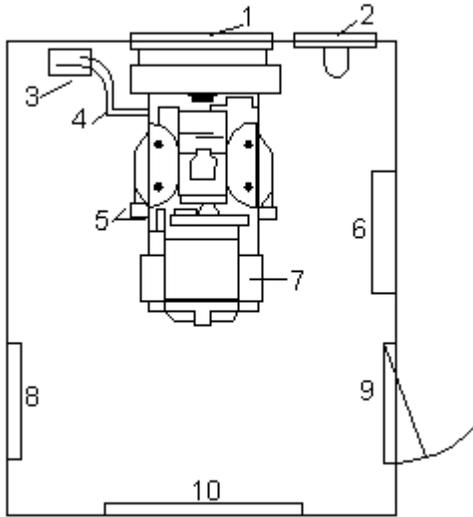
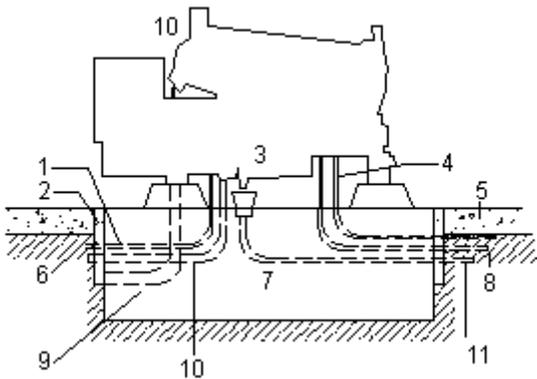


El rotor del generador está soportado en la estructura del generador por sistema de balinera (ahorra costo y espacio) o por sistema de 2 polimesas (tiene una soportando cada extremo del rotor, propiamente centrado el rotor en el estator). El eje del rotor es conectado al volante del motor por un sistema de acople flexible. El tipo de chumacera simple tiene una balinera soportando la parte trasera final del rotor y el opuesto unido al volante del motor a través de un disco flexible de acople, lo que hace necesario un alineamiento motor generador de tal manera que el rotor quede perfectamente centrado en el estator. Cuando el rotor es muy pesado es recomendable utilizar únicamente el sistema de 2 chumaceras.



1. Descarga de aire del radiador.
2. Salida opcional del ventilador.
3. Batería.
4. Cable de batería.
5. Salida de escape.
6. Instrumentación, transferencia y tablero control automático.
7. Distancia requerida a tener en cuenta para facilitar apertura de puerta del tablero.
8. Entrada opcional al aire.
9. Puerta.
10. Ventilador.

FIGURA 11.19. Disposición adecuada para ventilación y circulación de aire.



1. Alarma de seguridad y línea de control.
2. Material aislante.
3. Válvula de drenaje aceite.
4. Conexiones flexibles combustibles.
5. Piso de concreto.
6. Tierra.
7. Base.
8. Línea de alimentación combustible y retorno.
9. Tubería para cables generador.
10. Tubería para sistema arranque eléctrico.
11. Línea drenaje bastidor a tanque externo.

FIGURA 11.20. Disposición para líneas de agua y combustible conductores eléctricos y drenaje de aceite.

---

### 11.0.1 Capacidad del grupo eléctrico.

Para determinar la capacidad óptima tanto en eficiencia como en economía que determine el tamaño del motor y del generador, y las características de los reguladores de voltaje y velocidad es necesario determinar adecuadamente la siguiente información :

- Aplicación del equipo. Suplencia o stand by en este caso.
- Pico de la carga en kW (teniendo en cuenta el efecto del arranque de motores. La regla práctica para determinar el exceso de kW en el arranque de un motor es 0.5 KW por kVA de arranque).
- Factor de potencia de la carga.
- Voltaje y fases ( $1\phi$  o  $3\phi$  , 208, 240, 260, 440, 480 V).
- Condiciones ambientales (temperatura, altitud, humedad, etc.).
- Límite de variación de frecuencia y respuesta a transitorios de carga.
- Límite de caída de voltaje y tiempo de respuesta.
- Lista de tamaños de motores y características de arranque.
- Información de la carga que entra a la planta cuando cualquier motor grande es arrancado.

### 11.0.2 Normas de montaje e instalación de grupos generador diesel eléctricos.

Conocidas las características del equipo de emergencia y sus accesorios, es necesario programar su montaje e instalación teniendo en cuenta los costos de tales actividades con base en los siguientes factores:

#### 11.0.2.1 Espacio requerido y localización del grupo generador.

El grupo puede estar localizado en el primer piso, en el sótano o en una caseta separada por economía y para conveniencia de los operadores lo más cerca posible de la subestación. La sala de equipos deberá ser lo suficientemente grande de tal manera que se pueda proveer adecuada circulación de aire y espacio de trabajo alrededor motor y generador. Además, espacio para la instalación de tableros de control, transferencia, baterías y cargador, cárcamos de cables y tuberías de combustible y gases de escape.

Con base en la práctica, la disposición de grupos generadores diesel en una sala deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Bases aisladas para evitar la transmisión de vibraciones.
2. Distancia entre grupos (en caso de haber más de uno: 2 m como mínimo).
3. Distancia mínima a la pared: 1,5 m.
4. Distancia al techo: mínimo 2 m desde el acople de escape.
5. Radiador lo más cerca posible a la pared para desalojar aire caliente al exterior a través de ventana.
6. Tener en cuenta el control de entrada de aguas lluvias al conjunto.
7. En la base del motor dejar cárcamos para desagüe, de agua, aceite y ACPM.
8. Dejar cárcamos con tapa adecuados para salida del tablero del generador al tablero de distribución o a la transferencia.
9. La distancia mínima de la pared al tablero de control deberá ser de 0,6 m para tableros de instalar en el piso.
10. La salida de gases de escape deberá orientarse en la dirección del viento para evitar contraposiciones en el motor.
11. Dejar espacio para colocar baterías y cargador cerca del motor de arranque.

12. Es recomendable que la parte superior de las paredes de la sala de equipos, sea construida en calados para mejorar la ventilación del área y por ende la temperatura ambiente.
13. Se debe dejar en la sala de equipos ventanales grandes.
14. Cuando la ventilación y circulación de aire no sea la adecuada se debe disponer de ventilador de entrada y extractor en el salón.
15. La tubería de escape debe salir rápidamente de la sala.
16. En el salón de equipo se debe disponer de herramienta básica, extinguidores con CO<sub>2</sub> y espuma química, agua y luz.
17. Se debe disponer de tanque de combustible diario y de almacenamiento. El diario al lado del motor que haga llegar el ACPM por gravedad y el de almacenamiento se debe disponer fuera de la sala de equipos en lo posible.

Las figuras 11.18, 11.19 y 11.20 ilustran ampliamente los aspectos expuestos.

#### 11.6.4.2 Soporte del conjunto - bases

Las bases cumplen 3 funciones importantes:

- Soportar el peso del grupo electrógeno.
- Mantener nivelación y alineación correcta del conjunto motor- generador y accesorios.
- Aislar las vibraciones producidas.

#### TIPOS DE BASES

La figura 11.21 muestra diferentes tipos de bases, se debe considerar además el peso del motor y la utilización depende de la localización y aplicación del grupo.

#### CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Para calcular el espesor de las bases se debe tener en cuenta: el peso del motor, el peso del generador, el peso de todos los líquidos refrigerantes, aceites y combustibles.

Se determina la presión total del conjunto generador dividiendo el peso total del grupo por el área total de los patines o soportes.

- a) El concreto de la base será de 3000 psi. Mezcla 1:2:3 (cemento, arena, gravilla).
- b) El concreto de los pernos de anclaje será 1:1:1 para un concreto de 3500 a 4000 psi.
- c) El tiempo normal del fraguado para la base es de 28 días, se puede disminuir este tiempo usando acelerantes químicos. Remojar diariamente durante este tiempo.
- d) La longitud y el ancho de la base será mínimo de 30 cm mayor que el largo y el ancho del grupo motor generador.
- e) Al hacer la base se deben introducir las formaletas para los pernos de anclaje. Cuando se instale el motor se rellenan estos espacios colocando el perno respectivo (en forma de L, Y o T). Las tuercas del perno deben sobresalir inicialmente un hilo de rosca y el ajuste final se le debe dar una vez se haya nivelado el grupo (Véase figura 11.22).
- f) Como herramientas de nivelación se debe usar un flexómetro y un nivel de precisión de doble gota para nivelación horizontal y transversal del grupo (grupos de 2 rodamientos). El generador con un rodamiento y acople flexible es alineado en fábrica.

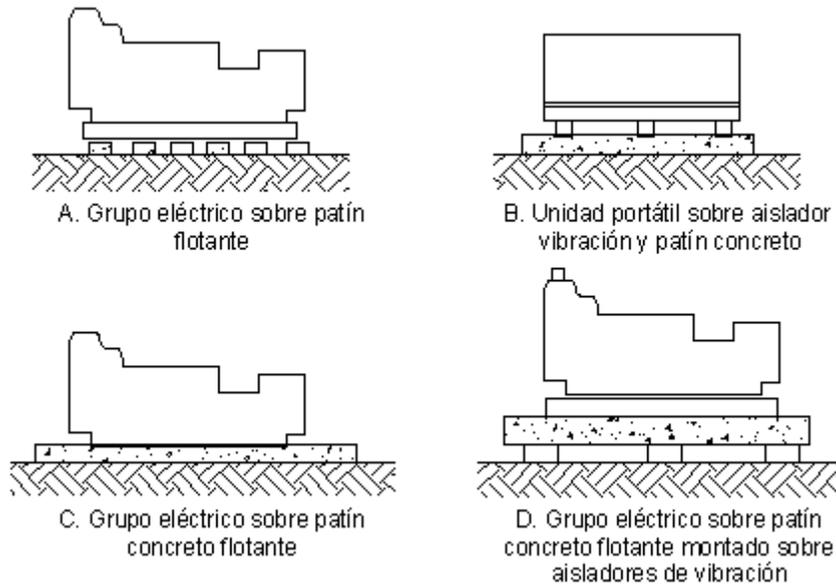
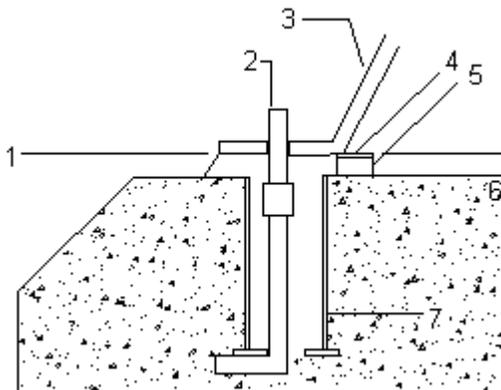


FIGURA 11.21. Tipos de bases para plantas de emergencia.



1. Lechada o grounding.
2. Perno de anclaje, tuerca y arandela.
3. Base del motor.
4. Arandela para nivelación.
5. Bloque espaciador.
6. Espesor de la lechada.
7. Camisa

Nota: el espaciador y arandelas deberán ser montadas a través de cada base de perno de anclaje para nivelación y alineamiento del grupo.

FIGURA 11.22. Anclaje del grupo eléctrico.

- h) Después de completarse la instalación del grupo eléctrico sobre la bases debe arrancarse la unidad y probar de 20 a 30 horas, lo que permitirá inspeccionar las bases y condiciones de operación de la unidad.
- i) Después de este período inicial, el alineamiento deberá ser chequeado nuevamente.

### 11.6.4.3 Vibraciones.

Las vibraciones producidas por la máquina deben aislarse pues pueden ocasionar daños a la base, al mismo equipo y sus sistemas de combustible y escape, a otros equipos de control y medida dentro del área de la sala de equipos.

Las técnicas de aislamiento de vibraciones en el caso de plantas de emergencia de baja capacidad montadas sobre bastidor de acero, utilizan varios tipos de aisladores de vibración, siendo los de resorte de acero y caucho los más comunes (ver figuras 11.23 y 11.24).

Estos aisladores no solamente amortiguan vibraciones sino que también reducen el nivel de ruido de éstas.

El peso, la velocidad de operación de la unidad y el número de cilindros afecta el tipo de dureza de los aisladores. Debe tenerse en cuenta que la carga sobre los mismos es torsional pues no absorben empuje lateral.

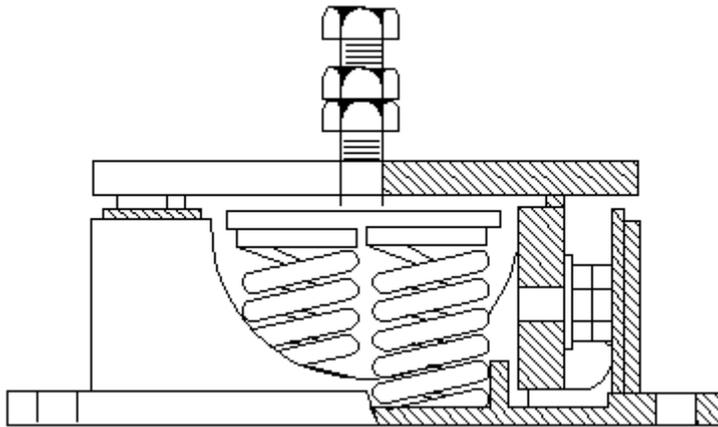


FIGURA 11.23. Aislador de vibración de resorte de acero.

---

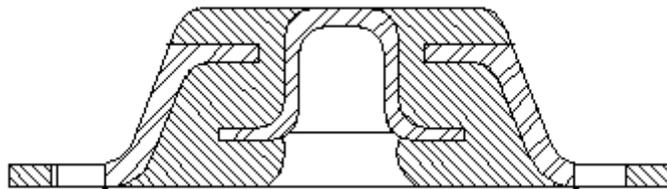
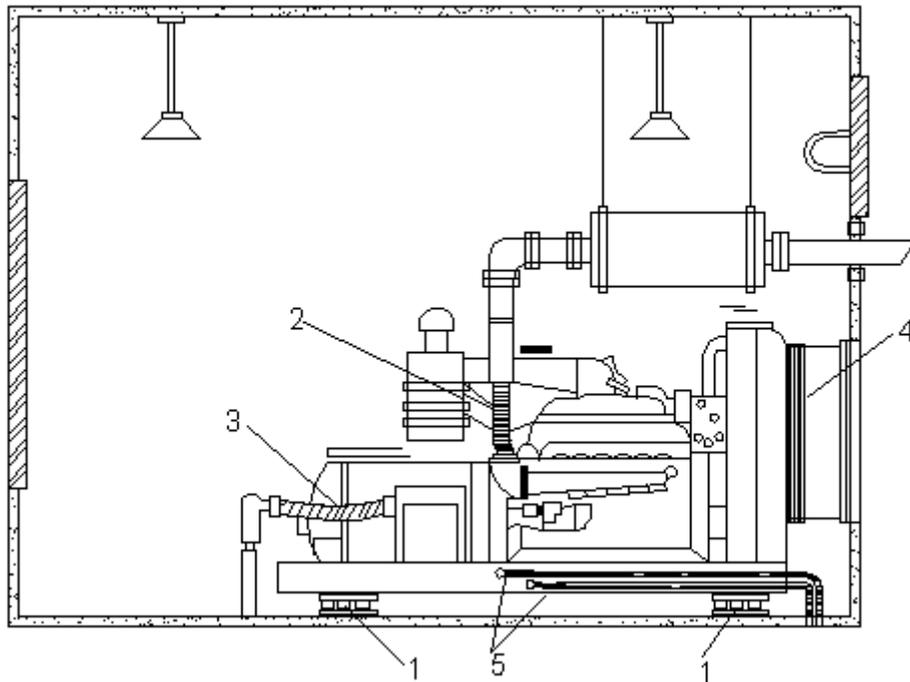


FIGURA 11.24. Aislador de vibración de caucho.

---

Otros aspectos de vibración presentados en los motores son disminuidos o minimizados con conexiones flexibles entre el motor y las líneas de combustible, escape, descarga del radiador, cables para instalaciones eléctricas y otros sistemas conectados al grupo (ver figura 11.25).



1. Aisladores de vibración.
2. Acople flexible del escape.
3. Conduit flexible (coraza).
4. Ducto flexible salida del radiador.
5. Líneas flexibles entrada y retorno de combustible.

**FIGURA 11.25.** Reducción de vibraciones.

#### 11.6.4.4 Ventilación.

Cualquier motor de combustión interna necesita de aire limpio tanto para combustión como para enfriamiento. El grupo eléctrico produce calor por radiación lo que contribuye a elevar la temperatura del aire de la sala de máquinas, por lo que es importante una ventilación adecuada y disponer de un volumen apropiado de aire para el motor.

Cuando el motor es enfriado por un radiador, el ventilador debe hacer circular suficiente cantidad de aire a través del panel del radiador para mantener la temperatura adecuada del agua de refrigeración. La sala de máquinas debe tener un tamaño suficiente para permitir la libre circulación de aire para que la temperatura está equilibrada y no exista estancamiento de aire.

Si hay 2 o más grupos eléctricos, evitar localizarlos de tal manera que el aire caliente del radiador de un grupo fluya hacia la entrada del otro motor. En instalaciones con poca ventilación se recomienda montar un ventilador.

En salones pequeños deben utilizarse ductos para tomar el aire de la atmósfera y llevarlo directamente al motor. Deberá también montarse un ventilador de salida sobre el lado opuesto para extraer así el aire caliente.

#### **11.6.4.5 Tubería de escape del motor y aislamiento.**

El sistema de escape del motor deberá dirigirse a la parte exterior de la sala de máquinas a través de un diseño apropiado que no ocasione contrapresiones excesivas, en el motor un silenciador de escape deberá incluirse en la tubería.

Cada componente del sistema de escape localizado dentro de la sala de máquinas podrá ser aislado para reducir el calor producido por radiación.

Para lograr una instalación económica y operación eficiente, la instalación del motor deberá hacerse con tuberías de escape tan cortas como sea posible y un mínimo de codos. Una conexión flexible entre el múltiple de escape y la tubería deberá ser usada para amortiguar vibraciones debidas a la expansión térmica de los gases de escape. En el caso de motores turbo cargados deberá utilizarse conexión flexible entre la carcasa de salida de gases del turbo cargador y la tubería de escape.

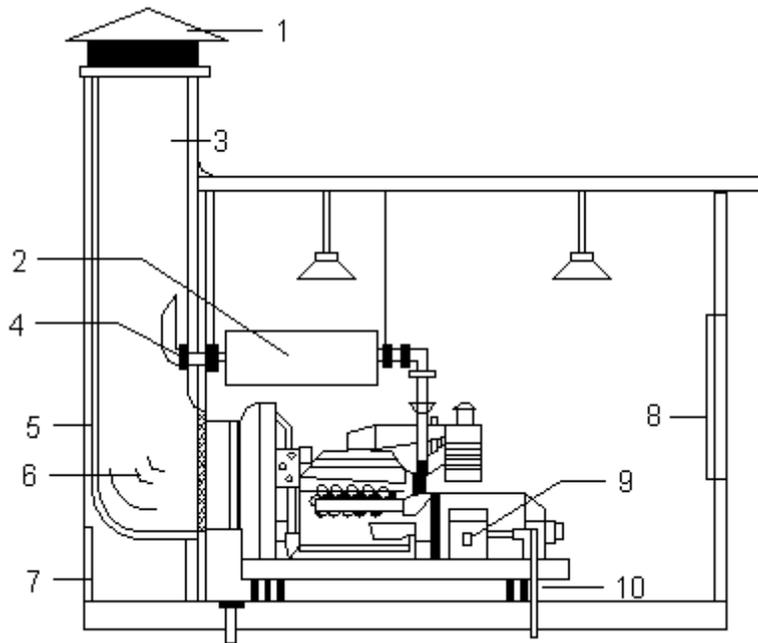
De acuerdo a las necesidades y área disponible se podrán lograr diferentes tipos de diseño como se muestra en las figuras 11.26 y 11.27.

A continuación se analizan en detalle algunos factores de importancia que deben ser tenidos en cuenta para la instalación del sistema de escape.

- a) El sistema de tubería de escape dentro de la sala de máquinas debe ser cubierto en materiales aislantes (asbesto, fibra de vidrio) para proteger el personal y reducir la temperatura en el salón y de paso disminuir el ruido producido en la sala de máquinas.
- b) Restricciones mínimas de flujo de gases. Es esencial minimizar la contrapresión de los gases de escape. Una excesiva contrapresión afecta la potencia del motor y el consumo de combustible.

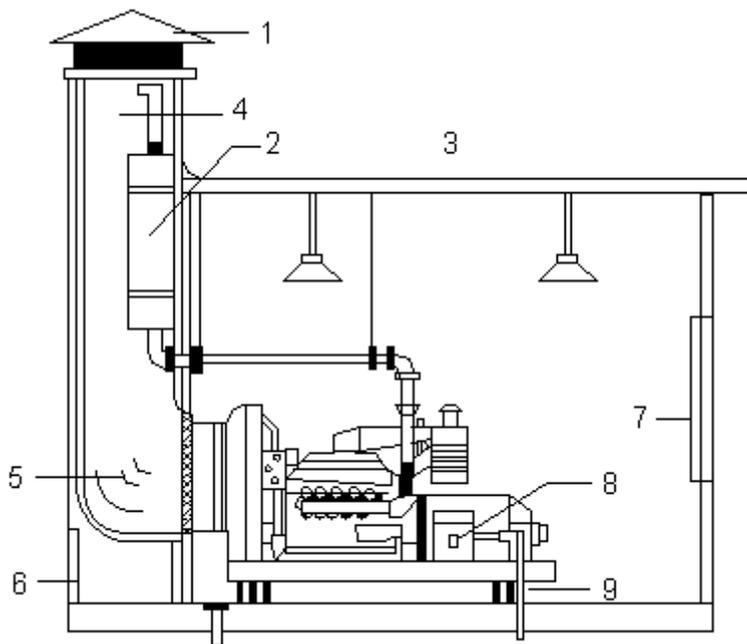
Los factores que pueden ocasionar alta contrapresión son:

- Diámetro de tubería de escape demasiado pequeño.
  - Tubería de escape demasiado larga.
  - Ángulos fuertes en tubería de escape.
  - Restricciones en el silenciador de escape.
  - Todo esto puede ser calculado para asegurar un diseño adecuado.
- c) Silenciadores de escape. En muchos sitios es necesario disminuir el ruido producido usando silenciadores y para su selección se debe tener en cuenta la contrapresión ocasionada y el nivel de ruido aceptable en el sitio.



