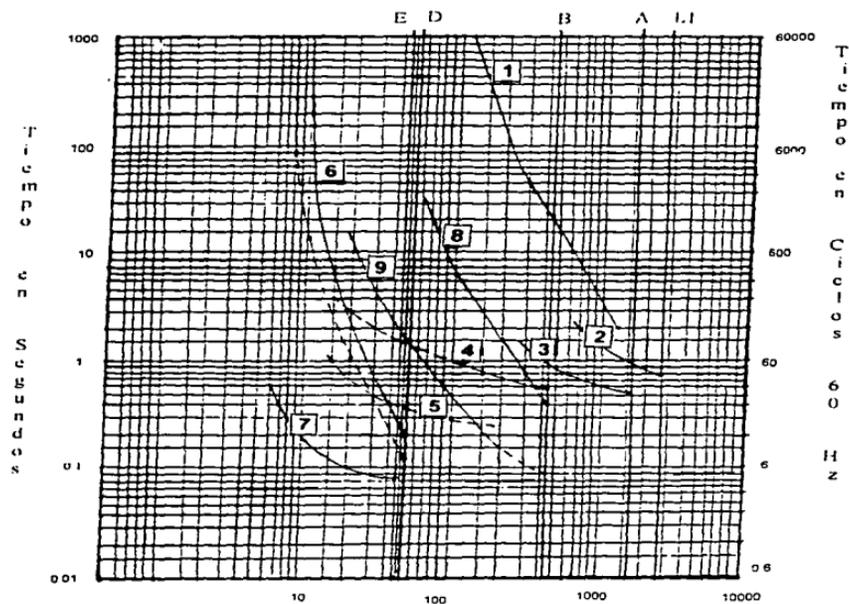
Corriente en Amperes X 10  
Gráfica de coordinación para falla trifásica

## GRAFICA 1

## GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA TRIFASICA

- 1.- Curva de daño T1, 115/13.8KV, 12MVA.
- 2.- 50/51 L1, Tap=5, pal=2, Instant.=20A, RTC=300/5, IAC51.
- 3.- 51T1, Tap=6, Pal=1.5, trc=100/5, IAC51.
- 4.- 50/51 C1, Tap=6, Pal=1, Instant.=36A, RTC=300/5, IAC51.
- 5.- Fusible 40K 13.8KV, MMT yMCT.
- 6.- Restaurador tipo "R", curva A 100-200A.

## GRAFICA II



Corriente en Amperes X 10

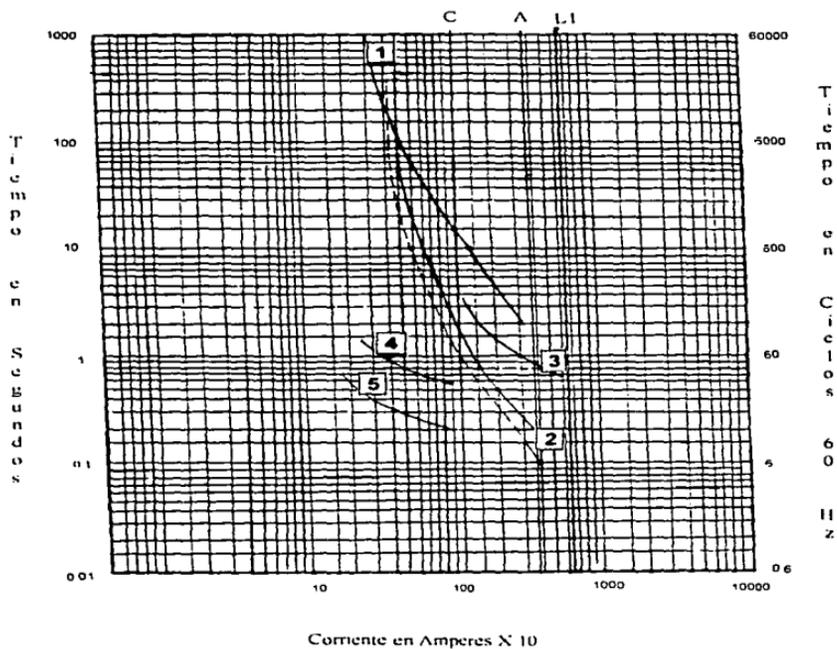
Gráfica de coordinación para falla monofásica de 13.8 KV.