1. Cubierta opcional.
2. Silenciador.
3. Chimenea de aire.
4. Flange y junta expansión.
5. Material acústico opcional.
6. Aletas para dirigir el aire.
7. Puertas de acceso.
8. Rejillas entrada de aire.
9. Interruptor general.
10. Tubería, cables, salida.

**FIGURA 11.26.** Montaje del silenciador, tubería de escape y descarga del aire radiador en ducto común.



1. Cubierta opcional.
2. Silenciador.
3. Material acústico.
4. Chimenea aire.
5. Aletas para dirigir aire.
6. Puerta acceso.
7. Rejilla entrada aire.
8. Interruptor general.
9. Tubería cables potencia.

**FIGURA 11.27.** Descarga del aire del radiador en ducto donde está el silenciador de escape.

---

#### 11.6.4.6 Enfriamiento del motor.

Para efectuar un balance general de la energía calorífica en el motor diesel se consideran los siguientes aspectos: El 30% del poder calorífico del combustible consumido por un motor de combustión interna es recuperable como potencia en el eje de salida, 30% en el escape, 30% se pierde en enfriamiento de agua y aceite y 10% se pierde por radiación. Estos datos son tenidos en cuenta para el diseño del sistema de refrigeración de un motor.

Sin embargo, el 30% del calor que se pierde en el escape puede ser recuperado a través de turbo cargadores.

La energía calorífica de un motor también depende de otros factores como:

- Tipo de aspiración: natural o turbo cargado.
- El tipo de múltiple de escape.
- Condiciones de operación del motor : velocidad y factor de carga.
- Uso de enfriador de aceite.
- Condiciones mecánicas del motor.
- Condiciones de instalación (restricciones de entrada de aire y escape).

Para el diseño apropiado del sistema de refrigeración de un motor es importante como primer paso conocer su principio de funcionamiento.

##### a) SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

El tipo de sistema de refrigeración a seleccionar dependerá de las limitaciones físicas de instalación, disponibilidad y localización de agua y aire de enfriamiento. Los sistemas más usuales de enfriamiento son:

- Radiador y enfriador por aceite.
- Torre de enfriamiento (circuito cerrado por intercambiador y circuito abierto).

Interesa para el caso analizar la refrigeración por radiador que es el método más usado para enfriar grupos eléctricos. El agua caliente del motor fluye a los paneles del radiador donde es enfriado por el aire producido por un ventilador regresando luego al motor por medio de una bomba. Este ventilador representa una carga parásita de cerca del 4 - 8% sobre la potencia bruta del motor. Los radiadores pueden ser instalados junto al motor o en un lugar remoto.

##### b) CONDICIONES GENERALES PARA EL DISEÑO

La cantidad de agua que debe circular a través de un motor para asegurar un enfriamiento adecuado es determinada por la rata a la cual el motor transfiere calor de las camisas al agua y por la elevación de la temperatura permisible.

La elevación de temperatura a través del bloque no deberá exceder de 15 °F con el motor a plena carga.

#### 11.6.4.7 Sistema de combustible.

Esta compuesto por los siguientes elementos:

##### a) TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE

El tanque de almacenamiento de combustible deberá estar localizado lo más cerca posibles del grupo eléctrico, fuera de la sala de máquinas.

Los tanques de combustible son usualmente fabricados de aluminio, acero inoxidable, hierro negro, o chapa de acero soldado. Nunca podrá fabricarse de acero galvanizado debido a que el combustible reacciona químicamente con el recubrimiento de galvanizado ocasionando obstrucciones al sistema.

Las conexiones para líneas de succión y retorno de combustible deberán estar separadas para prevenir recirculación de combustible caliente y permitir separación de los gases en el combustible.

El tanque deberá estar equipado con un tapón de drenaje para permitir renovación periódica de agua condensada y sedimentos. El orificio para llenado deberá instalarse en la parte superior con una malla para prevenir entrada de materiales extraños al tanque.

##### b) TANQUE DE SUMINISTRO DIARIO

Este deberá estar localizado lo más cerca posible del motor para minimizar las pérdidas a la entrada de la bomba de transferencia.

Para un arranque rápido de la unidad, el nivel de combustible está por debajo de la entrada de la bomba, una válvula cheque instalada en la línea de succión evita el retorno para aislar el combustible del tanque durante períodos de fuera de servicio.

Si se hace indispensable instalar el tanque a un nivel mayor de los inyectores, se instalarán válvulas en las líneas de succión y retorno para aislar el combustible del motor.

Una bomba auxiliar llevará el combustible del tanque de almacenamiento al tanque diario y la bomba de transferencia del motor llevará el combustible del tanque diario al sistema de inyección.

La capacidad del tanque diario se tomará en base al consumo de la unidad en galón / hora dado por el fabricante y a las horas de servicio promedio diarias.

#### 11.6.4.8 Sistemas eléctricos

Es conveniente dejar los cárcamos apropiados para llevar los conductores hasta el tablero de la transferencia o el de distribución general de la subestación.

Además debe calcularse adecuadamente el calibre de los conductores.

De acuerdo con las condiciones de la carga de emergencia deberá definirse la necesidad de transferencia manual o automática. En general, dependiendo de si el tablero de la planta va sobre el generador o aparte y si incluye o no la transferencia, es necesario prever la facilidad de conexión desde el tablero de distribución al tablero de distribución de la subestación en baja tensión.

#### 11.6.4.9 Dimensiones de la sala de máquinas.

En la tabla 11.3 se muestran las dimensiones mínimas del salón donde se instalará el grupo.

**TABLA 11.3.** Dimensiones de la sala de máquinas.

Potencia del grupo	20 - 60 kVA	100 -200 kVA	250 - 550 kVA	650 - 1000 kVa
Largo	5.0 m	6.0 m	7.0 m	10.0 m
Ancho	4.0 m	4.5 m	5.0 m	5.0 m
Altura	3.0 m	3.5 m	4.0 m	4.0 m
Ancho puerta de acceso	1.5 m	1.5 m	2.2 m	2.2 m
Altura puerta de acceso	2.0 m	2.0 m	2.0 m	2.0 m

### 11.7 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DE UNA SUBESTACIÓN

#### 11.7.1 Pararrayos.

Los pararrayos son los dispositivos que protegen contra sobretensiones de origen interno y externo. La función de este elemento es limitar la tensión que puede aparecer en los bornes del sistema a proteger enviando a tierra las sobretensiones.

Las causas de las sobretensiones se describen en el capítulo 13.

En redes de distribución se utilizarán pararrayos autovalvulares que pueden ser de carburo de silicio y / o óxido de zinc.

Para la protección adecuada de ellos se requiere:

- Instalarlo lo más cerca posible al equipo o red a proteger.
- Mantener resistencias de puesta a tierra dentro de valores apropiados.
- Pararrayos con características de voltaje y corriente de descarga apropiados.

Los diferentes tipos, la construcción y el proceso de selección de los pararrayos para sistemas de distribución se describen detalladamente en el capítulo 13.

En la tabla 11.4 se muestran las características de los pararrayos autovalvulares de carburo de silicio, muy empleados en la mayoría de los sistemas existentes. Hoy se están instalando de ZnO.

TABLA 11.4. Características del parrayos autoválvula

<b>Tensión nominal</b>	kV	3	6	8	10	12	12	15	20	30
<b>Tensión de extinción (1)</b> (Tensión máxima con la frecuencia de servicio admisible permanentemente en el descargador)	kV	3.6	7.2	9.6	12	14.4	14.4	18	24	38
<b>Tensión alterna de reacción (2)</b>	kV <sub>ef</sub>	6.9 a 7.5	13.8 a 15	18.4 a 20	23 a 25	27.6 a 30	27.6 a 30	34.5 a 37.5	48 a 50	50 a 52
<b>Tensión de choque de reacción máximo admisible (3)</b>	kV <sub>max</sub>	13	27	35	40	48	48	60	80	85
<b>Tensión de choque de reacción del frente de la onda (0.5 μ s) valor cresta (4)</b>	kV <sub>max</sub>	15	31	40	50	60	60	74	95	100
<b>Intensidad nominal de choque de descarga 8/20 μ s</b>	kA	5	5	5	5	5	5	5	5	10
<b>Intensidad máxima de choque 5/10 μ s</b>	kA	65	65	65	65	65	65	65	65	100
<b>Intensidad de choque de descarga de onda larga</b> con una duración de la onda de 1000 μ s	A	100	100	100	100	100	100	100	100	150
<b>Valores máximos de la tensión residual (5)</b> con una intensidad de choque de descarga.										
8/20 5 kA	kV <sub>max</sub>	11.4	24	32	40	47	47	61	85	92
8/20 10 kA	kV <sub>max</sub>	12.6	25.2	33.6	42	50	50	63	88	100
<b>Resistencia a la corriente de cortocircuito 0.4 s (6)</b> (en caso de montaje con abrazadera de fijación)	kV <sub>ef</sub>	6	6	6	6	6	6	3	3	3
<b>Campo de efectividad del dispositivo de seguridad contra sobrepresión</b> hasta	kA	20	20	20	20	20	20	10	10	10
<b>Nivel de aislamiento del cuerpo de porcelanas.</b>										
Tensión de choque soportable 1/50	kV	85	85	115	115	115	85	170	170	200
Tensión de alterna soportable a 50 Hz.										
ambiente seco	kV <sub>ef</sub>	50	50	65	65	65	50	100	100	100
bajo lluvia	kV <sub>ef</sub>	24	24	29	29	29	24	51	51	51
<b>Calibre de conexión</b>										
Fijación por abrazadera										cable de cobre min. 16 mm <sup>2</sup> (AWG 4)
										cable de aluminio min. 25 mm <sup>2</sup> (AWG 2)
Fijación por pinza de suspensión										cable de 50 a 120 mm <sup>2</sup> (AWG a MCM 250)

\* Con porcelana corta de 30 mm

1. **Tensión de extinción** (es la tensión máxima a la frecuencia de servicio en el descargador a la cual puede interrumpir este una intensidad de corriente igual a la que fluye por él a la frecuencia nominal. Cuando, después de iniciarse la descarga, baja la tensión hasta el valor correspondiente a la tensión nominal).
2. **Tensión alterna de reacción** de un descargador es la tensión de cresta dividida por  $\sqrt{2}$  a la cual al elevarse una tensión alterna de frecuencia nominal se inicia la descarga.
3. **100 % Tensión de choque de reacción** de un descargador es el valor de cresta de la tensión de choque mínima, la cual origina siempre (con cualquier tipo de frecuencia onda de tensión) una descarga.
4. **Tensión de choque de reacción** del frente de onda de  $0.5 \mu s$  es el valor de cresta de una tensión de choque con la cual el tiempo que transcurre entre el comienzo nominal de la tensión de choque y el instante en que inicia la descarga es de  $0.5 \mu s$ .
5. **Tensión residual** es el valor máximo de la tensión en el descargador durante el paso de corriente.
6. Las corrientes de cortocircuito que circulan después de una sobrecarga del descargador pueden llegar a alcanzar los valores indicados en la tabla sin destruir la envolvente de porcelana. En caso de corrientes de cortocircuito más elevadas se deberá contar con rotura de porcelana.

Es necesario definir la corriente de descarga del pararrayos mediante:

$$I_d = \frac{2BIL - V_r}{Z_o} \text{ kA} \quad \text{con } Z_o = \sqrt{L/C} \quad \Omega \quad (11.1)$$

donde:

$Z_o$  = Impedancia característica en  $\Omega$ .

$V_r$  = Tensión residual del pararrayos.

$L$  = Inductancia del sistema en mH.

$C$  = Capacitancia del sistema en  $\mu F$ .

La eficiencia de protección de los pararrayos disminuye cuando la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger se aumenta. La distancia permitida depende de la tensión residual del pararrayos, de la capacidad del aislamiento objeto de la protección y de la pendiente de la onda.

Para poder asegurar una protección adecuada a los equipos, éstos deben estar localizados dentro de una distancia determinada del pararrayos dada por:

$$L = \frac{BIL - N_p}{2 \text{ de/dt}} \cdot V \quad (11.2)$$

en donde:

$L$  = Distancia máxima de protección m.

$BIL$  = Tensión soportada con impulso tipo rayo kV cresta

$V$  = Velocidad de propagación m /  $\mu$  seg. (300 m /  $\mu$  seg)

$N_p$  = Nivel de protección del pararrayos.

$\text{de/dt}$  = Pendiente del frente de onda (1000 kV /  $\mu$  seg).

Considerando lo anterior se deben observar las siguientes recomendaciones

- Los pararrayos deben montarse lo más cerca posible de los aparatos a proteger (de 15 a 20 m).
- Con descargas directas y líneas de transmisión en postes de madera con aisladores no puestos a tierra, la pendiente extrema de la sobretensión puede reducir considerablemente la eficacia de protección del pararrayos. Para evitar tales impactos directos es recomendable hacer una conexión a tierra para las líneas de transmisión y los aisladores.
- Para lograr una protección más efectiva de los equipos todos los conductores de la línea deben tener pararrayos y los conductores de puesta a tierra deben ser lo más cortos posible.
- El conductor que une el pararrayos con tierra debe ser instalado de tal manera que no obstaculice el funcionamiento del seguro de sobrepresión.
- Los pararrayos deben instalarse fuera de las instalaciones eléctricas.
- La bajante a tierra se hará en cable de Cobre Nº 4 AWG: En postes de madera se asegurará este cable con grapas de acero clavadas cada 20 cm. En postes de concreto irá por un tubo conduit amarrado al poste mediante zunchos.
- Para la conexión de los pararrayos a la línea se usarán conductores de cobre Nº 4 o de aluminio Nº 2.

Los pararrayos no necesitan de un mantenimiento especial, debe ser reemplazado cuando haya sido abierto el dispositivo de seguridad por sobrecarga. Se debe inspeccionar después de fuertes tormentas eléctricas.

#### **11.7.2 Cortacircuitos.**

El cortacircuito, o caja primaria de fabricación normalizada, ofrece gran flexibilidad de empleo en sistemas de distribución suministrando completa protección contra sobrecargas a un costo mínimo.

Específicamente, el cortacircuitos está hecho para aislar del sistema a un transformador o a un ramal de red primaria obedeciendo a una falla o voluntariamente. Es de fácil operación y sólo se debe observar que no haya obstáculos para su operación.

Dado el uso de materiales anticorrosivos en su fabricación, su trabajo es altamente efectivo en cualquier ambiente resistiendo temperaturas hasta de 55 °C.

En consecuencia el mantenimiento es mínimo y la vida útil bastante grande.

A sus terminales se les puede conectar cables de hilos trenzados desde el Nº 6 hasta el 2 / 0 AWG de Cobre o de Aluminio o de ACSR.

Los cortacircuitos operan satisfactoriamente según normas NEMA, con cualquier tipo de hilos fusible hasta de 100 A.

Al instalar el cortacircuito en la cruceta, el conductor que va a la carga se debe conectar en la parte inferior, dejando el contacto superior para la línea viva y si se quiere también para el pararrayos.

El cortacircuitos, al estar equipado con contactos de alta presión enchapados en plata permite alta conductividad. Estos contactos están contenidos dentro de una horquilla de acero inoxidable con alta capacidad de sujeción que permite una unión fuerte entre la parte fija y el tubo portafusible. La sujeción a la cruceta se hace mediante un sistema de montaje recomendado por las normas EEI-NENA que permiten al aislador de porcelana estar asido por su parte media.

---

El portafusible está compuesto por un tubo de fibra de vidrio que se sujeta en la parte inferior al aislador por medio de una abrazadera y un mecanismo que permite el libre movimiento cuando ocurre una falla: en la parte superior se encuentra un contacto con un casquete o una tapa, colocado en su extremo sólidamente enroscado. El uso del casquete o de la tapa depende de la magnitud de la corriente por interrumpir.

La tabla 11.5 muestra las características del cortacircuitos empleado en los sistemas de distribución.

El cortacircuitos puede ser accionado por efecto de una falla en el al cual está protegiendo o por medios manuales mediante una pértiga. Cuando la desconexión sea manual es condición indispensable que la carga alimentada esté fuera de servicio aunque la red esté energizada, ya que la caja primaria no está diseñada para interrumpir circuitos bajo carga.

En el momento de ocurrir una falla, el hilo fusible se recalienta a causa de la corriente excesiva que por él circula, fundiéndose cuando la intensidad sea lo suficientemente elevada.

De acuerdo con la intensidad de la corriente se generan gases dentro del tubo de fibra de vidrio debido a un revestimiento interior del tubo, los cuales enfrían el arco y desionizan el interior del tubo interrumpiéndose la corriente rápidamente. Al quemarse el hilo fusible, la parte móvil de la caja primaria se desconecta abruptamente en su parte superior quedando colgada de su parte inferior. Con esto cesa todo contacto entre terminales permitiendo además observar directamente que el cortacircuitos fue accionado.

Cuando se usa casquete renovable, si la falla es muy pronunciada, la expulsión de gases generados se efectúa por los 2 extremos del portafusible compensándose de este modo los momentos de giro producidos que impiden una rotación del cortacircuito sobre la cruceta, evitando al mismo tiempo una fuerte acción sobre el poste. Estas características de funcionamiento hacen que los cortacircuitos con casquete renovable tengan una mayor capacidad de ruptura.

La presión de los gases es afectada entre otros por los siguientes factores:

- a) La magnitud de la corriente de falla.
- b) El factor de potencia de la corriente de falla.
- c) La posición de la onda de voltaje en el momento en que la falla se inicie.
- d) Las condiciones de reposición del voltaje del sistema.
- e) El tamaño del hilo fusible.

Para poner nuevamente en funcionamiento el cortacircuito, se deben cumplir los siguientes pasos:

- a) Quitar el portafusible metiendo un pértiga en el ojo inferior, levantándolo luego del porta contacto inferior.
- b) Cambiar el hilo fusible y el casquete superior si fuese necesario. Al cambiarle se debe tensionar y amarrar fuertemente al tornillo mariposa que se encuentra en el mecanismo inferior del portafusible.
- c) Colgar el portafusible en la pértiga por el ojo inferior y luego instalarlo en el porta contacto inferior, presionar con la pértiga por el ojo superior para un encajamiento en el porta contacto correspondiente.

**TABLA 11.5.** Datos técnicos del cortacircuitos para 15 kV y 38 kV - 100 A.

Tipo	13.8 - 100	15 - 100	38 - 100
Tensión nominal kV	13.8	15	38
Tensión máxima de diseño kV	15	15	38
Corriente nominal continua A	100	100	100
Capacidad de interrupción (con casquete sólido A asimétrico RMS)	5000	4000	2000
Prueba de impulso (1,2 / 50 $\mu$ seg.) BIL	95 kVp	110 kVp	150 kVp
Prueba de baja frecuencia 60 Hz - RMS			
En seco (1 minuto) kV	50	60	70
Húmedo (10 segundos) kV	35	42	60
Longitud de aislamiento cm	23.5	28.57	51.43
Peso neto Kg.	9	9.75	19

### 11.7.3 Hilos fusible.

Uno de los problemas a los que se ve enfrentado el personal de operaciones de cualquier empresa electrificadora es la selección del fusible adecuado para la protección de transformadores de distribución considerando que el fusible debe brindar protección contra corrientes de cortocircuito, de sobrecarga y de corrientes transitorias (conexión y arranque) se presentarán las reglas básicas y prácticas con el fin de garantizar una correcta selección de los mismos, para niveles de tensión menores o iguales a 34,5 kV.

El fusible es un elemento térmicamente débil cuya función principal es la de aislar un equipo cuando una corriente de falla o sobrecarga pasa a través de él.

En el capítulo 12 se discute ampliamente todo lo relativo a los fusibles.

### 11.7.4 Seccionador tripolar para operación sin carga.

El seccionador para operación sin carga es apropiado para:

1. Interrumpir y cerrar circuitos de corriente cuando se quiere desconectar o conectar circuitos de corrientes pequeñas y despreciables; por ejemplo, aquellas que se originan por efectos capacitivos en pasamuros, barras colectoras, cables muy cortos y en los transformadores de tensión, o cuando no existe una diferencia de tensión digna de mención en circuitos a interrumpir o conectarse; por ejemplo, en una conmutación sobre barras colectoras conectadas en paralelo pero con capacidad diferente.
2. Distancias de protección en estado abierto; estas son espacios con un cierto potencial de aislamiento dentro de las fases abiertas de un interruptor y sirven para la protección del personal y de la instalación y por lo tanto, deben cumplir condiciones especiales.

Las distancias de interrupción deben ser apreciables cuando el interruptor está desconectado.

El seccionador para operación sin carga está previsto para accionamiento manual por medio de pértiga, u otro accionamiento mecánico. Los seccionadores son aptos para instalación interior. Sin embargo, para su ejecución y el uso de aisladores acanalados de resina colada, ellos pueden ser usados también en lugares con alta humedad en el ambiente. En la figura 11.28 se muestran las características constructivas del seccionador tripolar para operación sin carga tipo T 20 - 400 (tensión nominal de 20 kV, intensidad nominal de 400 A para instalación en interiores de la Siemens). Y en la tabla 11.6 se consignan las características técnicas del mismo seccionador.

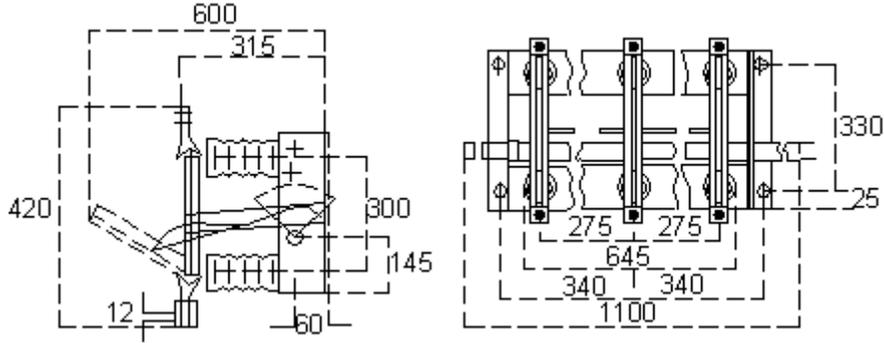


FIGURA 11.28. Seccionador tripolar para operación sin carga.

TABLA 11.6. Características técnicas del seccionador tripolar.

<b>Tensión nominal</b>		20 kV C.A.
Serie		20 N
<b>Tensión de aislamiento</b>		24 kV
Intensidad nominal		400 A
<b>Resistencia a los cortocircuitos</b> en estado de conexión:	Intensidad nominal de choque (valor cresta)	35 kA
	Intensidad nominal instantánea:	
	Durante 1 s (valor efectivo)	14 kA
	Tiempo de carga 2 s (valor efectivo)	10 kA
	Tiempo de carga 3 s (valor efectivo)	8 kA
	Tiempo de carga 4 s (valor efectivo)	7 kA
<b>Tensión de choque soportable</b> (valor cresta) 1.2/50	Respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	125 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	110 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	100 kV
	Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta :	
	1000 m sobre el nivel del mar	154 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	130 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	110 kV
<b>Tensión alterna soportable</b> (valor efectivo) 50 Hz	Respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	65 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	58 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	52 kV
	Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	75 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	67 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	60 kV
<b>Par nominal de accionamiento</b>		6 kgfm

### 11.7.5 Seccionador tripolar bajo carga.

Es utilizado para maniobrar circuitos de alta tensión hasta 20 kV Y 400 A CA, para instalación en interiores para maniobra y protección de transformadores de distribución.

#### 11.7.5.1 Aplicación.

Se emplea para conexión y desconexión de transformadores en vacío y a plena carga, líneas aéreas o cables; así como para conectar condensadores, grupos de condensadores o líneas dispuestas en anillos.

El seccionador se puede utilizar con fusibles de alta capacidad de interrupción con los que se asume la protección contra cortocircuito, suprimiendo de esta forma la necesidad de un interruptor de potencia en el sistema. En caso de fundirse un fusible, el seccionador desconecta las 3 fases automáticamente evitando que los equipos conectados trabajen en 2 fases.

Este seccionador se emplea en instalaciones interiores y deben maniobrar corrientes hasta 400 A.

Al incorporar fusibles HH se limita la intensidad de corte protegiendo selectivamente los consumidores.

Estando desconectado, el seccionador debe constituir una interrupción en el circuito fácilmente apreciable.

#### 11.7.5.2 Construcción.

Para cada fase existen 2 brazos de giro hechos de resina sintética prensada, los cuales mueven el contacto tubular durante el cierre y la apertura del seccionador. Estos brazos de giro están acoplados al interruptor de corte quien es el encargado de accionar simultáneamente los 3 contactos del seccionador.

Los aisladores, de los cuales hay 2 por cada fase, son hechos también de resina sintética prensada y tienen una posición oblicua respecto a la horizontal consiguiendo con esto mayor longitud de aislamiento en el menor espacio posible. En el extremo de cada aislador superior existe una pequeña cámara de gases dispuesta en forma de anillo que ayuda a apagar el arco creado en la conexión. Véase figura 11.29

La parte móvil del seccionador consta de un contacto tubular encargado de conducir la corriente de un aislador a otro. Dentro de este contacto tubular existe un contacto auxiliar móvil en forma de varilla que se encarga de conducir la corriente mientras se hace la ruptura total del circuito por parte del contacto tubular. En la parte inferior del seccionador y por fase existe una cámara de extinción que al mismo tiempo sirve para guardar el contacto tubular cuando el seccionador está desconectado.

Este seccionador se puede equipar con 3 bases portafusibles, por lo cual, la capacidad interruptiva del seccionador es igual a la de los fusibles empleados. En la tabla 11.7 se muestran las características del seccionador bajo carga de la Siemens.

#### 11.7.5.3 Accionamiento y disparo.

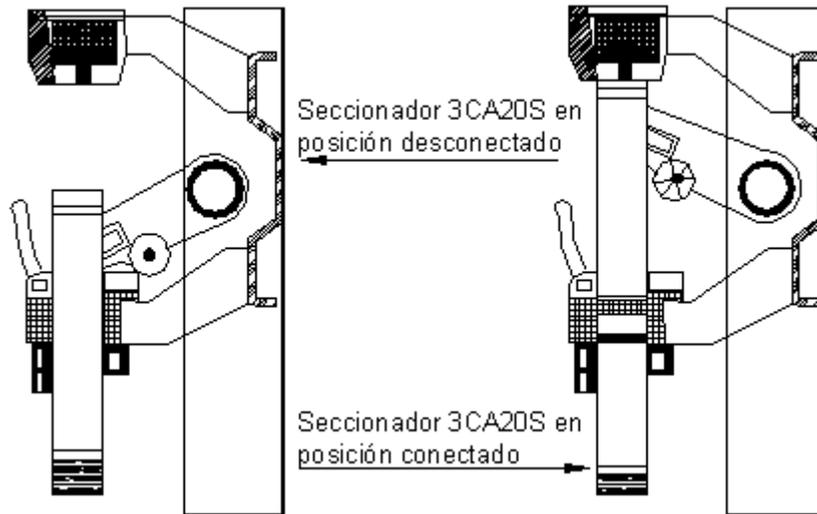
El seccionador tiene adosado un mecanismo para operación manual por medio de la palanca, motor o dispositivo de accionamiento. Adicionalmente se puede operar la desconexión por acción de los fusibles o por adición de un disparador por corriente de trabajo.

**TABLA 11.7.** Características del seccionador bajo carga (accionamiento vertical).

<b>Tensión nominal</b>		20 kV.C.A.
Serie		20 s.
<b>Tensión de aislamiento</b>		24 kV
<b>Intensidad nominal con fusibles</b>	<b>3GA1412</b> (10 A)	10 A
	<b>3GA1413</b> (16 A)	16 A
	<b>3GA1414</b> (25 A)	25 A
	<b>3GA1415</b> (40 A)	40 A
	<b>3GA2416</b> (63 A)	63 A
	<b>3GA2417</b> (100 A)	100 A
<b>Intensidad nominal de conexión</b>		400 A
Intensidad nominal de desconexión	$\cos \varphi = 0.7$	400 A
Intensidad de desconexión de servicio	$\cos \varphi = 0.7$	35 A
Intensidad de desconexión de inductancias	$\cos \varphi = 0.15$	5 A
Intensidad de desconexión de capacitores	$\cos \varphi = 0.15$	20 A
<b>Capacidad térmica</b>		555 MVA
<b>Resistencia contra cortocircuitos</b> (interruptor conectado)		
Intensidad nominal de choque (valor cresta)		40 kA
Intensidad nominal instantánea:	durante 1s (valor efectivo)	16 kA
	Tiempo de carga 2 s (valor efectivo)	12 kA
	Tiempo de carga 3 s (valor efectivo)	10 kA
	Tiempo de carga 4 s (valor efectivo)	8 kA
<b>Tensión de choque soportable</b> (valor cresta) 1.2/50	respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	110 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	102 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	95 kV
	Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	127 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	113 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	98 kV
<b>Tensión alterna soportable</b> (valor efectivo) 50 Hz	respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	55 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	49 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	43 kV
	Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	59 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	53 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	47 kV
<b>Par nominal de accionamiento</b>		9 kgfm
<b>Angulo de accioanamiento máximo</b>		105 °

Este seccionador puede equiparse adicionalmente con cuchillas de puesta a tierra y contactos auxiliares.

El seccionador posee un mecanismo de acumulación para la desconexión consistente en un resorte que se arma cuando se conecta y bloquea el dispositivo de desconexión. Dicho bloqueo se puede accionar o por acción del dispositivo manual o por acción de uno de los percutores adosados en los fusibles, provocando la desconexión instantánea tripolar del seccionador por el disparo del resorte.



**FIGURA 11.29.** Posiciones del seccionador bajo carga de la Siemens (accionamiento vertical).

#### 11.7.5.4 Funcionamiento.

Cuando el seccionador está en funcionamiento y es operado ya sea manualmente o por acción del percutor de un fusible, el contacto tubular comienza a descender a causa del disparo del resorte (ver figura 11.29), haciendo simultáneamente conexión interna con la parte inferior del contacto auxiliar que conduce ahora la corriente de carga, ya que este contacto auxiliar permanece conectado al retenedor del contacto del aislador superior.

Al continuar descendiendo el contacto tubular llega un momento en que se interrumpe toda conexión entre éste y el aislador inferior (su contacto). En este momento se crea un arco entre la parte inferior del contacto tubular y el contacto del aislador inferior generándose un gas en la cámara de extinción instalada en la parte inferior del seccionador. El gas sale fuertemente de la cámara de extinción apagando el arco rápidamente.

Mientras el contacto tubular desciende, un resorte especial colocado entre la parte superior interna del porta contacto tubular y la parte inferior externa del contacto auxiliar, se va comprimiendo ya que el contacto auxiliar está acoplado al retenedor del contacto del aislador superior y por lo tanto no tiene movimiento en este instante.

Cuando un mango adosado en la parte inferior del contacto auxiliar pega contra una cápsula colocada en la parte superior del portacontacto, el contacto auxiliar se desconecta del retenedor y es forzado hacia abajo por el disparo del resorte especial, quedando totalmente introducido dentro del porta contacto tubular cortándose de este modo toda posible conexión entre los aisladores.

Para la conexión del seccionador se acciona el contacto tubular simultáneamente con el contacto auxiliar. En el momento de conexión y mientras el contacto auxiliar se introduce en el retenedor del contacto del aislador superior, una cápsula metálica externa aislada colocada en la parte superior del portacontacto tubular protege contra arcos prematuros al contacto tubular, conductor de la corriente.

#### 11.7.5.5 Condiciones de funcionamiento.

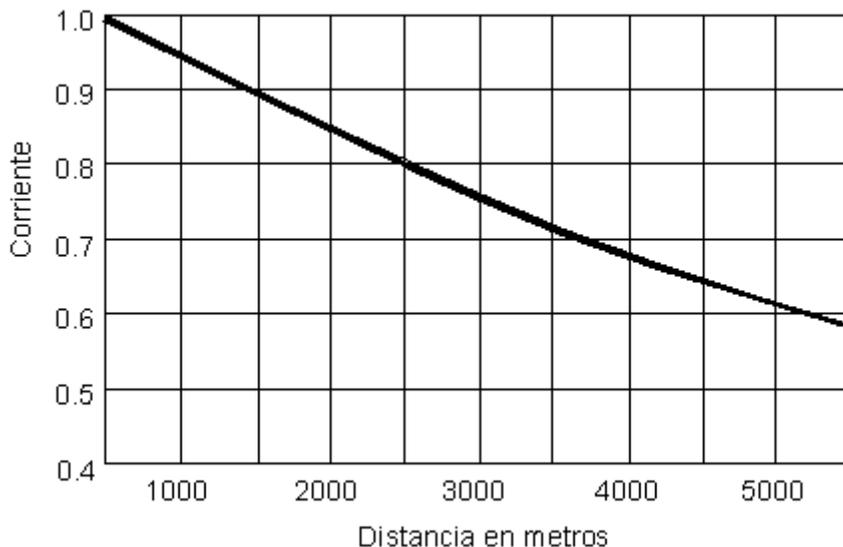
El seccionador bajo carga puede trabajar con valores de temperatura que oscilen entre + 40 °C y - 25 °C admitiéndose un valor promedio de temperatura de 35 °C como máximo cuando se trabaje durante las 24 horas del día. Estos seccionadores también pueden ser usados cuando se presentan condensaciones casuales.

Las pruebas de voltaje realizadas a fin de determinar el nivel de aislamiento, se han elaborado para alturas inferiores a los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Para instalaciones con una altura mayor a los 1000 metros, la capacidad de aislamiento puede ser corregida mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad de aislamiento} = \frac{\text{Capacidad de aislamiento hasta 1000 m}}{1.1^a} \quad (11.3)$$

En la figura 11.30 se muestran los valores de a.



**FIGURA 11.30.** Factores de corrección para una prueba de voltaje con frecuencia industrial en función de la altura de montaje sobre el nivel del mar.

### 11.7.5.6 Mantenimiento.

Con un mantenimiento razonable del interruptor, en especial de la parte del accionamiento se permite un servicio continuo. Además, el envejecimiento, el polvo y la humedad son reducidos mediante una adecuada lubricación con aceite o grasa.

El mantenimiento se hace necesario en los siguientes casos

- Si la frecuencia de operación es superior a la mostrada en la figura 11.31, para una corriente de interrupción específica.
- Después de 3000 operaciones mecánicas de interrupción.
- Después de 5 años, si ninguno de los casos anteriores se ha tenido en cuenta.

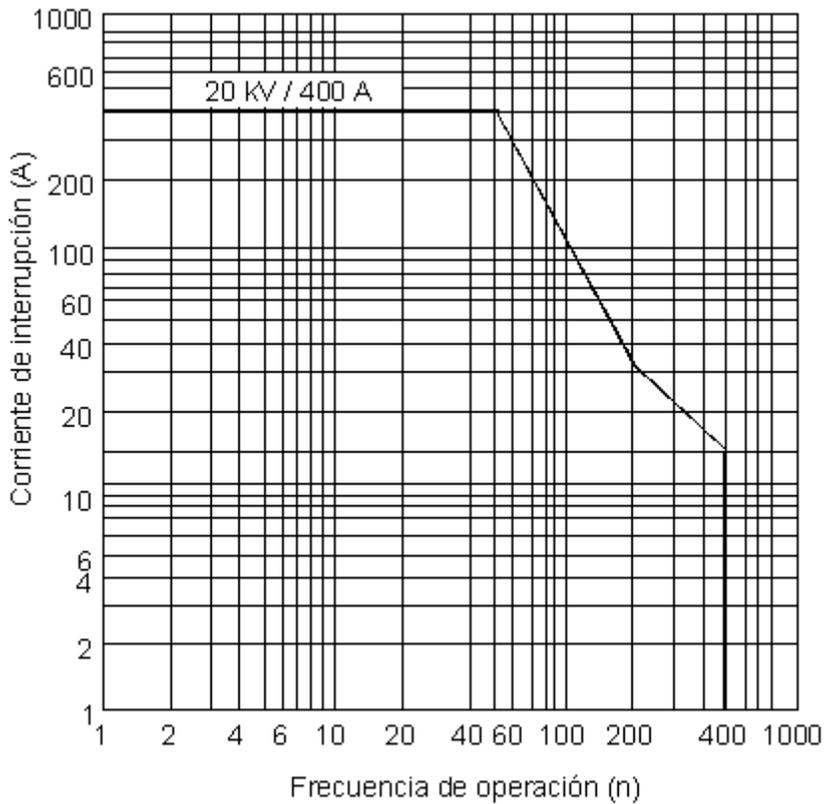


FIGURA 11.31. Frecuencia de operación  $n$  del seccionador dependiendo de la corriente de interrupción  $I_L$

Otro tipo de seccionador bajo carga muy utilizado se muestra en la figura 11.32.

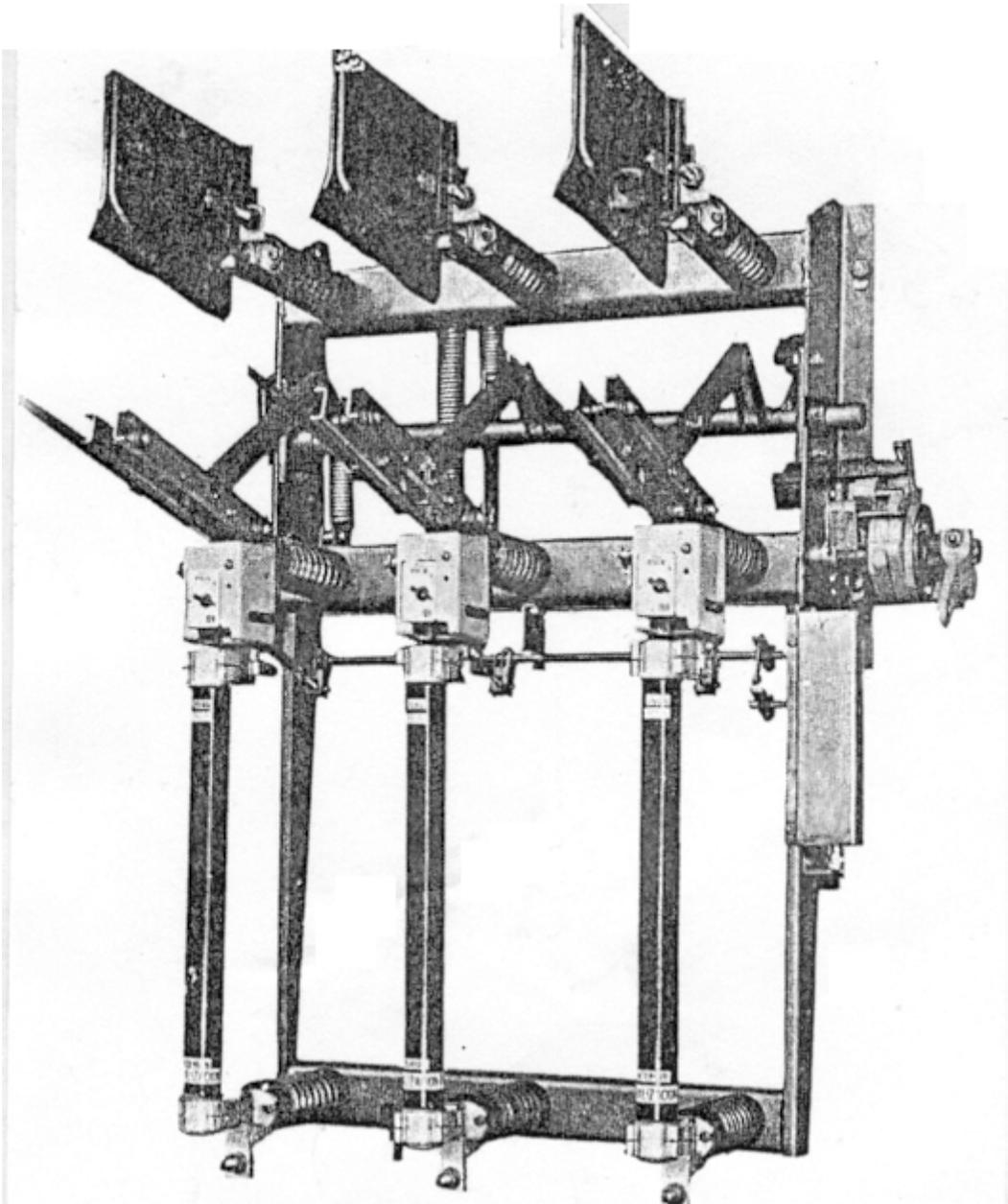


FIGURA 11.32. Seccionador bajo carga tipo cuchilla giratoria.

## 11.8 FUSIBLES DE ALTA TENSIÓN HH

### 11.8.1 Aplicación.

Los fusibles de alta tensión HH, limitan la corriente protegiendo con ello los aparatos y las partes de la instalación (transformadores, condensadores, derivaciones de cables) contra los efectos dinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito. Puesto que los tiempos de fusión son muy cortos, se limitan las corrientes de cortocircuito de gran intensidad y debido a la configuración de los hilos fusibles, se evitan puentes de tensión de maniobra peligrosas. La corriente de ruptura más pequeña es de 2,5 a 3 veces el valor de la intensidad nominal del fusible.

### 11.8.2 Construcción.

Los fusibles HH se componen de varias cintas fusibles, con pasos estrechos, conectadas en paralelo y completamente cubiertas por medio extinguidor de grano fino (arena de cuarzo). El tubo exterior es de porcelana con superficie esmaltada. Los contactos son aplicados magnéticamente. Entre contacto y tubo se encuentra un anillo de empaque. Los conductores fusibles principales están bobinados sobre un tubo interior de cerámica de corte transversal en forma de estrella.

Al operar los fusibles, aparece en uno de sus extremos un percutor, con el cual puede accionarse un emisor del estado de maniobra o el disparo de un seccionador bajo carga. La fuerza de disparo del percutor es de unos 5 kgf y de 2 kgf aproximadamente después de un recorrido de 20 mm. (véase figura 11.33).