## GRAFICA II

## GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA MONOFASICA 13.8KV.

- 1.- Curva de daño T1 110/13.8KV, 12MVA.
- 2.- 50/51-L1 Tap=5, pal=2, Instant.=22A, IAC51.
- 3.- 51T1, Tap=6, pal=1.5, RTC=100/5, IAC51.
- 4.- 51NT, Tap=1, pal=3, RTC=100/5, IAC51.
- 5.- 50N/51N-C1, Tap=1.5, pal=1.5, Instant.=25A, IAC51, RTC=300/5.
- 6.- Fusible 40K, 13.8KV, MMT y MCT.
- 7.- Restaurador tipo "R", Curva 2, Falla a tierra RTC=100/5, Conexión serie.
- 8.- 51NT1, Tap=2, pal=8, RTC=1000/5, IAC77.
- 9.- 50N/51N-C1, Tap=2, pal=5, Intant.=25A, IAC77.

### GRAFICA III



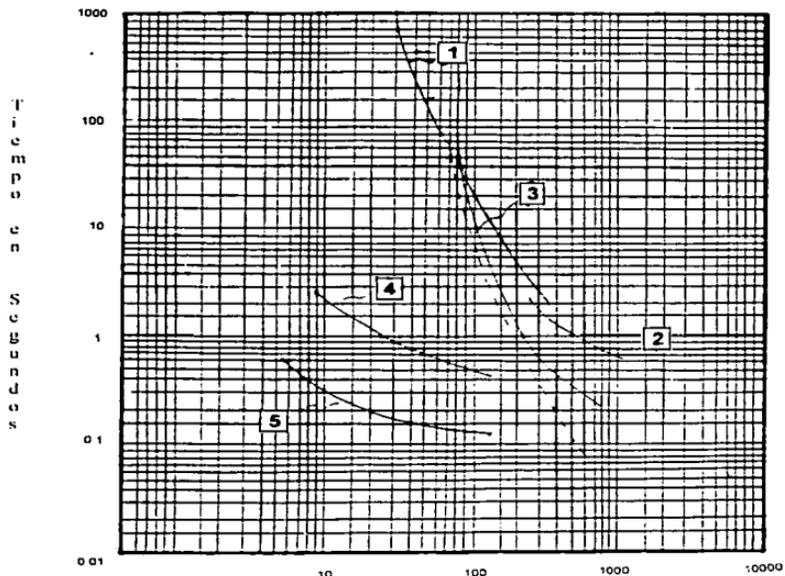
Grafica de coordinacion para falla trifásica de 34.5 KV.

## GRAFICA III

## GRAFICA DE COORDINACION PARA FALLA TRIFASICA DE 34.5KV

- 1.- Curva de daño T2 110/34.5KV, 7.5MVA.
- 2.- Fusible 65E, 115KV, MMT y MCT.
- 3.- 50/51-C1, Tap=5, pal=2, Instant=21A, RTC=300/5, IACS1.
- 4.- 51T2, Tap=4, pal=1.25, RTC=300/5, IACS1.
- 5.- 50/51-C3 y C4, Tap=6, Pal=0.5, Instant.=45A, IACS1, RTC=100/5.

## GRAFICA IV



Corriente en Amperes X 10

Gráfica de coordinación para falla monofásica.

## CONCLUSIONES

Dada la amplitud del tema que se ha tratado, es imposible agotarlo en su totalidad. También debe ser considerado que no se está dando información nueva o algo que no haya sido ya tratado con anterioridad con cierta profundidad, por lo anteriormente mencionado podemos concluir que se logró lo siguiente:

Se trató de sintetizar de una gran variedad de literatura de temas considerados de acuerdo a nuestra actualidad, tratando siempre de orientarlos hacia aplicaciones directas, de tal forma que se pueda metodizar la selección y la coordinación de las diversas protecciones que se estudiaron.

Cabe mencionar que se intentó que la presentación de este trabajo fuera lo más didáctico y práctico posible.