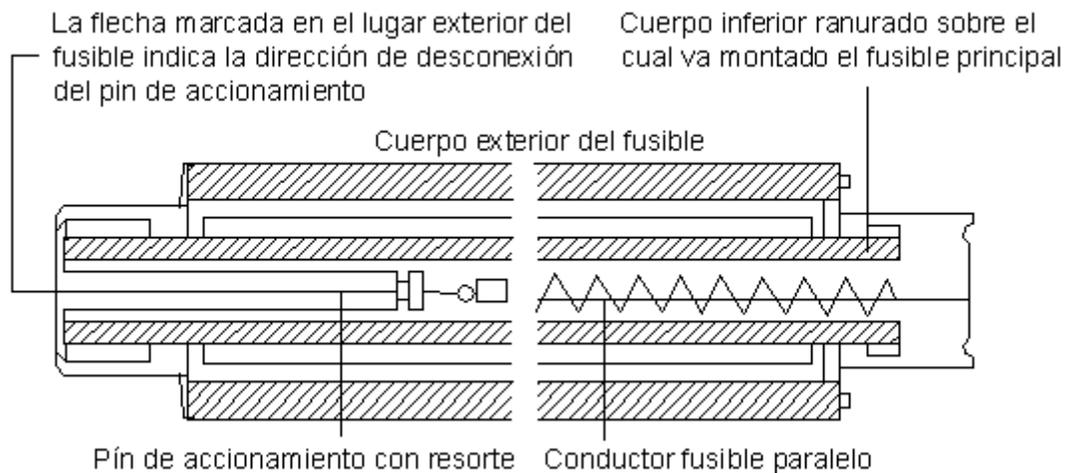


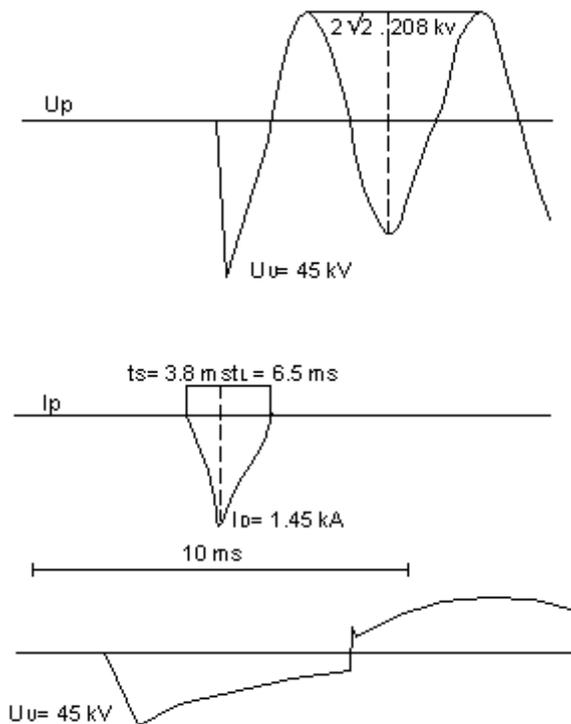
FIGURA 11.33. Constitución de un fusible HH.

Para montar y desmontar el fusible HH se emplea una tenaza aislante que tiene un solo brazo de poliéster reforzado con fibra de vidrio. Van montados sobre bases portafusibles unipolares a la cual van fijados dos aisladores de apoyo de resina colada.

### 11.8.3 Funcionamiento.

En caso de cortocircuito, los conductores fusible principales se fusionan vaporizándose en los pasos estrechos cuando se aumentarla corriente. Los arcos voltaicos que resultan sobre estos puntos son enfriados tan fuertemente por el medio extinguidor, que su tensión de combustión con la longitud dada del arco voltaico está sobre la tensión de servicio. De esta manera se fuerza una reducción rápida de la corriente y ésta es extinguida en la primera media onda.

En caso de sobrecarga se logra que la corriente de desconexión mínima, que no exceda 2,5 veces la corriente nominal, por medio de la relación óptima entre los cortes transversales de los pasos estrechos y de las cintas, así como por la distribución sobre varios conductores fusible parciales. Por la construcción especial de los conductores fusible parciales se evitan extremos peligrosos en la tensión de conexión. Su promedio es de  $1,5 \times 1 \cdot \sqrt{2}$ , donde 1 es la tensión nominal superior. (Véase figura 11.34).



$U_p =$	Tensión de prueba	$= 20.8 \text{ kV}$
$U_u =$	Tensión de desconexión	$= 45.0 \text{ kV}$
$I_p =$	Corriente de prueba	$= 13.2 \text{ kA}$
$I_D =$	Corriente de paso	$= 1.45 \text{ kA}$
$t_s =$	Tiempo de fusión	
$t_L =$	Tiempo de extinción	

FIGURA 11.34. Oscilograma de desconexión de un fusible de 3 GA.

### 11.8.4 Capacidad de ruptura.

La carga sobre el fusible en la desconexión es más fuerte con una corriente de cortocircuito determinada. Después decrece esta carga, aún con corriente de cortocircuito más elevada. Los fusibles han sido probados también en esta área crítica de corriente y por lo tanto, cumplen con las exigencias sobre la capacidad de ruptura en instalaciones de alta tensión.

### 11.8.5 Limitaciones de corriente.

Los fusibles HH son apropiados para la protección contra cortocircuitos de los elementos constitutivos de las redes eléctricas. Corrientes altas de cortocircuito no llegan hasta su punto máximo cuando fusibles HH con capacidades nominales de corriente correspondientes son usados. Aún corrientes de cortocircuito 13 a 16 veces la corriente nominal de los fusibles son limitadas por el tiempo muy corto de fusión ( $t_s < 5$  mseg) y por lo tanto se evitan serias consecuencias sobre los aparatos.

El diagrama de la figura 11.35 (corriente de paso máximas posibles  $I_D$  en función de la corriente alterna inicial de cortocircuito y de la intensidad nominal del fusible  $I_n$ ) muestra el efecto limitador de los fusibles en caso de corrientes de cortocircuito elevadas.

Cuando se conectan en paralelo 2 fusibles, el valor  $I_D$  determinado para un fusible debe ser multiplicado por 1,6.

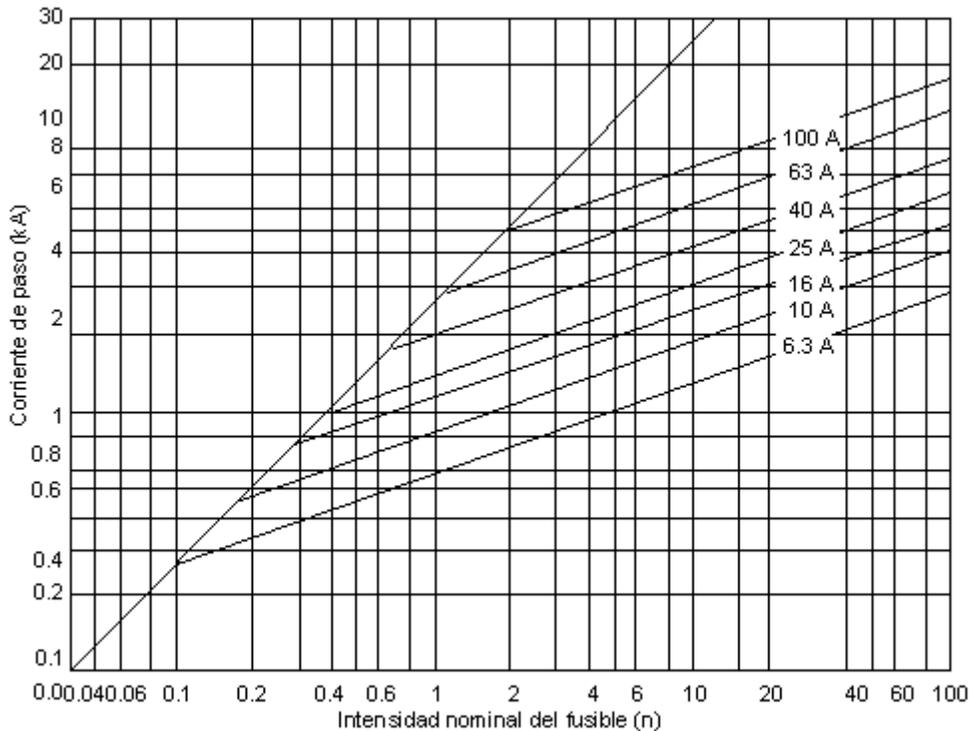


FIGURA 11.35.  $I_{sc}$  (Valor eficaz kA) líneas características de limitación.

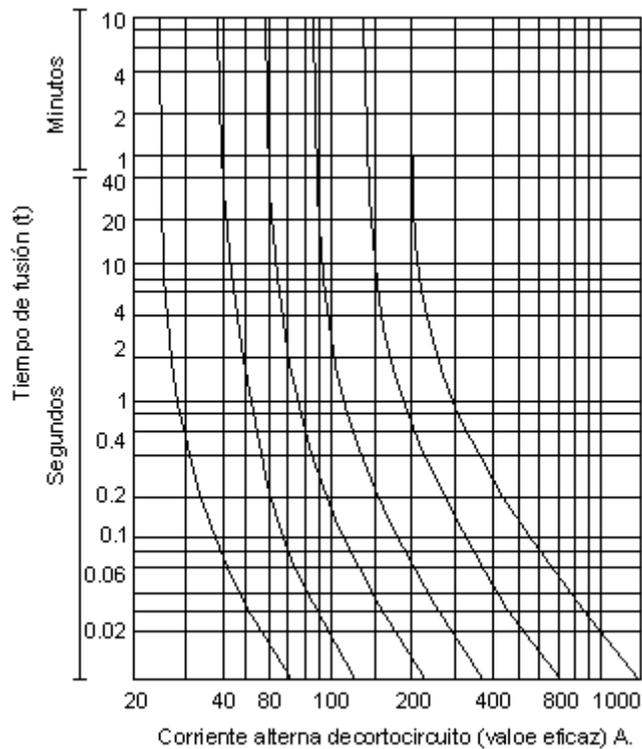


FIGURA 11.36. Curvas características medias del tiempo de fusión.

### 11.8.6 Curvas características del tiempo de fusión.

Estas curvas demuestran la dependencia del tiempo de fusión de la corriente de cortocircuito  $I_K$ . Ellas son iguales para fusibles HH en todas las tensiones nominales con igual corriente nominal. Como condición se tomó que la corriente alterna de cortocircuito se desarrolla simétricamente con la línea cero.

Las curvas características deben mantenerse después de una sobreintensidad en los fusibles por tiempo prolongado y son válidas con una tolerancia de  $\pm 20\%$  del valor de la corriente. Las curvas de tiempo de fusión son necesarias para, estudios de selectividad en caso de transformadores protegidos con interruptores automáticos de baja tensión o con fusibles HH así como para seleccionar los fusibles para motores o contactores de alta tensión. Las intensidades nominales de los fusibles deben elegirse de tal forma que éstos no se fundan con la intensidad de choque de conexión. (Véase figura 11.36).

### 11.8.7 Protección de transformadores.

En la tabla 11.8 se hace relación a los fusibles HH, los cuales trabajan selectivamente con los aparatos de maniobra sobre el lado de baja tensión (fusibles NH o interruptores automáticos con disparadores). Quiere decir que los tiempos de reacción de los fusibles NH en caso de cortocircuito en el lado de baja tensión de los transformadores, están muy por encima de los tiempos de reacción de los fusibles NH o disparadores de los

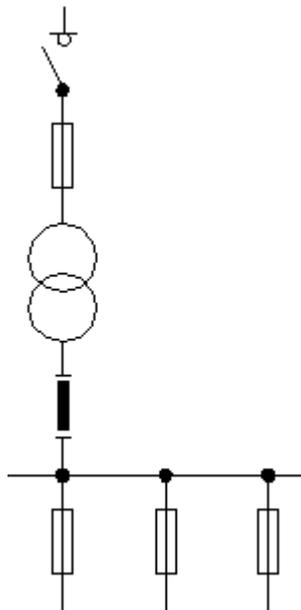
interruptores. En los fusibles indicados en la columna "sin selectividad" se tomó como base el valor  $I^2t$  de la corriente de conexión del transformador, el cual está por debajo del fusible correspondiente, de manera que aquel no puede reaccionar por la corriente de conexión del transformador.

En transformadores con potencias nominales hasta 1000 kVA, la corriente de cortocircuito  $U_k$  es 4 % y 6 % para transformadores con potencias nominales de 1250 y 1600 kVA.

**TABLA 11.8.** Selectividad del circuito primario y secundario de transformadores de alta tensión 13.2 kV.

Transformador (Bajo tensión)			Intensidad nominal de los fusibles HH con selectividad referida al circuito secundario				Intensidad nominal de fusibles HH sin selectividad	
Potencia nominal	Intensidad de la corriente primaria $I_1$	Intensidad de la corriente secundaria $I_2$	Fusibles HH		Interruptor automático		$I^2t$	
			Circuito Primario fusibles HH	Circuito Secundario fusibles NH	Circuito Primario fusibles HH	Circuito secundario Interruptor automático		
PN kVa	A	A	A	A	A	Tipo	A	A
							Valor de reacción del disparador de sobretensión	
30	1.1	40	10	80	10	3VB1	1200	10
50	1.9	68.5	10	80	16		1200	10
75	2.9	103	16	125	16		1450	10
100	3.9	137	16	160	25		1900	16
160	6.2	220	25	250	25	3WE31	2500	16
200	7.7	276	40	355	40		3500	25
250	9.6	340	40	355	40		3500	25
315	12.1	430	63	500	63		5500	25
400	15.4	550	63	630	63		5500	25
500	19.2	685	100	800	63	3WE32	8000	25
630	24.2	865	100	1000	100		8000	40
800	30.8	1100	--	--	--		--	40
1000	38.5	1370	--	--	--		--	63
1250	48.0	1850	--	--	--		--	63
1600	61.5	2200	--	--	--		4800	100

Ejemplo: para el esquema de la figura 11.37 con los datos que se anexan, el estudio de selectividad es como sigue:



15 kV

Seccionador bajo carga

Fusibles HH

$P_n = 1250 \text{ kVA}$

$I_1 = 25 \text{ A}$

$I_2 = 1950 \text{ A}$

Platinas separadoras

Fusibles NH

Selectividad para fusibles NH 400 A

Sin selectividad ( $I^2 t$ )

Fusible HH40A

Fusible HH63A

**FIGURA 11.37.** Estudio de selectividad con fusibles HH y NH.

Fusible NH, con fusibles NH400A en caso de selectividad se necesitan fusibles 36 A 40 A.

### 11.8.8 Protección de motores de alta tensión.

Como protección de motores de alta tensión contra cortocircuito se usan frecuentemente fusibles HH los cuales no deben reaccionar con la corriente de arranque (aproximadamente por un tiempo de 5 seg). con el tiempo y la corriente de arranque, se puede seleccionar de las curvas características de fusión, el fusible apropiado.

Ejemplo:

Intensidad nominal, motor de alta tensión	20 A
Intensidad de arranque (6 veces la intensidad nominal)	120 A
Tiempo de arranque	5 segundos
Intensidad nominal del fusible HH	63 A

### 11.8.9 Protección de condensadores.

Para protección de condensadores también se pueden utilizar fusibles HH cuando éstos se instalan en la red primaria.

### 11.8.10 Selección de fusibles.

Al seleccionar los fusibles se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Tensión máxima % que puede presentarse durante el servicio en el lugar de la instalación.
- Intensidad nominal del transformador o intensidad máxima de servicio en el lugar de la instalación.
- Valores máximos de la corriente de choque que pueden tener lugar durante el servicio (Ejemplo: Intensidad de choque de conexión).
- Requisitos que deben cumplirse respecto a la selectividad de los fusibles y la limitación de la intensidad de cortocircuito.

En la tabla 11.9 se muestran las características técnicas de los fusibles HH.

**TABLA 11.9.** Características de los fusible HH

<b>Tensión nominal <math>U_N</math></b>							
Tensión nominal inferior $U_{NU}$	kV	20	20	20	20	20	20
Tensión nominal superior $U_{NO}$	kV	24	24	24	24	24	29
<b>Intensidad nominal <math>I_N</math></b>	A	10	16	25	40	63	100
Intensidad nominal de ruptura $I_a(\cos \phi = 0.15)$	kV	40	40	40	40	40	31.5
<b>Potencia nominal de ruptura <math>P_{Na}</math></b>							
Con tensión nominal inferior U(calculado de $P_{Na} = U_{NU}I_a\sqrt{3}$ )	MVA	1400	1400	1400	1400	1400	1300
Con tensión nominal superior U(calculado de $P_{Na} = U_{NO}I_a\sqrt{3}$ )	MVA	1600	1600	1600	1600	1600	1100
<b>Intensidad de ruptura mínima <math>I_{min}</math></b>	A	25	40	75	120	183	350

## 11.9 MALLA DE PUESTA A TIERRA

### 11.9.1 Generalidades.

La red de conexión a tierra suministra la adecuada protección al personal y al equipo que dentro o fuera de la subestación pueden quedar expuestos a tensiones peligrosas cuando se presentan fallas a tierra en la instalación. Estas tensiones dependen básicamente de 2 factores: la corriente de falla a tierra que depende del sistema de potencia al cual se conecta la subestación; y la resistencia de puesta a tierra de la malla que depende de la resistividad del suelo, del calibre de los conductores de la malla, su separación, su profundidad de enterramiento y la resistividad superficial del piso de la subestación.

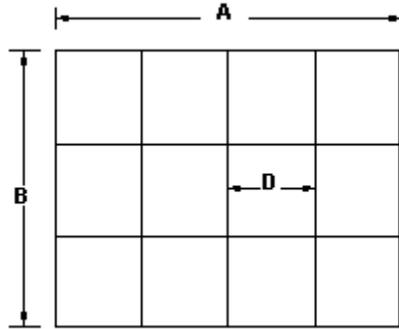
Las principales funciones son entonces: evitar sobrevoltajes, proporcionar vía de descarga de baja impedancia, servir de conductor de retorno, proporcionar seguridad a las personas, disminuir las tensiones peligrosas por debajo de los valores tolerables por el cuerpo humano.



### 11.9.3 Escogencia de la configuración de la malla.

Se inicia con la configuración más sencilla cambiando configuraciones hasta que las tensiones de paso y de contacto reales queden menores o iguales a las permitidas y por lo tanto, la resistencia de la malla sea menor o igual a la exigida.

La figura 11.38 muestra una configuración sencilla donde aparecen todos los parámetros empleados:



d = Diámetro conductor en metros.

n = número de conductores de longitud A.

A = Longitud de la malla en metros.

m = número de conductores de longitud B.

B = Ancho de la malla en metros.

$L_c = nA + mB =$  Longitud total del conductor de la malla. (11.5)

D = Espaciamiento entre conductores en metros.

h = Profundidad de la malla en metros.

FIGURA 11.38. Configuración típica de la malla.

### 11.9.4 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto máximas permitidas por el cuerpo humano (personas con peso corporal de 50 kg).

De acuerdo con la norma IEEE 80 se establecen las tensiones máximas de contacto  $E_t$  y de paso  $E_s$  y que se pueden calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_t = (1000 + 1.5 C\rho_s) \cdot \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ V} \quad (11.6)$$

$$E_s = (1000 + 6 C\rho_s) \cdot \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ V} \quad (11.7)$$

donde:

1000 = Es la resistencia promedio del cuerpo humano en  $\Omega$ .

t = Tiempo de despeje de la falla seg.

$\rho_s$  = Resistividad de la capa superficial del terreno  $\Omega - m$

C = Factor de reducción que es función del espesor del material de la superficie y del factor de reflexión K y de la profundidad de malla.

= 1.0 si  $\rho = \rho_s$  o sea  $K = (\rho - \rho_s) / (\rho + \rho_s) = 0$

$\rho$  = Resistividad del terreno  $\Omega - m$

Las ecuaciones anteriores quedan de la siguiente forma:

$$E_t = (116 + 0.174\rho_s)/\sqrt{t} \quad \text{V} \quad (11.8)$$

$$E_s = (116 + 0.696\rho_s)/\sqrt{t} \quad \text{V} \quad (11.9)$$

Expresiones que se deben utilizar cuando existe alta probabilidad de ingreso a las subestacion de personas de contextura delicada como mujeres.(con peso corporal 50 kg).

### 11.9.5 Cálculo de la resistencia de la malla.

El primer paso consiste en hallar la resistencia de un conductor transversal de longitud A mediante la siguiente expresión:

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi A} \left( \ln \frac{2A}{r} + \ln \frac{A}{h} - 2 + 2\frac{h}{A} - \frac{h^2}{A^2} \right) \quad (11.10)$$

en donde:

- $R_s$  Resistencia de puerta a tierra de un solo conductor trasversal en  $\Omega$ .
- $\rho$  Resistividad en  $\Omega - m$  (del terreno).
- A Longitud de un conductor trasversal en m.
- h Profundidad de la malla m.
- r Radio del conductor m.

El segundo paso consiste en el cálculo de la resistencia debida a las iterferencias mutuas entre conductores, mediante la siguiente expresión:

$$R_A = \frac{\rho}{2\pi A} \left( \ln \frac{4A}{E} - 1 + \frac{E}{2A} - \frac{E^2}{16A^2} \right) \quad (11.11)$$

en donde:

- $R_A$  = Resistencia mutua en  $\Omega$ .
- E = Espaciamento equivalente entre un conductor y los demás. metros.
- E = F x D.
- F = Factor de espaciamento dado por la tabla 11.10.
- D = Espaciamento entre conductores.

TABLA 11.10. Factores de espaciamento.

Número de conductores	Factor de espaciamento (F)
2	1.00
3	1.26
4	1.51
5	1.76
6	2.01
7	2.25
8	2.49
9	2.73
10	2.97
11	3.21
12	3.44
13	3.50

En el tercer paso se halla la resistencia total de un conductor así:

$$R_C = R_S + (n-1)R_A \quad (11.13)$$

Y la resistencia en n conductores en paralelo de longitud A:

$$R_{Cn} = R_C/n \quad (11.14)$$

En forma análoga se determina la resistencia de los conductores transversales de unión de longitud B.

La resistencia de un solo conductor de unión es:

$$R_{SU} = \frac{\rho}{2\pi B} \left( \ln \frac{2B}{r} + \ln \frac{B}{h} - 2 + 2\frac{h}{B} - \frac{h^2}{B^2} \right) \quad (11.15)$$

La resistencia mutua de los conductores de unión es:

$$R_{AU} = \frac{\rho}{2\pi B} \left( \ln \frac{4B}{E} - 1 + \frac{E}{2B} - \frac{E^2}{16B^2} \right) \quad (11.16)$$

La resistencia mutua de los componentes de unión incluyendo la interferencia debida a los conductores transversales a los cuales se encuentran unidos es:

$$R_{AM} = (m-1)R_{Au} + (n-1)R_A \quad (11.17)$$

La resistencia total de un solo conductor de unión es:

$$R_{Cu} = R_{Su} + R_{AM} \quad (11.18)$$

y la resistencia de los  $m$  conductores de unión es:

$$R_{Cm} = \frac{R_{Cu}}{m} \quad (11.19)$$

la resistencia total de la malla es:

$$R = \frac{R_{Cn} \cdot R_{Cm}}{R_{Cn} + R_{Cm}} \quad (11.20)$$

### 11.9.6 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto reales.

Para una malla de tierra como la mostrada en la figura 11.38, las tensiones de paso y de contacto reales vienen dadas por las siguientes relaciones:

$$E_{S \text{ real}} = \frac{K_s K_i \cdot \rho \cdot I_g}{L} \text{ V} \quad (11.21)$$

$$E_{t \text{ real}} = \frac{K_m K_i \cdot \rho \cdot I_g}{L} \text{ V} \quad (11.22)$$

donde:

$\rho$  = Resistividad del terreno.

$L$  =  $LC + 1.15 Lr$  para mallas con varillas perimetrales. (11.23)

$LC$  = Longitud de los conductores de la malla.

$Lr$  = Longitud de las varillas periféricas.

$I_g$  = Corriente máxima disipada por la malla.

$I_g$  =  $Sf \times Df \times Cp \times I$  falla. (11.24)

$Cp$  = Factor de proyección que tiene en cuenta futuros incrementos de potencia de la subestación.

$Cp$  = 1.0 cuando no se esperan ampliaciones futuras.

$Df$  = Factor de decremento o corrección por componente simétrica.

$Df$  = 1.0

$Sf$  = Factor de división de la corriente de falla; indica la fracción de corriente de falla que disipará la malla considerando que el resto se disipará en las tierras vecinas que están conectadas con la malla a través del neutro o del cable guarda.

$K_i$  = Coeficiente de irregularidad del terreno que toma en cuenta el incremento en la densidad de corriente en los extremos de la malla.

$K_i$  =  $0.656 + 0.172 N$  (11.25)

$N$  =  $\sqrt{n \times m}$  para mallas rectangulares con retículas cuadradas. (11.26)

$K_s$  = Coeficiente de contacto.

Para mallas con profundidad entre 0.25 y 2.5 m es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1-0.5)^{N-2} \right) \quad (11.27)$$

$K_m$  = Coeficiente de contacto

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hD} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \quad (11.28)$$

$$K_{ii} = 1$$

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o para mallas con varillas de tierra en las esquinas y en toda el área de la malla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2N)^{2/N}} \quad \text{para mallas sin varillas de tierra o con unas pocas, ninguna en las esquinas.} \quad (11.29)$$

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_o} \quad (11.30)$$

$$h_o = 1 \text{ m}$$

La elevación del potencial de tierra estará dada por:

$$GPR = R \times I_g \quad (11.31)$$

Este  $GPR$  debe ser menor que la tensión tolerable de toque  $E_t$ . Es decir el diseño final satisfactorio será el que cumpla:

$$GPR \leq E_t \quad (11.32)$$

$$E_{t_{\text{real}}} \leq E_t \quad (11.33)$$

Para realizar el diseño de la malla es necesario conocer previamente la resistividad del terreno  $\rho$ . la resistividad superficial del terreno  $\rho_s$ , la corriente total de falla  $I_{falla}$  y la corriente que disipará la malla  $I_g$ .

# *Protección de redes de distribución contra sobrecorrientes*

- 
- 12.1 Conceptos básicos.
  - 12.2 Cortacircuitos fusible.
  - 12.3 Listón fusible o elemento fusible.
  - 12.4 Fusibles de expulsión.
  - 12.5 Fusibles limitadores de corriente.
  - 12.6 Fusible electrónico.
  - 12.7 Fusibles en vacío.
  - 12.8 Factores de selección para elementos fusible y cortacircuitos.
  - 12.9 Protección de transformadores de distribución con fusibles.
  - 12.10 Protección de bancos de capacitores con fusibles.
  - 12.11 Protección de derivaciones.
  - 12.12 Interruptores automáticos (con recierre).
  - 12.13 Restauradores.
  - 12.14 Seccionalizadores automáticos.
  - 12.15 Coordinación de dispositivos de protección en serie.

## 12.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes. Una falla temporal se define como aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones. Un ejemplo de fallas temporales o transitorias son los arcos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, "galopeo" de los conductores (debido a fuertes vientos o sismos) o a contactos temporales de ramas de árbol con los conductores. Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debido a rotura de postes, crucetas o conductores, la falla será permanente. Un arco entre fases de un circuito con conductor aislado puede ser inicialmente temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente los conductores pueden romperse y la falla se volvería permanente.

Casi todas las fallas en los sistemas de distribución subterráneos son de naturaleza permanente. Fallas de aislamiento del cable debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas del cable son ejemplos de fallas permanentes en cables subterráneos.

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad (continuidad del servicio) que son inaceptables. Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Se deben analizar las dos alternativas para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad aceptable al más bajo costo.

### 12.1.1 Funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes.

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal (truncal) protegido por un interruptor de potencia o restaurador tripolar en la subestación, un restaurador central en el alimentador principal y circuitos laterales monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal a través de seccionadores o fusibles (figura 12.1) Se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente para seccionar y conectar por emergencia con alimentadores adyacentes.

#### 12.1.1.1 Aislar fallas permanentes.

La primera de las funciones del sistema de protección contra sobrecorrientes es aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema de distribución.

En el sistema de la figura 12.1 una falla permanente en un circuito lateral puede ser aislada por la fusión de un

---

elemento fusible lateral, o por la operación de un seccionizador. Sin embargo, si se omite el restaurador central, los seccionizadores y fusibles, una falla en un lateral deberá ser despejada por la operación del interruptor de potencia o del restaurador en la subestación. Esto podría causar un "apagón" de tipo permanente a todos los consumidores.

El restaurador central utilizado en el alimentador tiene como función aislar la sección no fallada cuando ocurra una falla permanente. En este caso el número de consumidores afectados es grande y, por tanto, se deben tomar medidas que lleven a minimizar las fallas en el alimentador cuando sean de naturaleza permanente.

#### **12.1.1.2 Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas**

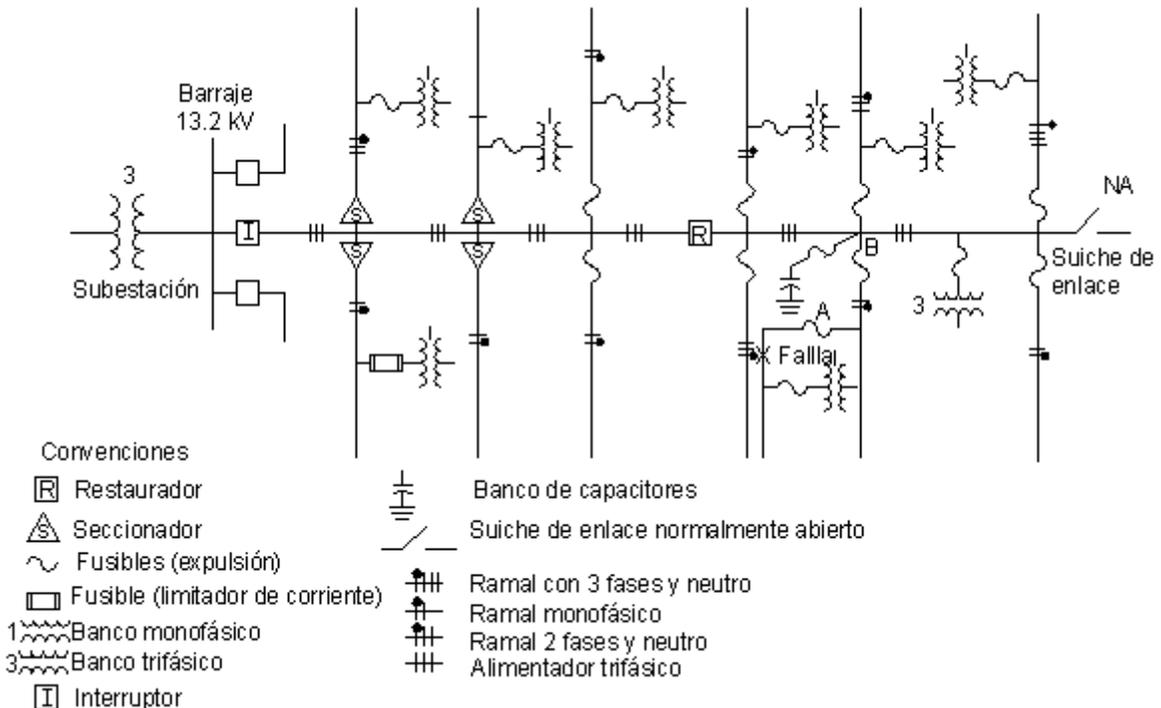
La segunda función del sistema de protección contra sobrecorriente es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente. Cuando la función se realiza exitosamente, los consumidores experimentan sólo una falta de energía transitoria si el dispositivo que desenergiza la falla, ya sea en restaurador o un interruptor de potencia, es automáticamente restaurado para reenergizar el circuito. Sin embargo, no es posible prevenir que la totalidad de las fallas transitorias no se vuelvan permanentes o causen "apagones" permanentes debido al tiempo limitado requerido para desenergizar el circuito fallado. La velocidad a la cual el circuito fallado se desenergiza es un "factor crítico" que determina cuando una falla transitoria se vuelve permanente o causa una falla permanente. Indistintamente, la aplicación de dispositivos de operación rápidos y de restauración automática reducen el número de fallas permanentes y minimizan el número de interrupciones.

#### **12.1.1.3 Minimizar el tiempo de localización de fallas.**

Esta es otra función del sistema de protección contra sobrecorrientes. Por ejemplo, si los circuitos laterales estuvieran sólidamente conectados al alimentador principal y no se instala el restaurador central en el alimentador, una falla permanente en cualquiera de los circuitos laterales o en el alimentador principal obligaría al restaurador o al interruptor de potencia en la subestación a operar y pasar a la posición de "bloqueo" permanente, causando un "apagón" a todos los consumidores. Estos consumidores, "fuera de servicio", al quejarse a la compañía suministradora de energía eléctrica, no proporcionarían un patrón que ayude a localizar la falla, y un tiempo muy prolongado podría requerir el recorrido de línea para localizarla. Por el contrario, con la instalación de dispositivos de seccionalización en los laterales y el alimentador principal, los usuarios "fuera de servicio" ayudarían en la definición del área donde la falla se localiza. Asimismo, los dispositivos de seccionalización usualmente dan una indicación visual de operación que asiste en la localización de fallas. Para reducir el tiempo requerido, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser cuidadosamente coordinados, para que sólo el dispositivo más cercano a la parte con falla permanente opere y entre a la posición del bloqueo.

#### **12.1.1.4 Prevenir contra daño al equipo.**

La cuarta función es prevenir contra daño al equipo no fallado (barras conductoras, cables, transformadores, etc.). Todos los elementos del sistema de distribución tienen una curva de daño, de tal forma que si se excede de ésta, la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. El tiempo que dure la falla y la corriente que lleva consigo, combinadas, definen la curva de daño. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.



**FIGURA 12.1.** Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución con los diferentes tipos de protección de sobrecorriente.

### 12.1.1.5 Minimizar la probabilidad de caída de conductores.

La quinta función es minimizar la posibilidad de que el conductor se quemé y caiga a tierra debido al arqueo en el punto de falla. Es muy difícil establecer valores de corriente contra tiempo para limitar el daño en los conductores durante fallas de arqueo debido a las múltiples condiciones variables que afectan este hecho. Esto incluye valores de corriente de falla, velocidad y dirección del viento, calibre de conductores y tiempo de despeje de los dispositivos de protección.

Para fallas de arqueo en conductores cubiertos donde las terminales que definen el arco no se mueven o lo hacen sólo en una corta distancia, el conductor puede resultar quemado.

### 12.1.1.6 Minimizar las fallas internas de los equipos.

Esta función consiste en minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitores.

Una falla disruptiva es aquella que causa grandes presiones, fuego, o cantidades excesivas de líquido en las partes internas, que es expulsada del interior de los equipos. Pruebas y experiencias han demostrado que la probabilidad de fallas disruptivas debido a arcos de alta energía y potencia puede ser minimizada con la aplicación correcta de fusibles limitadores de corriente.

---

### **12.1.1.7 Minimizar los accidentes mortales.**

La última función del sistema de protección contra sobrecorrientes es desenergizar conductores en sistema de distribución aéreos que se queman y caen a tierra y, por consiguiente, minimizar los accidentes mortales. Aun con la actual tecnología, no existen métodos conocidos para detectar el cien por ciento de todos los conductores caídos en un sistema con un neutro multiaterrizado. Esto se debe a que un conductor puede caer sin hacer contacto de baja impedancia.

Bajo estas condiciones, la resistencia de contacto a tierra puede ser muy elevada y la corriente asociada puede ser mucho menor que la corriente de carga normal. Los fusibles, restauradores e interruptores de potencia no operarán bajo estas condiciones y el conductor que ha caído, permanecerá energizado hasta que se ejecute una interrupción manual. Sin embargo, cualquier ser vivó en contacto con este conductor caído podría recibir daños fatales.

La protección contra sobrecorrientes se considera hoy en día como una ciencia y un arte. Principios de ingeniería bien fundamentados son aplicados cuando se calculan corrientes de falla, determinando los valores nominales requeridos en los equipos y su coordinación. Sin embargo, otros aspectos de protección contra sobrecorrientes en cuanto a principios de ingeniería no están aún bien definidos:

- Reglas para especificar zonas de protección.
- Reglas para la localización de los equipos de protección contra sobrecorriente.
- Reglas para especificar el tipo de equipo en cada localización.

Para una misma situación, los ingenieros pueden diseñar sistemas de protección que sean diferentes desde el punto de vista del tipo de equipo, localización y operación, aunque todos ejecuten satisfactoriamente las condiciones locales de protección a lo largo del circuito.

### **12.1.2 Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente.**

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

#### **12.1.2.1 Seguridad.**

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

#### **12.1.2.2 Sensitividad.**

El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que pueda realizar sus funciones. Por ejemplo, el interruptor de potencia o el restaurador en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.

Sin embargo, cuando el circuito alimentador principal es largo y cargado de tal forma que requiera un alto punto de disparo para el interruptor de potencia de la subestación, su sensibilidad no será lo suficientemente

buena para los puntos remotos; luego, será necesario instalar un restaurador o restauradores en el troncal para cubrir el fin del alimentador. Por consiguiente, deben ser establecidas nuevas zonas de protección.

### 12.1.2.3 Selectividad.

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente.

Observando la figura 12.1 se diría que una falla permanente en x debe quemar el fusible A y no el fusible B y mucho menos hacer operar R o I. El propósito es sacar del servicio el menor número de usuarios posible.

### 12.1.3 Efecto de la distancia sobre la corriente de falla.

Como se observa en la figura 12.2, la corriente de falla disminuye a medida que la distancia de la subestación se incrementa por el efecto de la impedancia de la línea. La figura 12.2 se refiere a un ejemplo específico y solo se aplica a él (no es general).

## 12.2 CORTACIRCUITOS FUSIBLES

También son conocidos como cuchillas fusible o cajas primarias y son de uso común en sistemas de distribución.

Están diseñadas para la protección de transformadores y los equipos (incluyendo el seccionamiento de derivaciones de red) en circuitos de hasta 34.5 kV. y 200 A continuos, cumpliendo con las Normas ANSI C37.41 – 1981 (Incontec 2132), ANSI C37.42 – 1981 (Incontec 2133).

Su construcción fuerte en bronce o aluminio, contactos resortados plata – plata y otros buenos materiales lo hacen prácticamente libre de mantenimiento durante toda su vida útil.

Se pueden encontrar comercialmente de acuerdo con su aplicación clasificados como: tipo interior, tipo intemperie (con y sin portafusibles), tipo hilo de apertura y fusión, en aceite, en arena (empleados en sistemas de distribución subterráneas).

### 12.2.1 Componentes.

La figura 12.3 muestra un cortacircuitos fusible tipo intemperie (usado en redes aéreas) y se indican cada uno de sus componentes.

La tabla 12.1 muestra las dimensiones generales de los cortacircuitos fusible tipo estándar y para operación con carga.

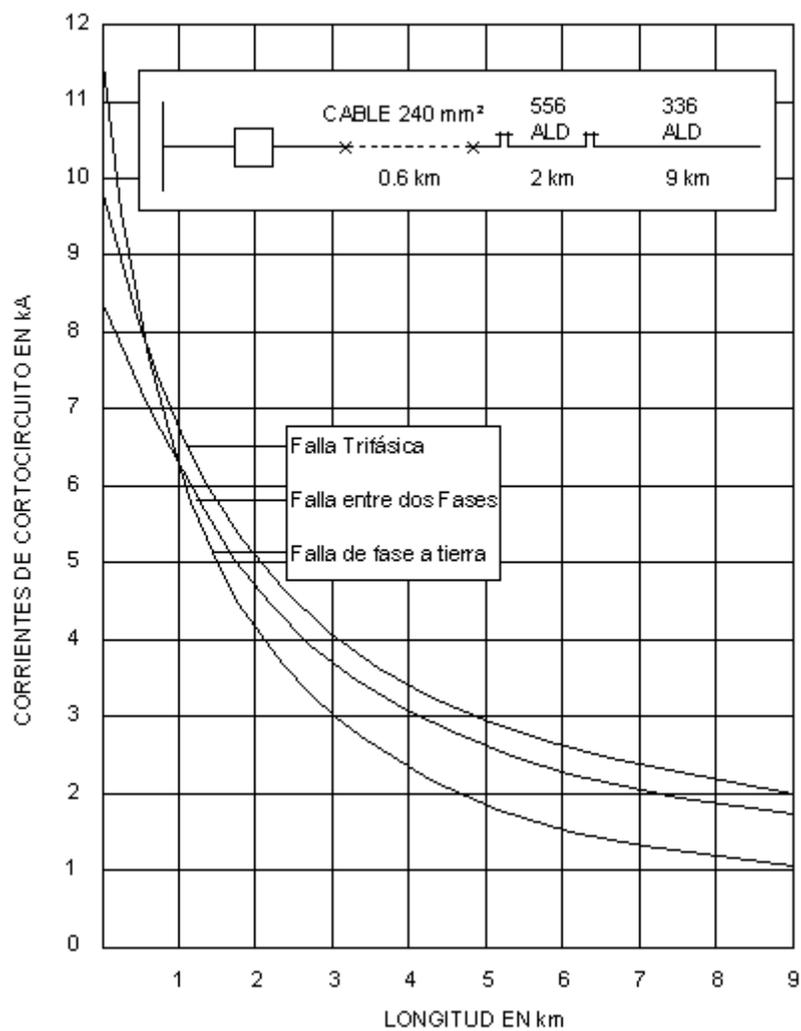
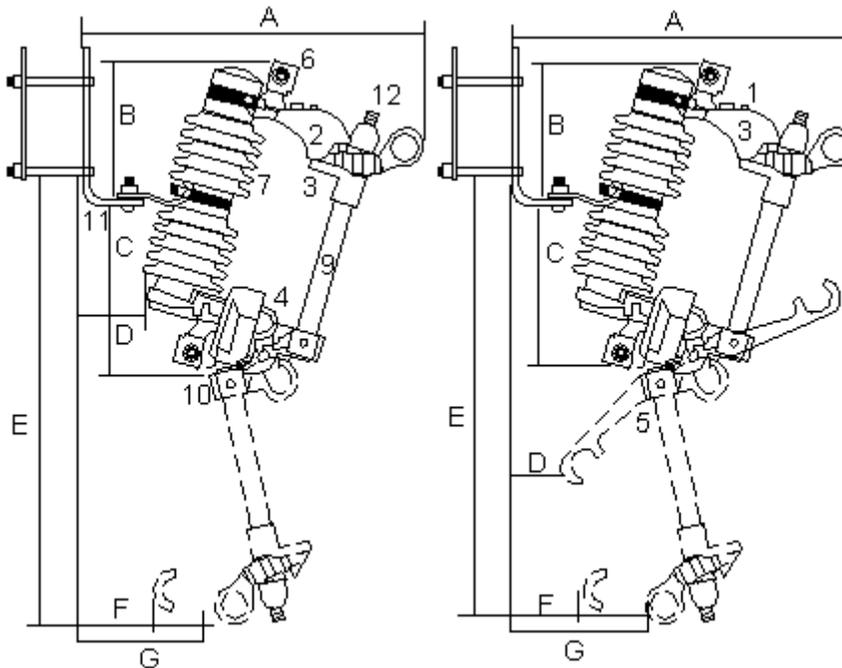


FIGURA 12.2. Corrientes de cortocircuito en función de la distancia a la subestación.



1. Coraza: Guía los contactos durante la operación de cerrado garantizando un ajuste perfecto. Cuando el cortacircuitos está cerrado la coraza provee de aseguramiento por enganche positivo de modo que el aparato no se abra debido a vientos fuertes o vibraciones del poste.
2. Contactos (Plata-Plata): Los contactos se fabrican en aleación especial de cobre al berilio (material de propiedades eléctricas y mecánicas ideales para contactos eléctricos) con baño de plata. Los contactos son autolimpiantes y están provistos de topes que evitan daños por operaciones bruscas.
3. Anillo de operación.
4. Anillo de remoción de la vela: Estos componentes diseñados para trabajo pesado dan completo control al operario para la remoción y colocación de la cañuela cuando se necesite cambiar el fusible.
5. Articulación: La alta resistencia de esta estructura permite cerrar el cortacircuitos con fuerza, desde posiciones diferentes a la frontal.
6. Terminal tipo tornillo de ojo (Fundición de bronce, galvanizado en caliente): Adaptables para cualquier calibre estándar de cable de Aluminio o Cobre, desde No. 6 sólido hasta 4/0 A.C.S.R.
7. Aislador: En porcelana sólida, con herrajes de sujeción embutidos para mayor fortaleza estructural.
8. Sistema de eyección: Compuesto por un trinquete resortado en acero inoxidable el cual evita que al cerrar el cortacircuitos el fusible se someta a esfuerzos excesivos, también ayuda a la separación rápida del fusible en el momento de una falla. Adicionalmente el Portafusible tiene otro resorte de acero inoxidable que facilita la operación de apertura y garantiza que no se quedará pegado en caso de una corriente de falla.
9. Tubo Portafusible: En fibra de vidrio reforzada con resinas epóxicas (o resinas fenólicas para bajas capacidades de interrupción), en el momento de una falla libera gases a alta presión que contribuyen a la extinción de arco.
10. Tope de fin de carrera: Limita el recorrido de la cañuela al abrirse el cortacircuitos.
11. Herraje de montaje tipo NEMA.
12. Tapón renovable, Durante fallas de baja intensidad el tapón permanece en su sitio causando una gran turbulencia en los gases liberados de modo que actúen más eficientemente en la extinción del arco. Durante fallas de alta intensidad, la alta presión alcanza la por los gases hace que el disco del tapón sea expulsado permitiendo la expulsión de gases por ambos lados de la vela, el doble venteo hace mínimo el esfuerzo (causado por la reacción a chorro de los gases liberados) sobre el cortacircuitos y sus estructuras de soporte. Los tapones de repuesto son suministrados por la fábrica a un costo mínimo.
13. Ganchos para apertura bajo carga con herramienta para apertura con carga (Load-Break -tool).