Lo más importante del contenido de este estudio, es que permite unificar criterios respecto al análisis y la selección de las protecciones contra corto circuito en líneas de distribución aéreas, redundando esto en una mayor economía y continuidad en el servicio eléctrico.

También es posible apreciar que el análisis descrito es simple y práctico de tal manera que permite evaluar los diferentes esquemas de protección que pueden ser utilizados en distribución de energía eléctrica, los resultados del análisis y selección se presentaron de forma cuantitativa y cualitativa, lo que lo hace muy útil en la toma de decisiones; factor primordial en la práctica para una optimización de confiabilidad y costos.

Por último se debe recalcar que el problema de aplicación que se resolvió en el último capítulo, fue hecho manualmente y paso a paso, actualmente para realizar la coordinación de los dispositivos de protección en un sistema eléctrico más complejo son empleados ya los sistemas computacionales para su solución, logrando con esto efectividad.

## DESIGNACION DE DISPOSITIVOS POR NUMERO

- 1.- Elemento Principal.
- 2.- Rele de tiempo reterdado para arranque o cierre.
- 3.- Rele de entrelace o verificación.
- 4.- Contactor Principal.
- 5.- Elemento de parar.
- 6.- Interruptor de arranque.
- 7.- Interruptor de Anodo.
- 8.- Elemento de desconexión de la fuente de Control.
- 9.- Elemento reversible.
- 10.- Swicht de secuencia unitaria.
- 11.- Aplicación futura.
- 12.- Elemento de sobrevelocidad.
- 13.- Elemento de velocidad sincrona.
- 14.- Elemento de baja velocidad.
- 15.- Elemento de correspondencia de velocidad y frecuencia.
- 16.- Aplicación futura.
- 17.- Swicht de descarga o conexión en Shunt.
- 18.- Elemento de aceleración o desaceleración.
- 19.- Contactor de transición entre el arranque y marcha.
- 20.- Válvula operada eléctricamente.
- 21.- Relevador de distancia.
- 22.- Interruptor de circuito igualador.
- 23.- Elemento de control de temperatura.
- 24.- Aplicación futura.
- 25.- Elemento de sincronización o para verificar sincronización.
- 26.- Elemento de aparato térmico.

- 27.- Relevador de bajo voltaje.
- 28.- Aplicación futura.
- 29.- Conector de aislamiento.
- 30.- Rele anunciador.
- 31.- Elemento de excitación separada.
- 32.- Relevador de potencia direccional.
- 33.- Switch de posiciones.
- 34.- Switch de secuencia operado por motor.
- 35.- Elemento de operación de escobillas o para conectar en corto-circuito los anillos deslizantes.
- 36.- Elemento de polaridad.
- 37.- Rele de baja corriente o baja potencia.
- 38.- Elemento de protección de Chumacera.
- 39.- Aplicación futura.
- 40.- Rele de campo.
- 41.- Interruptor de campo.
- 42.- Interruptor de marcha.
- 43.- Elemento selector de transferencia manual.
- 44.- Rele de arranque de secuencia unitaria.
- 45.- Aplicación futura.
- 46.- Rele de corriente para fase inversa o de balance de fases.
- 47.- Rele de voltaje de secuencia de fase.
- 48.- Rele de secuencia incompleta.
- 49.- Rele térmico de transformador o de máquina.
- 50.- Rele de sobrecorriente instantánea.
- 51.- Relevador de sobrecorriente de tiempo (C.A.).
- 52.- Interruptor de corriente alterna.
- 53.- Rele de excitador o de generador (C.D.).
- 54.- Interruptor de C.D. de alta velocidad.
- 55.- Rele de factor de potencia.