FIGURA 12.3. El cortacircuitos fusible y sus componentes.

**TABLA 12.1.** Dimensiones generales de cuchilla - fusible. Tipo estandar

Clase de tensión kV.	Dimensiones en pulgadas						
	A	B	C	D	E	F	G
7.8	17 5/8	5 1/2	10 5/8	3 1/2	23 5/8	5 1/2	6 7/8
15.0	18	6 7/8	12 1/4	3 1/8	26 1/2	5 3/8	7
27.0	19 1/4	9 1/2	14 1/8	2 1/8	34	2 3/4	5 3/4
Para operación con carga							
7.8	18 1/4	5 1/2	10 5/8	2 5/8	23 5/8	5 1/2	6 7/8
15.0	18	6 7/8	12 1/4	2 1/4	26 1/2	5 3/8	7
27.0	19 1/4	9 1/2	14 1/8	1 3/4	34	2 3/4	5 3/4

### 12.2.1 Operación.

La mayoría de las cuchillas fusible operan bajo el principio de expulsión para lo cual, el tubo que contiene el elemento fusible (listón fusible) que puede ser de fibra emite gases desionizantes para confinar el arco eléctrico producto de la interrupción. En la tabla 12.2 se indican los valores comunes de corrientes interruptivas y en la tabla 12.3 se consignan otras características.

El principio de operación es relativamente simple. Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta cuando se funde el elemento fusible emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco dentro del tubo, los gases escapan por la parte inferior del tubo.

La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuito, de modo que el soporte del fusible (cañuela portafusible) cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela portafusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pérdiga). También puede adicionarle al cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga.

TABLA 12.2. Capacidad de corriente de interrupción para cortacircuitos fusible

Corriente de régimen continuo A	Tipo estandar			
	Clase de tensión kV.	Capacidad interruptiva en A		
		Tensión aplicada kV.	Asimétrica	Simétrica
100	7.8	7.8	5.000	3.550
	15	15.0	4.000	2.800
	<b>Servicio pesado</b>			
	7.8	7.8	10.000	7.100
		15.0	8.000	5.600
	15	7.8	10.000	7.100
		27.0	6.000	4.000
	27	15.0	8.000	5.600
	<b>Servicio superpesado</b>			
	7.8	7.8	20.000	14.500
		15.0	16.000	11.500
	15	7.8	20.000	14.500
		27.0	12.000	8.000
	27	15.0	16.000	11.500
200	<b>Tipo estandar</b>			
	7.8	7.8	5.000	3.550
	15.0	15.0	4.000	2.800
	<b>Servicio superpesado</b>			
	7.8	7.8	20.000	14.500
		15.0	16.000	11.500
	15	7.8	20.000	14.500
		27.0	12.000	8.000
27	15.0	16.000	11.500	

TABLA 12.3. BIL y distancias de fuga de los cortacircuitos fusible.

Voltaje Nominal kV *	Amperios continuos	Capacidad interruptiva (Amp.ASYM)	BIL (kV.) +	Distancia mínima de fuga a tierra (MM)
<b>Portafusible en resina fenólica (Tapón renovable)</b>				
8.3/15 Grd. Y	100	10.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	200	12.000	95	254
15/26 Grd. Y	100	8.000	110	343
15/26 Grd. Y	200	10.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	100	6.000	125	457
27/34.5 Grd. Y	200	6.000	125	457
<b>Portafusible en resina epoxica reforzada con fibre de vidrio (Tapón renovable)</b>				
8.3/15 Grd. Y	100	20.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	100	16.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	200	16.000	95	254
15/26 Grd. Y	100	16.000	110	343
15/26 Grd. Y	200	16.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	100	12.000	125	457
27/34.5 Grd. Y	200	12.000	125	457
<b>Cuchilla sólida de bronce</b>				
8.3/15 Grd. Y	300	20.000	95	254
15/26 Grd. Y	300	20.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	300	20.000	125	457

\* Sistemas monofásicos: Para usarse en sistemas con un voltaje máximo línea-línea (o línea-tierra) que no sobrepase los valores a la izquierda de la diagonal, excepto los cortacircuitos para 8.3/15 kV., los cuales pueden usarse para tensiones hasta de 15 kV línea-línea (o línea-tierra).

\* Sistemas estrella con neutro a tierra: Para ser utilizados en un sistema estrella multiaterrizado con un voltaje máximo línea-línea que no sobrepase los valores a la derecha de la línea diagonal.

\* Sistema en estrella o delta no aterrizados: Los máximos voltajes línea-línea aplicables son iguales a los estipulados en sistemas monofásicos.

+ Mínimo exigido por normas ANSI pueden ser mayor para algunas marcas.

---

---

## 12.3 LISTÓN FUSIBLE O ELEMENTO FUSIBLE

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en sistemas de distribución. Es también uno de los más confiables pues prestan servicio sin mantenimiento por muchos años.

### 12.3.1 Función.

Interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente pasa por cero. El siguiente es el proceso:

1. Detección: calentamiento y fusión.
2. Iniciación del arco: separación.
3. Manipulación del arco: alargamiento, refrigeración, desionización, presurización.
4. Interrupción de corriente: corriente cero.

Para que el fusible funcione apropiadamente, este debe:

1. Detectar las condiciones difíciles de proteger.
2. Interrumpir la falla rápidamente.
3. Coordinarse con otros dispositivos de protección para minimizar el número de usuarios afectados por la acción del fusible.

### 12.3.2 Tipos de fusibles.

#### 12.3.2.1 Fusibles de potencia.

Usados en subestaciones y equipos de suicheo encapsulados, tienen rangos de corriente más altos y las características nominales de interrupción y de corriente están a voltajes más altos.

Existen los siguientes tipos básicos:

- De expulsión: ácido Bórico, tubo de fibra.
- Limitadores de corriente: arena.
- Sumergibles en líquido: tetracloruro de carbón.
- Fusible electrónico.

#### 12.3.2.2 Fusibles de distribución.

Existen los siguientes tipos:

De expulsión: usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos (no cubierto).

Existen las siguientes clases:

- En tubo de fibra (encerrado y de intemperie).
- Sin portafusible (listón a la intemperie).
- Limitadores de corriente: usados en interiores, para proteger transformadores Pad Mounted, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía.

Ambos tipos son empleados en sistemas de distribución, diferenciándose principalmente en su capacidad interruptiva y tensión de aplicación.

Los fusibles inmersos en aceite tienen aplicación principalmente en instalaciones subterráneas, siendo necesario en ciertas ocasiones instalarlos en equipos sumergibles.

De la selección adecuada de un fusible, cualquiera que sea su tipo dependerá del éxito que se tenga en su aplicación. De manera general, para una correcta selección, es necesario conocer:

- Tensión del sistema.
- Nivel de aislamiento.
- Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de instalación.
- Relación X / R.
- Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
- Tipo de sistema (aéreo o subterráneo) en delta o en estrella multiterrizado.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptiva que deberá tener el fusible seleccionado.

### 12.3.3 Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión.

#### 12.3.3.1 Fusibles de distribución.

En fusibles de distribución, la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema, en general, los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores.

**TABLA 12.4.** Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño

Fusible de Alta descarga	Corriente continua (A)	Nº Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T Nominal	Corriente continua (A)
1 H	1	25	25	6	9	40	60*
2 H	2	30	30	8	12	50	75*
3 H	3	40	40	10	15	65	95
5 H	5	50	50	12	18	80	120+
8 H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
Nº Nominal		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

\* Solo cuando es usado en cortacircuitos de 100 o 200 A.

+ Solo cuando es usado en cortacircuitos de 200 A.

Limitado por corriente de régimen continuo del cortacircuito.

Los fusibles T (lentos) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría. En la tabla 4 se indican las capacidades de fusibles (K y T, de acuerdo con normas NEMA) que puede llevar una carga continua de 15 % de su valor nominal.

Las temperaturas ambiente extremas y precargas grandes afectan las curvas tiempo -corriente de los fusibles; por tanto, deben considerarse cuando la instalación del fusible trabaje bajo estas condiciones.

### 12.3.3.2 Fusibles de potencia.

En lo que respecta a tensión, estos fusibles deben ser seleccionados con base en la máxima tensión entre fases que se puede presentar en el sistema en donde se apliquen, independientemente de la clase de puesta a tierra que tenga.

La capacidad interruptiva del fusible de potencia debe ser mayor siempre a la máxima disponible en el lugar de instalación. Estos fusibles están normalizados con base en una relación X / R mayor a 15 para capacidad de cortocircuito simétrico y (1.6 x I simétrica) para su capacidad de cortocircuito asimétrico. En cuanto a su capacidad de corriente de trabajo nominal, deberán tomarse en consideración todos los aspectos indicados para los fusibles tipo distribución.

En la selección de fusibles de potencia tipo limitadores, además de las consideraciones anteriores se deberán tomar en cuenta también otras más tales como: tipo de conexión del transformador, efecto del arco de operación en los pararrayos, etc.

**TABLA 12.5.** Valores nominales de fusibles limitadores (de potencia).

Tensión (kV) del sistema		Tensión nominal recomendada			
Nominal	Máxima	4 - Hilos multiterrizado		Delta	
		1 φ	3φ	1 φ	3φ
6.9	7.26	--	--	8.3	8.3
6.93/12	7.3/12.7	8.3	15.5	--	--
13.2	14.5	--	--	15.5	15.5
13.2/22.9	14/24.2	15.5	23	--	--
34.5	36.5	--	--	38	38
19.9/34.5	21.1/36.5	23	38	--	--

En la tabla 12.5 se resumen algunos de los valores nominales de fusibles limitadores y su aplicación.

Para la correcta selección del tipo de fusible adecuado, cualquiera que sea su clase, será necesario siempre conocer sus curvas tiempo - corriente de operación.

Existen tres tipos de curvas: las curvas características promedio de fusión tiempo-corriente, las curvas instantáneas de corriente pico y las curvas  $I^2t$ . El primer tipo se aplica para toda clase de fusibles y las dos últimas para fusibles limitadores de corriente.

La escala del tiempo consta de cinco secciones: de 0.01 a 0.1, de 0.1 a 1.0, de 1.0 a 10 de 10 a 100 y de 100 a 1000 segundos. Las cinco secciones tienen idénticas subdivisiones y son de la misma longitud. La escala de la corriente en amperios consta de cuatro divisiones: de 1 a 10, de 10 a 100, de 100 a 1000 y de 1000 a 10000 amperios.

Los amperios en la escala de corriente son amperios simétricos. La escala del tiempo empieza en 0.01 segundos, valor poco menor que un ciclo (0.0167 segundos). Las curvas características de fusión no empiezan en un tiempo igual a cero debido a que cuando los fusibles operen en el rango entre cero y un ciclo una sola línea no llega a tener significado. Esta es el área donde las curvas de corriente pico y las  $I^2t$  proporcionan la información necesaria para una aplicación adecuada de fusibles. Si se observa la parte superior de la escala del tiempo, se nota que las curvas de fusión terminan en 300 segundos; sin embargo, algunas normas consideran hasta 600 ó 1000 segundos.

Las curvas características tiempo - corriente de fusión son curvas promedio; esto se debe a que a pesar de que se usen los mismos elementos en la fabricación de los fusibles y las mezclas sean las mismos en cada proceso, es imposible fabricar dos fusibles exactamente iguales y cuyas características sean idénticas. Consecuentemente, dos fusibles de una capacidad de conducción igual y de misma clase no fundirán en el mismo tiempo cuando circule por ellos la misma corriente.

La corriente de fusión no debe variar más o menos del 10 % para un tiempo dado. Así, en vez de una sola línea que muestre la característica tiempo corriente de un fusible, es más conveniente hablar de una banda que se considera puede variar más o menos 10 % de la línea promedio.

En la figura 12.4 se muestra la curva promedio característica de un fusible de 225 amperios de baja tensión en la que se ha indicado con líneas punteadas el ancho de la banda para cinco diferentes valores de corriente a 700, 1500, 2500, 5000 y 10000 A. En la escala del tiempo en el lado izquierdo se han indicado los tiempos mínimos, promedio y máximo para cada una de las corrientes consideradas. La línea punteada de la izquierda representa la mínima característica de fusión del fusible y la de la derecha representa la máxima característica de fusión.

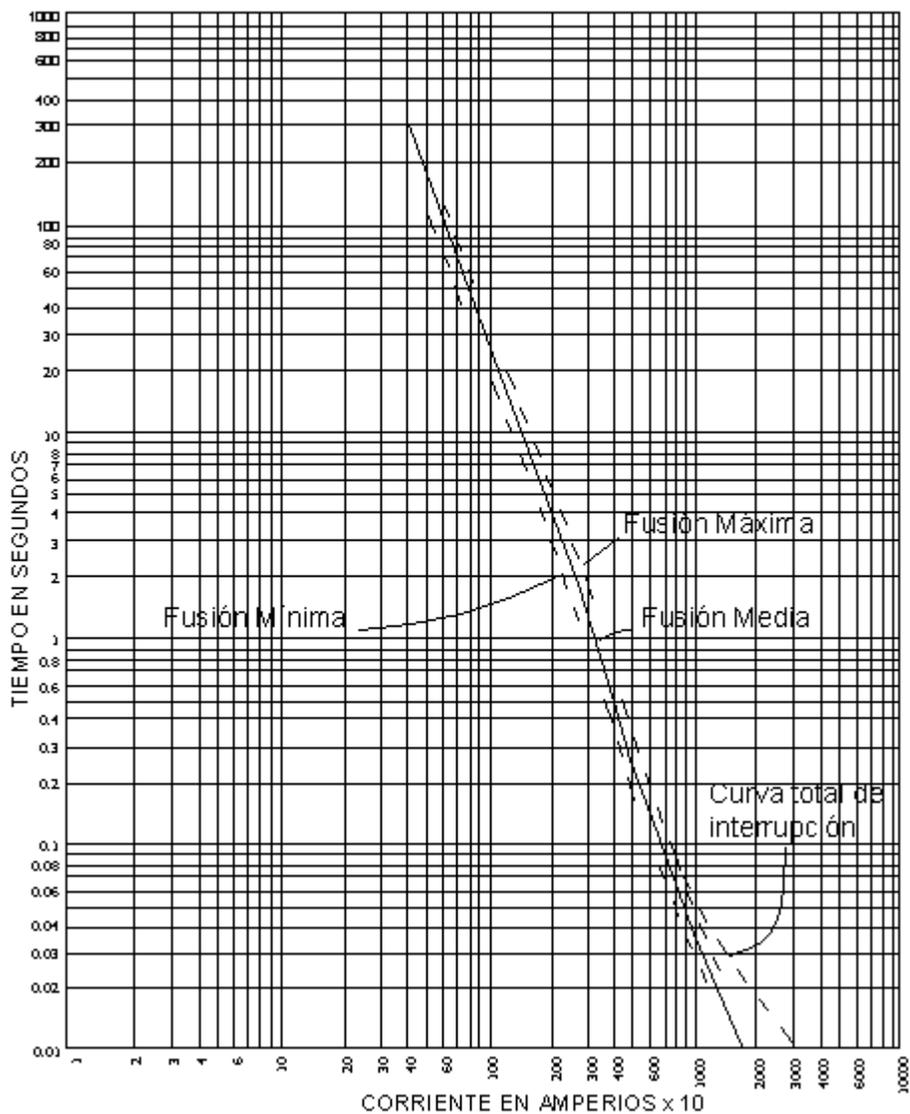


FIGURA 12.4. Curva característica de un fusible de baja tensión.

Las curvas tiempo - corriente se grafican con las siguientes bases:

- Los fusibles no han sido sometidos a sobrecarga, es decir, los fusibles no han conducido ninguna corriente antes de la prueba.
- La temperatura ambiente en que se hace la prueba es de 25 °C.
- La instalación del fusible es al aire, no en un interruptor u otro dispositivo.

La interrupción de un circuito por la operación de un fusible se lleva a cabo en dos partes:

1. La corriente que pasa por el elemento fusible debe calentar al elemento y cambiarlo al estado líquido.
2. En el instante en que el elemento fusible cambia al estado líquido el elemento se empieza a abrir y se establece un arco a través de los extremos del elemento en el punto donde este se interrumpió. Las otras partes se siguen fundiendo y el arco se alarga hasta que finalmente no puede continuar y se extingue, interrumpiéndose el circuito.

El tiempo del arco se mide en ciclos y varía de 0.5 a 2 ciclos.

La curva total de tiempo de interrupción está compuesta por el tiempo de fusión y el tiempo de arqueo. El tiempo de fusión es muy grande en comparación con el tiempo de arqueo, de tal modo que dos ciclos de tiempo de arqueo en el área entre 1000 y 0.08 segundos aumenta solamente 0.03 segundos en el total del tiempo.

Por lo regular el fabricante de fusibles proporciona dos juegos de curvas características tiempo - corriente para cada clase de fusibles: una es la familia de curvas de tiempo mínimo del fusión y la otra la familia de curvas de tiempo total de interrupción. En el área entre 0.08 y 0.01 segundos, la zona de mayor cortocircuito, lo más probable es que la línea de fusión máxima no sea igual al tiempo total de interrupción. En esta región de operación del fusible el tiempo de arqueo puede ser igual o mayor que el tiempo de fusión, lo cual depende de:

- El valor instantáneo de la onda de tensión en que ocurre el cortocircuito.
- El valor de la relación  $X / R$ .
- La rapidéz de crecimiento de la corriente de cortocircuito durante el primer medio ciclo.

Cuando los fusibles operan en un rango comprendido entre cero y un ciclo, en las curvas características de tiempo - corriente, este rango está representado en una parte muy pequeña de la escala logarítmica. Para ayudar a representar la característica de los fusibles en esta región se emplean las curvas de corriente pico de entrada y las curvas de energía  $I^2t$ . Las primeras se muestran en las figuras 12.27 y 12.28 y las segundas se observan en las figuras 12.21 a 12.24.

El eje horizontal marca la corriente de cortocircuito simétrica y el eje vertical la corriente pico de entrada de cualquier fusible; ésta se puede encontrar seleccionando la curva del fusible en cuestión y leyendo el valor de la corriente de falla.

El punto en que la curva intercepta la línea de corriente simétrica pico es el punto de entrada, es decir, el punto donde el fusible empieza a operar como limitador de corriente. Estas curvas sirven para comparar las corrientes pico de entrada de los fusibles con la energía  $I^2t$  de daño de los equipos que protegen. Las curvas de energía  $I^2t$  de los fusibles permiten coordinar fusibles en tiempos menores de 0.01 segundos. Para esto se debe mantener el valor de energía  $I^2t$  del fusible dado arriba del valor  $I^2t$  del fusible de menor capacidad instalado dentro del circuito que se considere. De acuerdo con lo anterior, la coordinación con fusibles incluye una

---

comparación de curvas de fusión mínima y de interrupción total para corrientes que funden al elemento en tiempos mayores de 0.01 segundos y una comparación de valores de energía  $I^2t$  para corrientes que funden al fusible en tiempos de 0.01 segundos. Las curvas de corriente pico de entrada sirven para verificar que la energía de entrada al equipo que se protege con un fusible no sobrepase a la energía  $I^2t$  del equipo protegido.

## 12.4 FUSIBLES DE EXPULSIÓN

### 12.4.1 Diseño.

Este tipo de fusibles consta básicamente de los siguientes componentes: Un cilindro interior aislante de material ablativo, el cual puede ser fibra vulcanizada, papel aislante impregnado de resina fenólica, resinas termoplásticas o termofijas con o sin material de relleno. El elemento sensible a la corriente (fusible) esta constituido por un alambre o cinta, de sección transversal casi siempre constante y de longitud muy corta (entre 2 y 5 cm). El material de este elemento puede ser plata, cobre, aleaciones de plata o cobre, aleación níquel - cromo, plomo, estaño ,o aleaciones de plomo-estaño. Además tiene un botón cabezal y el conductor inferior. Cada una de sus partes se observa en la figura 12.5.

Los diseños más comunes son:

1. Una combinación de soldadura eutéctica y elemento de alta corriente para eslabones fusible de descarga ratados de 1 a 8 A.
2. Un elemento de hilo para fusibles de estaño ratados de 5 a 20 A y de fusibles de plata ratados de 5 a 100 A.
3. Un elemento fundido a troquel para fusibles de estaño ratados de 25 a 100 A.
4. Un elemento de disparo para fusibles de estaño ratados sobre 100 A.

Los eslabones fusibles descritos por 2, 3, 4 tienen un hilo tensionado de alta resistencia que protege el elemento fusible contra rotura accidental.

La longitud y el diámetro del elemento fusible determinan la corriente y el tiempo necesario para fundir el elemento.

El elemento puede ser **largo** o **corto**.

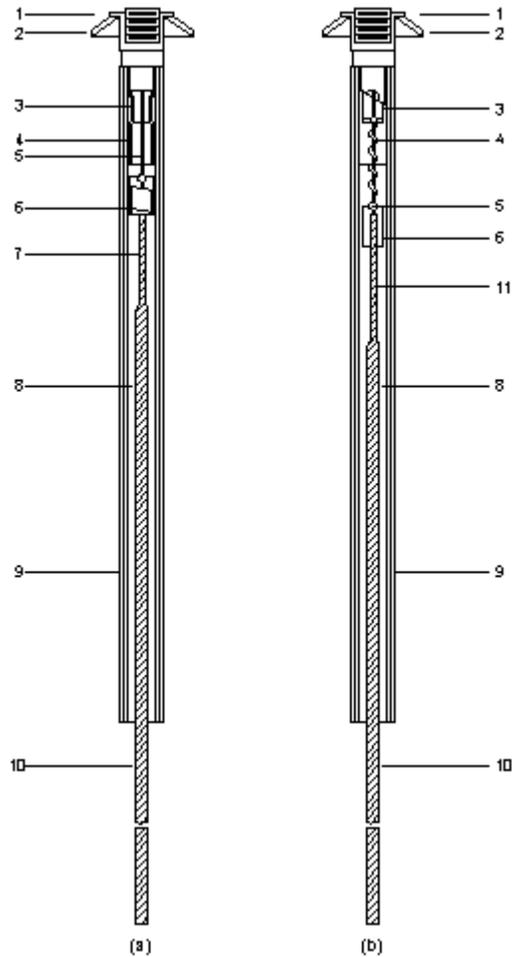
- El elemento **largo** a bajas corrientes gradualmente desarrolla un punto caliente en el centro y rompe tan pronto se alcanza la temperatura de fundición.
- El elemento **corto**, a la misma corriente desarrolla un punto caliente que no alcanza la temperatura de fusión dejando el fusible calentado pero no fundido.

A altas corrientes ningún elemento tiene tiempo de sacar el calor hacia fuera.

### 12.4.2 Operación.

Una vez que ha operado el elemento sensible a la corriente la interrupción se logra no sólo por la reacción del tubo aislante de material ablativo y por la expulsión del cable de cobre estañado, sino también por la acción de caída del tubo portafusible, haciéndose visible la operación y la ubicación de la falla.

En algunos diseños de fusibles de baja corriente nominal se agrega un resorte interior de tensión o compresión que ayuda a separar más rápido al cable de cobre estañado del contacto interior fijo, sujetado de alguna forma al contacto superior.



- |   |                       |
|---|-----------------------|
| 1. Cabezal del botón de contacto con rosca.                             | 2. Arandela.          |
| 3. Terminal superior.   | 4. Elemento fusible.  |
| 5. Pantalla protectora contra corona.                                   | 6. Terminal inferior. |
| 7. Hilo tensor (o muelle de tensión)                                    | 8. Cable interior.    |
| 9. Coraza protectora (también sirve como soporte al muelle de tensión). | 10. Cable exterior.   |
| 11. Hilo forjado.   |                       |

**FIGURA 12.5.** Eslabón fusible típico usado en cortacircuitos de distribución tipo intemperie a) para menos de 10 A y b) entre 10 A y 100 A.

---

Inmediatamente después de que ocurre la fusión (o prearqueo) del elemento sensible a la corriente aparece el arco, cuya temperatura es superior a 12 000 K, que al estar en contacto con el material ablativo forma una capa envolvente de vapor a una temperatura del orden de los 3000 K. En este tipo de fusibles el arco es enfriado por convección, siendo el flujo refrigerante generado por la vaporización del material aislante por el arco. La extinción del arco se logra por la acción de dos agentes.

- Enfriamiento por convección de los gases desionizantes que se generan a alta presión.
- La expulsión hacia el exterior del cable de cobre estañado, al cual estuvo conectado previamente el elemento sensible a la corriente.

Existen dos formas para la expulsión de los gases generados:

- La expulsión por un extremo de tubo portafusible.
- La expulsión de los gases por ambos extremos del tubo portafusible.

El cilindro de material aislante de una sola pieza puede soportar varias operaciones que dependen de la magnitud de la corriente que se pretende interrumpir, del material utilizado en su construcción y de la construcción del elemento sensible a la corriente.

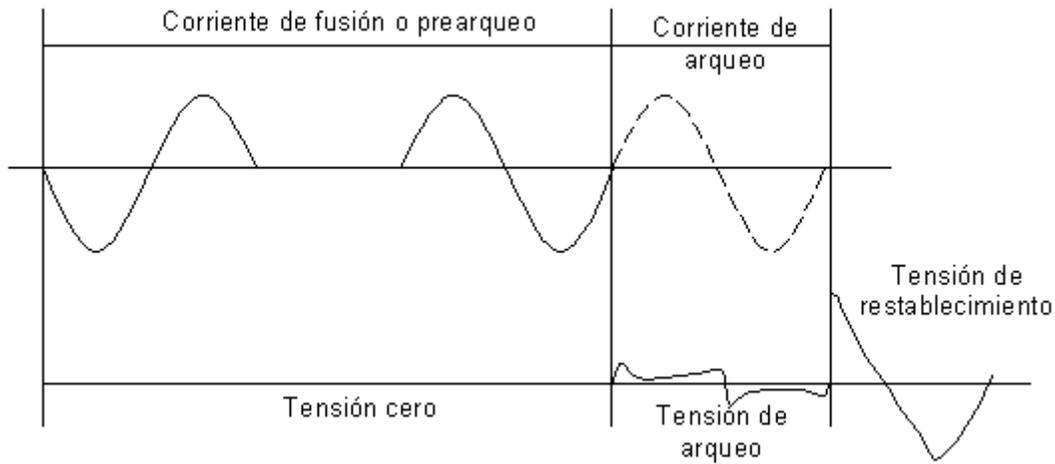
Dicho de otra manera, cuando ocurre una falla, el elemento fusible se funde y se establece un ARCO (trayectoria conductiva de partículas ionizadas como iones metálicos y gas ionizado). Dicho arco debe ser extinguido rápidamente a fin de prevenir daño al sistema y a los equipos.

El fusible de expulsión típico usa elementos relativamente CORTOS para detectar sobrecorrientes y empezar la interrupción.

Los elementos que producen gas desionizado son uno o varios de los siguientes: fibra, melamina, ácido bórico, aceite y tetracloruro de carbón. Estos gases se mezclan rápidamente con los gases ionizados y los desioniza, crean turbulencia de alta presión y cuando la corriente alcanza el CERO se recupera la fortaleza del dieléctrico y se extingue el arco, se presenta un transitorio de voltaje antes de recuperar el voltaje del sistema.

En la medida que la corriente de falla es mayor, la duración del periodo de arqueo será menor. Sin embargo, la interrupción siempre ocurrirá hasta que la corriente pase por su valor cero en uno o más semiciclos. En las figuras 12.6 y 12.7 se representa la característica de operación de estos fusibles bajo la acción de corriente de falla de baja y alta magnitud a la tensión del sistema.

La figura 12.7 muestra las señales típicas de corriente, voltaje y tiempo que se presentan durante la interrupción normal del fusible de expulsión. Puede observarse que no hay limitación de corriente y al final del tiempo de interrupción el voltaje puede rápidamente restablecerse pero antes se presenta un alto transitorio de recuperación de voltaje.



**FIGURA 12.6.** Interrupción de una corriente de falla de baja magnitud.

Una ventaja del fusible de expulsión es que una vez quemado el fusible, puede ser recargado con mucha facilidad.

Otra ventaja: el portafusible admite una amplia variedad de eslabones fusible y de posibilidades de coordinación.

Después que la corriente de arco se reduce a cero, para asegurar la interrupción definitiva de la corriente de falla, la rigidez dieléctrica del fusible debe ser mayor que la tensión de restablecimiento (ver figura 12.8).

Hasta el instante de interrupción de la corriente de arco, la tensión en los bornes del fusible tiene un valor muy reducido, pero inmediatamente después la tensión de restablecimiento se incrementa para alcanzar o rebasar el valor cresta de la tensión del sistema. Sin embargo, debido a la presencia de la capacitancia  $C$  y de la inductancia  $L$  de la red, esa transición ocurre con una oscilación amortiguada por la resistencia  $R$  siempre presente. El circuito que representa la condición anterior se ilustra en la figura 12.9.

La frecuencia natural de oscilación se determina por:

$$fn = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (12.1)$$

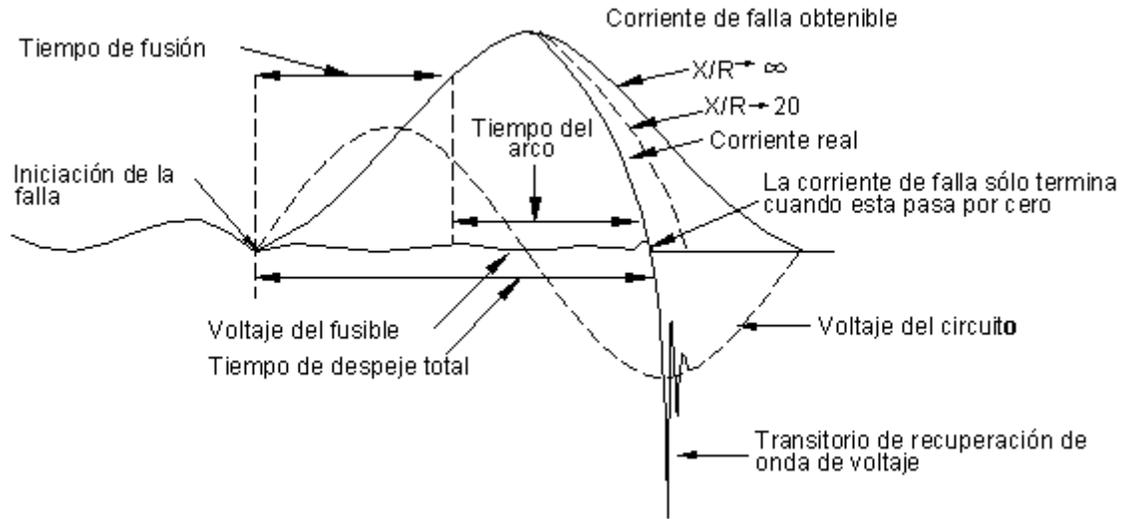
y el factor de amplitud es:

$$fa = \frac{V_c}{V_m} \quad (12.2)$$

donde

$V_c$  = Cresta máxima de la tensión transitoria de restablecimiento.

$V_m$  = Cresta de la tensión del sistema en estado estable.



**FIGURA 12.7.** Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud y diferentes asimetrías.

El trabajo que desarrolla un fusible durante su operación por cortocircuito está en función del incremento de temperatura y la presión generada en su interior, de manera que cuando su magnitud es excedida más allá de su capacidad interruptiva, el fusible se puede dañar, o en el caso más extremo, explotar.

El trabajo desarrollado ( $W_a$ ) durante el periodo de arqueo se expresa de la siguiente forma:

$$W_a = \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} E a i_a dt \quad (12.3)$$

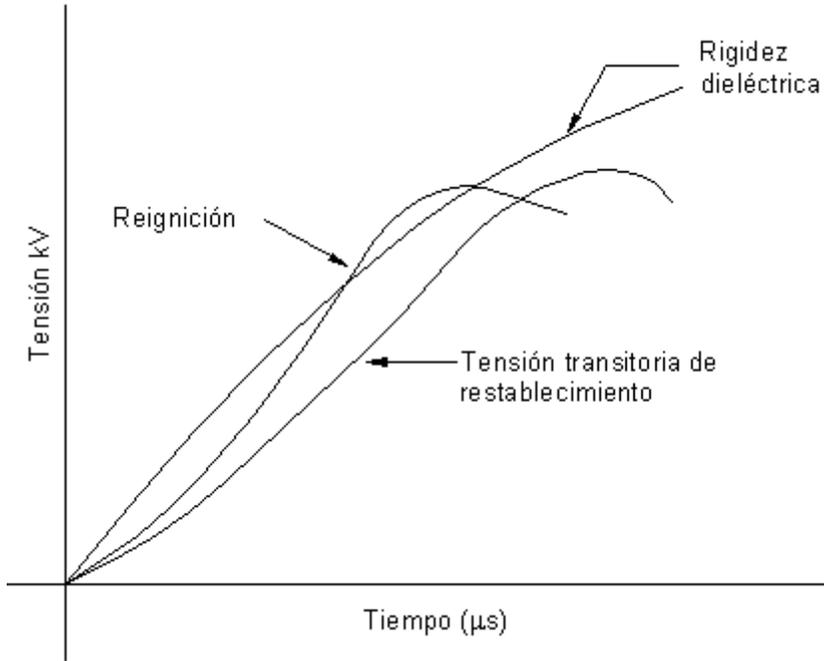
en donde:

$E a$  = Tensión de arco.

$i_a$  = Corriente de arco.

$t_{a1}$  = Instante en que termina la fusión.

$t_{a2}$  = Instante en que se logra la extinción de arco.



**FIGURA 12.8.** Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible.

Si se considera el circuito monofásico de la figura 12.9, despreciando en este caso capacitancia (C) de la red, se obtiene la siguiente ecuación:

$$Ea = e(t) - iaR - L \frac{dia}{dt} \tag{12.4}$$

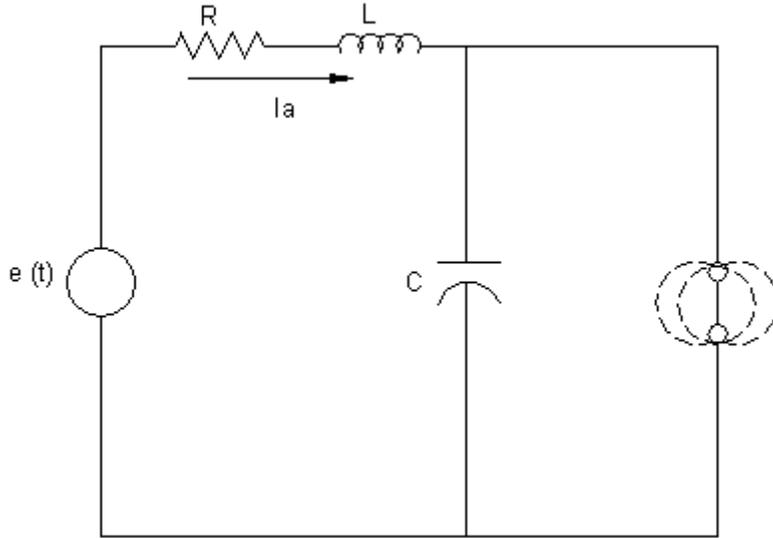
Sustituyendo

$$Wa = \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} e(t) iadt - \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} i^2 aRdt - \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} Lia \frac{dia}{dt} dt \tag{12.5}$$

Se tiene que:

$$\int_{t_{a1}}^{t_{a2}} e(t) iadt = \text{Energía suministrada por la fuente durante el periodo de arqueo}$$

$$\int_{t_{a1}}^{t_{a2}} i_a^2 R dt = \text{Energía consumida en la resistencia del circuito.}$$



**FIGURA 12.9.** Circuito RLC.

En el instante . . . . .  $t_{a2}$  se tiene que  $i_a = 0$   
 y en el instante . . . . .  $t_{a1}$  se tiene que  $i_a = i_f =$  corriente de fusión.

Por tanto:

$$\int_{i_f}^0 L i_a \frac{di_a}{dt} dt = - \left[ \frac{1}{2} L i_a^2 \right]_{i_f}^0 = \frac{1}{2} L i_f^2 \tag{12.6}$$

donde:  $\frac{1}{2} L i_f^2 =$  energía magnética almacenada en el circuito durante el comienzo del arco.

La relación de fusión se define como el cociente entre la corriente nominal de un fusible primario y la corriente nominal del transformador correspondiente.

Es deseable trabajar con las relaciones de fusión lo más bajas posible siempre y cuando se tome en consideración el efecto de las corrientes transitorias de energización de los transformadores y las corrientes de energización de otras cargas que fluyen en un circuito, después de una interrupción momentánea.

Los fusibles de expulsión se ven sometidos a diferentes condiciones de operación del sistema durante el tiempo que duran instalados en la red, lo que afecta sus características eléctricas y mecánicas. Estos cambios son producidos principalmente por:

- El efecto de las sobretensiones inducidas en las redes por las descargas atmosféricas.
- Las interrupciones en el servicio.
- Las características de la carga.

Debido al efecto de esos agentes, los fusibles envejecen a consecuencia de cambios en su estructura metalográfica. En algunos casos el cambio se manifiesta por la fusión parcial del elemento sensible a la corriente, condición bajo la cual llegan a operar en ausencia de sobrecargas o fallas de cortocircuito.

En el caso particular de las unidades fusibles de 3 amperios tipo K, por estar su elemento sensible a la corriente sometido a la acción simultánea del efecto térmico de la corriente eléctrica y el esfuerzo de tensión mecánica que durante su vida útil ejerce el resorte de compresión que trae consigo, el índice de fusibles operados es realmente alto.

Los cambios que se originan en el elemento sensible a la corriente debido a la acción de estos agentes hacen que las curvas características corriente – tiempo de fusión se desplacen hacia la izquierda con respecto a su posición original, perdiéndose parcialmente la coordinación con otros elementos de protección contra sobrecorrientes conectados en serie.

De acuerdo con estudios realizados en alimentadores de distribución de 23 kV, las corrientes producidas por sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas y corrientes magnetizantes de energización causan la operación del 32.4 % de las unidades fusibles 3 K, que se utilizan en la protección de los transformadores de 75 y 112.5 kVA.

Aun cuando los transformadores se encuentren protegidos con pararrayos siempre estarán sometidos al efecto de las sobretensiones de corta y larga duración inferiores o iguales a la tensión de descarga del pararrayos.

Los pararrayos de clase distribución limitan las sobretensiones a 50 kV, magnitud suficiente para producir saturación en los núcleos de los transformadores.

Las interrupciones en el servicio traen consigo la aplicación de pulsos de corriente a 60 hertz en forma de corrientes magnetizantes de energización a los fusibles de protección primarios de los transformadores conectados a un alimentador.

En una serie de pruebas de aplicación de corrientes de magnetización a un transformador de 75 kVA 23 / 0.22 kV, conexión delta - estrella aterrizada, a unidades fusibles 3K (conectando en serie en cada fase), se encontró que su resistencia eléctrica sufrió un incremento de acuerdo con las características constructivas o de aplicación de cada una de ellas. En la figura 12.10 se muestran los incrementos de resistencia de los fusibles instalados en una de las fases del circuito de pruebas.

El distinto comportamiento de los fusibles de 3 amperios tipo K se puede apreciar en la figura 12.11, en donde se muestra la variación de la resistencia ohmica de los fusibles instalados en alimentadores con carga mixta y residencial.

---

Los efectos producidos por las sobretensiones de origen atmosférico en las redes de distribución se han estudiado desde dos puntos de vista diferentes:

- En relación al aislamiento, se consideran los impulsos de tensión con frente de onda muy escarpado, los cuales producen flameos tanto en aisladores como en terminales de transformadores. En este último caso, se provoca la falla de fase o de fases a tierra en el lado de media tensión, con la consecuente operación de las unidades fusibles.
- Desde el punto de vista de la operación de los transformadores, las sobretensiones a considerar son las llamadas de larga duración (del orden de milisegundos), cuyo efecto se refleja en el transformador como un cambio en el flujo de operación en el instante de aplicación de la sobretensión y, por tanto, en la presencia de corrientes anormales que pueden hacer operar a los fusibles o al menos dañarlos.

Con la aplicación de un impulso de tensión aparecen varias componentes de corrientes transitorias. De ellas que más daño causan a los fusibles son:

- La componente impulsiva de la corriente, posterior a la saturación del núcleo.
- La corriente transitoria de magnetización a la frecuencia de estado estable.

Por otra parte, se tiene que todo impulso de tensión, sin importar cuán pequeño sea, provoca cambios en el flujo de operación del transformador y, por tanto, la aparición de corrientes transitorias de magnetización, cuya magnitud depende del tamaño del impulso y del punto de incidencia sobre la onda de tensión a 60 Hz.

#### **12.4.3 Relación tiempo – corriente (curvas características t – i).**

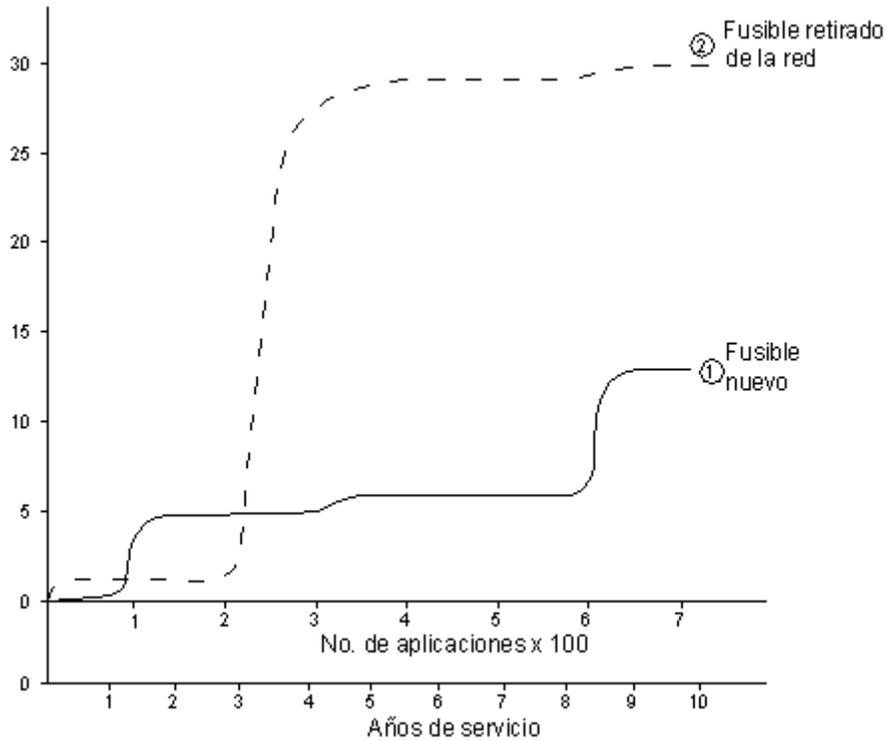
La figura 12.12 muestra las siguientes curvas:

- Tiempo de fusión mínima.
  - Tiempo de despeje total.
- Son determinadas por pruebas y dibujadas en escala log – log para un fusible de 10 k.