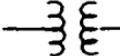
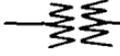
- 56.- Rele de aplicación de campo.
- 57.- Elemento de cortocircuito o de conexión a tierra.
- 58.- Rele de falla para rectificador de potencia.
- 59.- Rele de sobre voltaje.
- 60.- Rele de votaje balanceado.
- 61.- Rele de corriente balanceada.
- 62.- Rele de tiempo retardado para arranque o apertura.
- 63.- Rele de presión de líquido o de gas, de nivel o de flujo (Buchholz).
- 64.- Rele de protección a tierra.
- 65.- Gobernador.
- 66.- Elemento de aceleración intermitente.
- 67.- Relevador direccional de sobrecorriente (A.C.).
- 68.- Rele de blanqueo.
- 69.- Dispositivo de opción.
- 70.- Termostato operado electrónicamente.
- 71.- Aplicación futura.
- 72.- Interruptor de corriente directa.
- 73.- Contactor de resistor de carga.
- 74.- Rele de alarma.
- 75.- Mecanismo de cambio de posición.
- 76.- Rele de sobrecarga de C.D.
- 77.- Transistor de pulsaciones.
- 78.- Rele de medición de ángulo de fase o pérdida de sincronismo.
- 79.- Rele de recierre (C.A.).
- 80.- Aplicación futura.
- 81.- Rele de frecuencia.
- 82.- Rele de recierre (C.D.).
- 83.- Rele de transferencia o de control selectivo automático.

- 84.- Mecanismo de operación.
- 85.- Rele receptor de carrier o hilo piloto.
- 86.- Rele auxiliador de bloqueo.
- 87.- Relevador de protección diferencial.
- 88.- Motor auxiliador o grupo motor generador.
- 89.- Switch de línea.
- 90.- Elemento de regulación.
- 91.- Rele de voltaje direccional.
- 92.- Rele de voltaje y de potencia direccional.
- 93.- Contactor de cambio de campo.
- 94.- Rele de disparo.

TABLA DE SELECCION DE RESTAURADORES

RANGO BASICO CONTINUO	RANGO NOMINAL HORINA AMP	RANGO DISPARO MINIMO I	CAPACIDAD INTERRUPTIVA AMP RMS SIM	RANGO BASICO CONTINUO	RANGO NOMINAL HORINA AMP	RANGO DISPARO MINIMO I	CAPACIDAD INTERRUPTIVA AMP RMS SIM
MUNOFASICIA TIPO HIDRATILCO							
2, 4, 14 4 KV (95 KV BILLY)							
50 AMP MAX. CONT	5	200	125	100	200		6000
	10		250	140			8400
	15		375	160			9600
	25		675	185			11100
	35		875	225			12000
	50		1250	360			6000
				360	140		3000

## LISTA DE SIMBOLOS ELECTRICOS UTILIZADOS

	Amperímetro		Contacto normalmente abierto
	Voltímetro		Contacto normalmente cerrado
	Wattímetro		Capacitor
	Generador (fuente)		Interruptor cerrado en condiciones normales de operación
	Fusible		Interruptor abierto en condiciones normales de operación
	Desconectador Fusible		Restaurador
	Transformador de corriente		Seccionalizador
	Transformador de corriente		Contacto normalmente abierto
	Conexión a tierra		Contacto normalmente cerrado
	Pararrayos		Conexión delata
	Transformador		Conexión estrella
	Transformador		Conexión estrella y neutro a tierra
	Transformador de potencial		

**BIBLIOGRAFÍA**

- ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK  
Westinghouse Electric Corporation
- FUNDAMENTOS DE PROTECCIÓN DE SIS. ELECT. POR RELEVADORES  
Enriquez Harper Gilberto  
LIMUSA
- DISTRIBUTION SYSTEMS  
Westinghouse Electric Corporation
- PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES  
Ravindranath B. Chander M.  
LIMUSA
- ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS  
Enriquez Harper Gilberto  
LIMUSA
- PROCEDIMIENTO PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN C.F.E.  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Gerencia de Distribución.
- SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Comisión Federal de Electricidad  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.  
Dirección Técnica 1970.  
Ing. Victor Heiligmann
- EL ARTE Y CIENCIA DE PROTECCIÓN POR RELEVADORES  
Mason C. R.  
CECSA
- CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro.
- CATÁLOGO GENERAL CONTROL Y DISTRIBUCION EN BAJA TENSIÓN  
Equipos IEM S.A de C.V.
- ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA  
Stevenson W. D.  
McGRAWHILL
- MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES  
Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Gerencia de Planeación e Ingeniería, 1973.
- CONVENIENCIA DE LA PROTECCIÓN SECUNDARIA A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
C.F.E. División Bajo.