Ambas curvas son herramientas esenciales para la aplicación apropiada de eslabones fusible en un sistema coordinado.

Las curvas deben contener información para 3 intervalos de tiempo a:

- 300 o 600 segundos de acuerdo a la corriente nominal que se tenga.
- A 0.1 segundos.
- A 10 segundos.



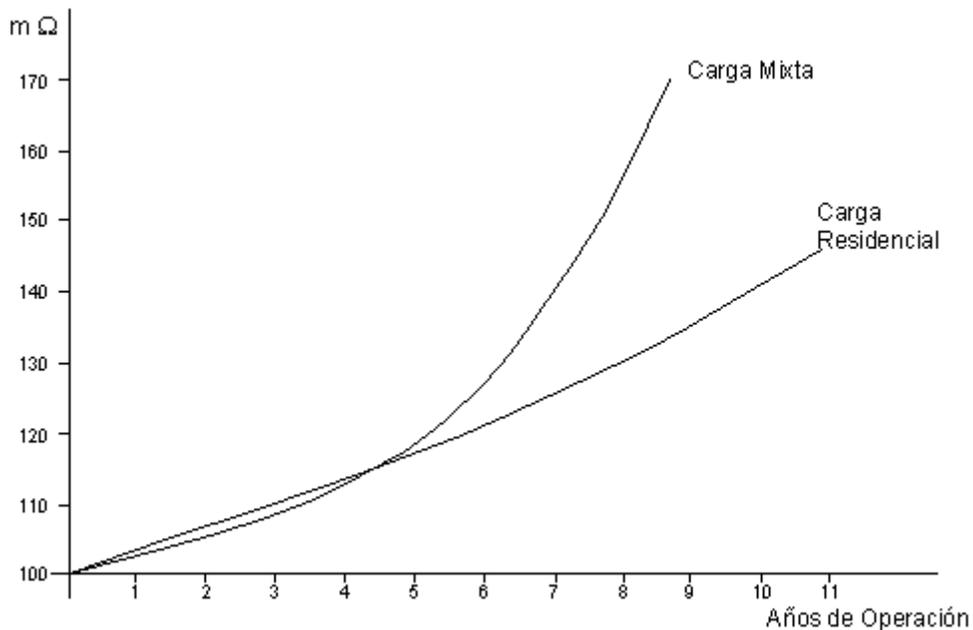
Curva	Resistencia en $m\Omega$	
	Inicial	Final
1	107.775	121.490
2	117.515	152.758

FIGURA 12.10. Incremento de la resistencia en fusibles de expulsión

**VALORES NOMINALES DE FUSIBLES DE EXPULSIÓN**

- Voltaje nominal del fusible  $V_{nf}$   
 $V_{nf} \geq V_{f-t}$  sistema cuando se aplica sobre f-t en un sistema  $3\phi$
- Corriente de interrupción  $I_i$

$I_i \geq$  corriente de falla máxima presente en el punto de ubicación del fusible.



**FIGURA 12.11.** Variación de la resistencia de fusibles dependiendo de su carga de expulsión.

- Corriente nominal continua  $I_n$

$I_n \geq$  corriente de carga máxima.

Los fusibles pueden operar en la porción asimétrica de la corriente de falla basados en la relación X/R.

Las corrientes de carga y de sobrecarga permitidas por el crecimiento de la carga y los transitorios de corriente tales como:

- Corriente Inrush de los transformadores.
- Corrientes de puesta en marcha en frío de motores.

Ambas deben ser considerados

Fueron establecidas Normas (EEI – NEMA) que especifican los valores nominales de corrientes y las características t – i para prever la intercambiabilidad eléctrica de fusibles de todos los fabricantes de la misma característica nominal.

Categorías de las corrientes nominales.

1ª Tamaños preferidos: 6 – 10 – 15 – 25 – 45 – 65 – 100 – 140 – 200 A.

2ª Tamaños no preferidos: 8 – 12 – 20 – 30 – 50 – 80 A.

3ª Por debajo de 6 Amperios: 1 – 2 – 3 – 5 A.

Si se mezclan fusibles adyacentes de categorías 1ª y 2ª se limita el rango de coordinación.

#### 12.4.4 Fusibles lentos – fusibles rápidos y de alta descarga.

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K y T, respectivamente.

Los eslabones K y T del mismo valor nominal tienen puntos idénticos a los 300 segundos. La figura 12.13 muestra que tienen curvas distintas de tiempo - corriente y que el tipo T es más lento en altas corrientes de falla que el tipo K.

La diferencia entre los dos tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para los eslabones nominales por debajo de 100 A, y de 0.1 segundos y 600 segundos para eslabones nominados por encima de 100 A. Por ejemplo, un fusible tipo K nominado en 10 A tiene en 0.1 segundos, una corriente de fusión de 120 A, y en 300 segundos una corriente de fusión de 18 A; la relación de velocidad es, entonces,  $120/18 = 6.67$ .

Se han diseñado otros eslabones fusibles con relaciones de velocidad diferentes a la de los tipos K y T; dichos eslabones son designados por las letras H y N. Los tipo H son diseñados para proveer protección de sobrecarga y evitar la operación innecesaria durante las ondas de corrientes transitorias de corta duración asociadas con arranque de motores y descargas atmosféricas; los eslabones N se diseñan con valores nominales de uno, dos, tres, cinco y ocho amperes. La tabla 12.6 muestra las corrientes mínimas y máximas de fusión y la relación de rapidez para fusibles tipo K y T

**TABLA 12.6.** Datos característicos de eslabones tipo K y T.

Tipo del fusible	300 seg.		10 seg.		0.1 seg.		Relación de rapidez	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
	x In.	x In.	x In.	x In.	x In.	x In.		
K	2	2.4	2.25	3.4	12	14.3	6	7.6
T	2	2.4	2.5	3.8	20	24	10	13

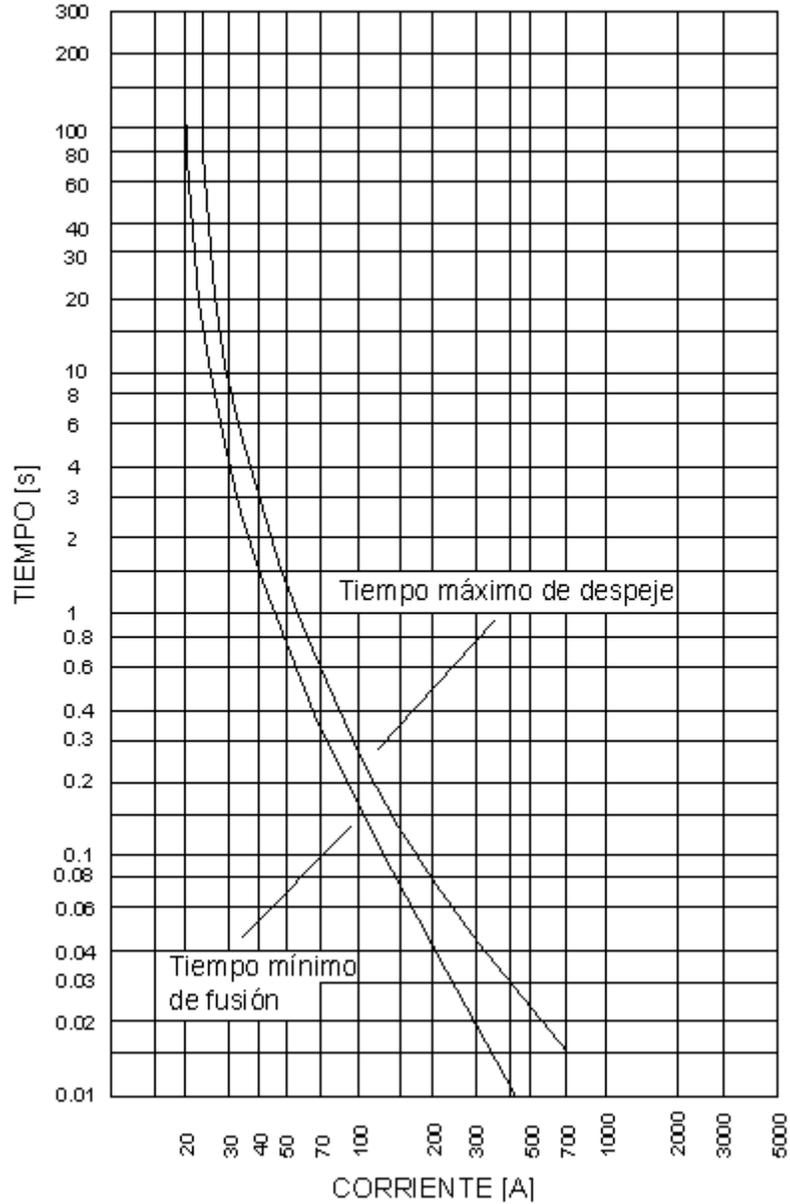


FIGURA 12.12. Curvas  $t - I$  de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K.

Los fusibles T y K del mismo valor nominal tienen diferentes puntos 300 segundos a 600 segundos, pero como lo muestra la figura 12.13 tiene diferentes curvas  $t - i$ .

A altas corrientes el fusible T es más lento que el fusible k del mismo tamaño.

La diferencia entre los 2 fusibles la da la relación de velocidad así:

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0.1 \text{ s}}{I \text{ de fusión a } 300 \text{ s}} \quad \text{para fusibles} < 100 \text{ A} \quad (12.7)$$

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0.1 \text{ s}}{I \text{ de fusión a } 600 \text{ s}} \quad \text{para fusibles} > 100 \text{ A} \quad (12.8)$$

Los fusibles lentos T tiene relación de velocidad entre 10 y 13. (véase figuras 12.14 y 12.15)

Los fusibles rápidos K tiene relación de velocidad entre 6 y 8.1 (véase figuras 12.16 y 12.17)

Los fusibles de alta descarga de 1 – 2 – 3 – 5 – 8 A para la protección de pequeños transformadores, son tipo H y sus curvas características se muestran en las figuras 12.18 y 12.19. protegen contra sobrecarga y evitan operación durante descargas de corriente transitoria de corto tiempo asociadas con arranques de motores y descargas atmosféricas.

## 12.5 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

En las últimas décadas el incremento de los niveles de cortocircuito en los sistemas de distribución ha generado la necesidad de buscar elementos fusibles que los limiten a valores aceptables, desarrollándose para ello los fusibles limitadores de corriente. La aplicación actual es la protección de transformadores y bancos de capacitores donde se prevean niveles de cortocircuito altos.

Un fusible limitador se define como un dispositivo de protección limitador de corriente que cuando opera reduce el flujo de corriente en el circuito fallado a una magnitud considerablemente menor que la que se obtiene en el mismo circuito si el dispositivo se reemplaza con un conductor sólido de igual impedancia.

Desde el punto de vista constructivo, el fusible está formado por un elemento sensible a la corriente, un tubo contenedor, un núcleo o araña y arena de cuarzo.

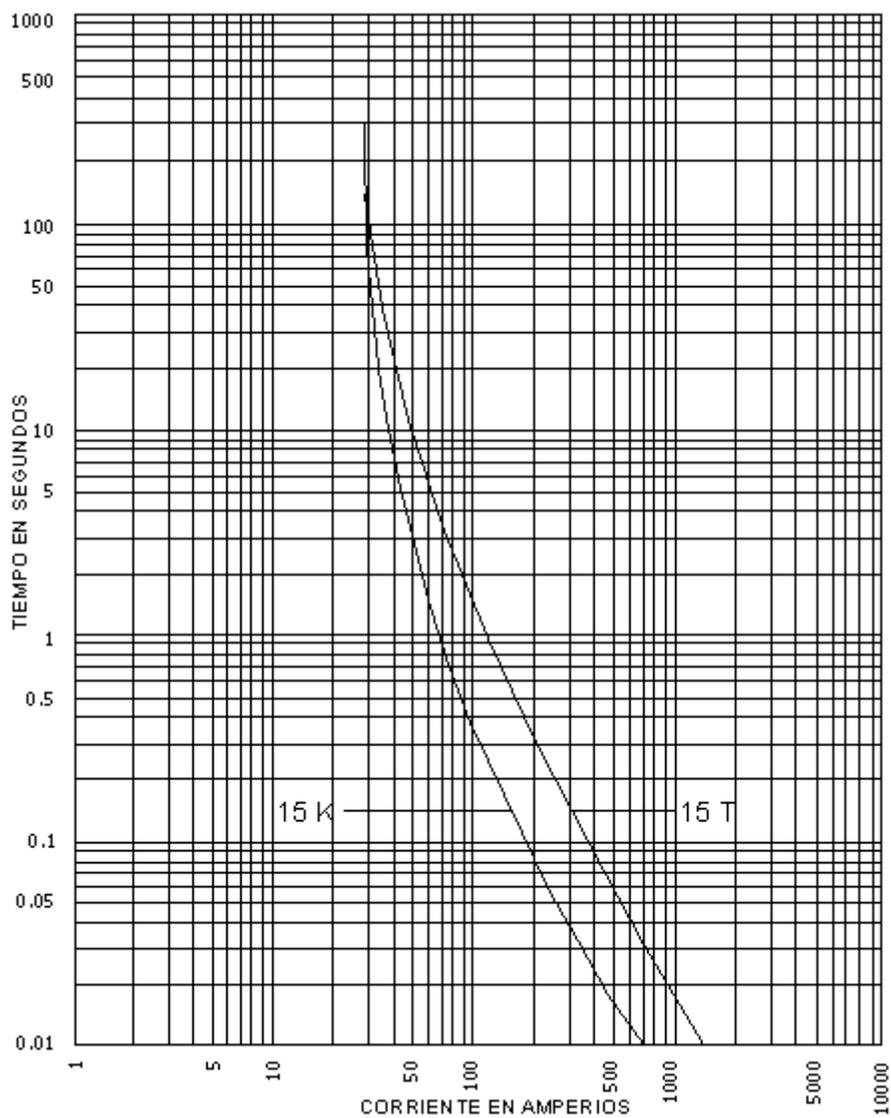


FIGURA 12.13. Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T.

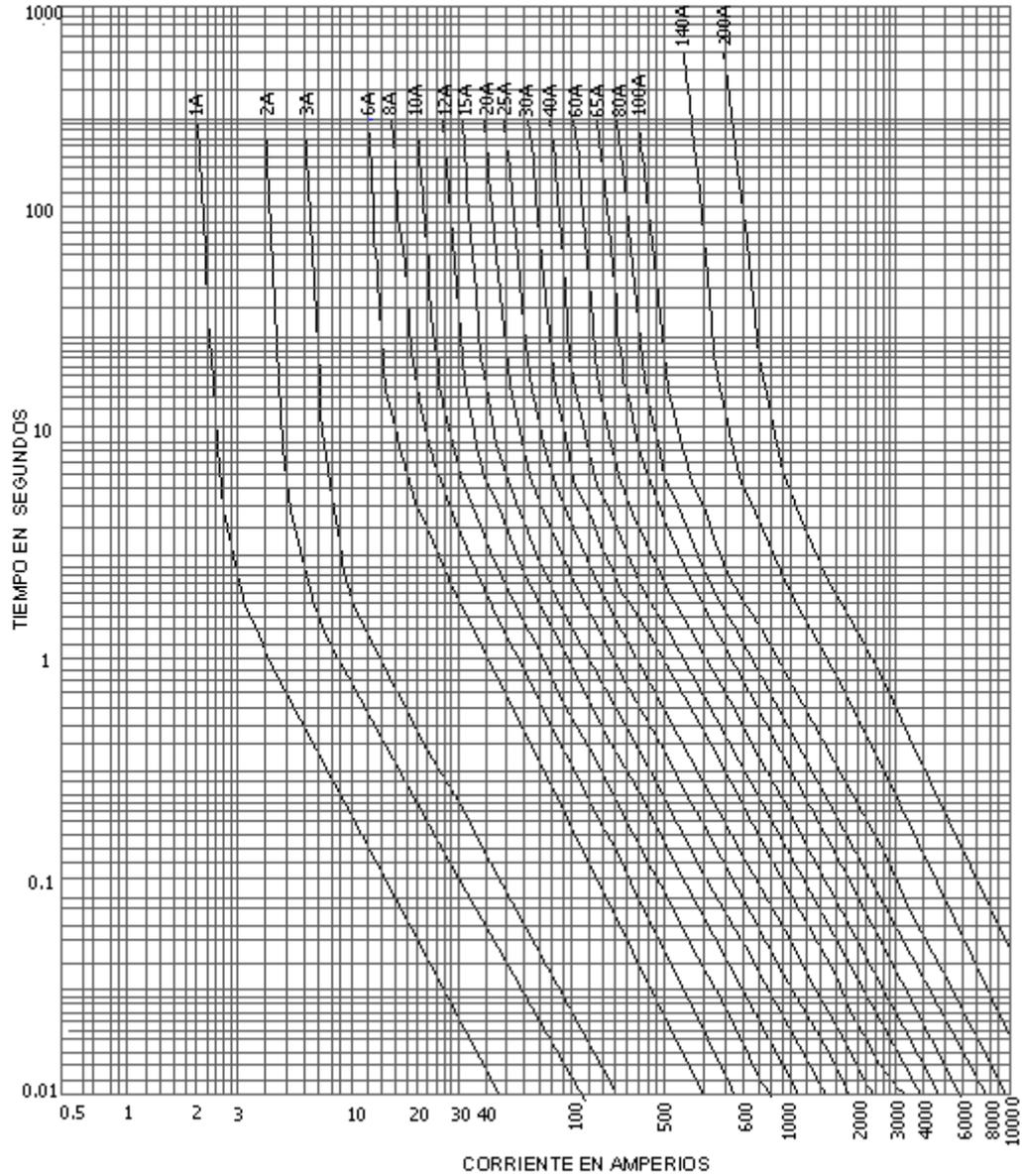
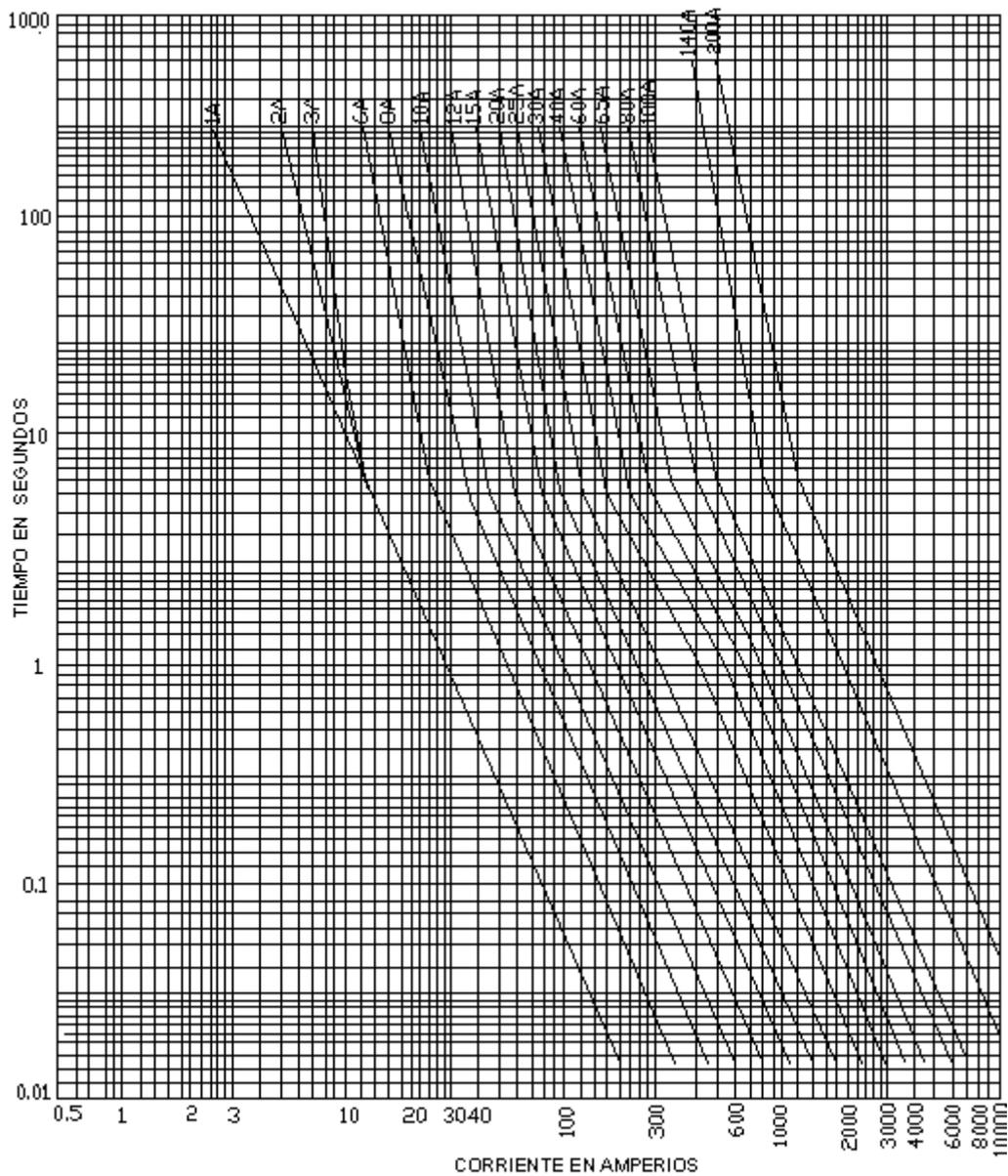


FIGURA 12.14. Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.



**FIGURA 12.15.** Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

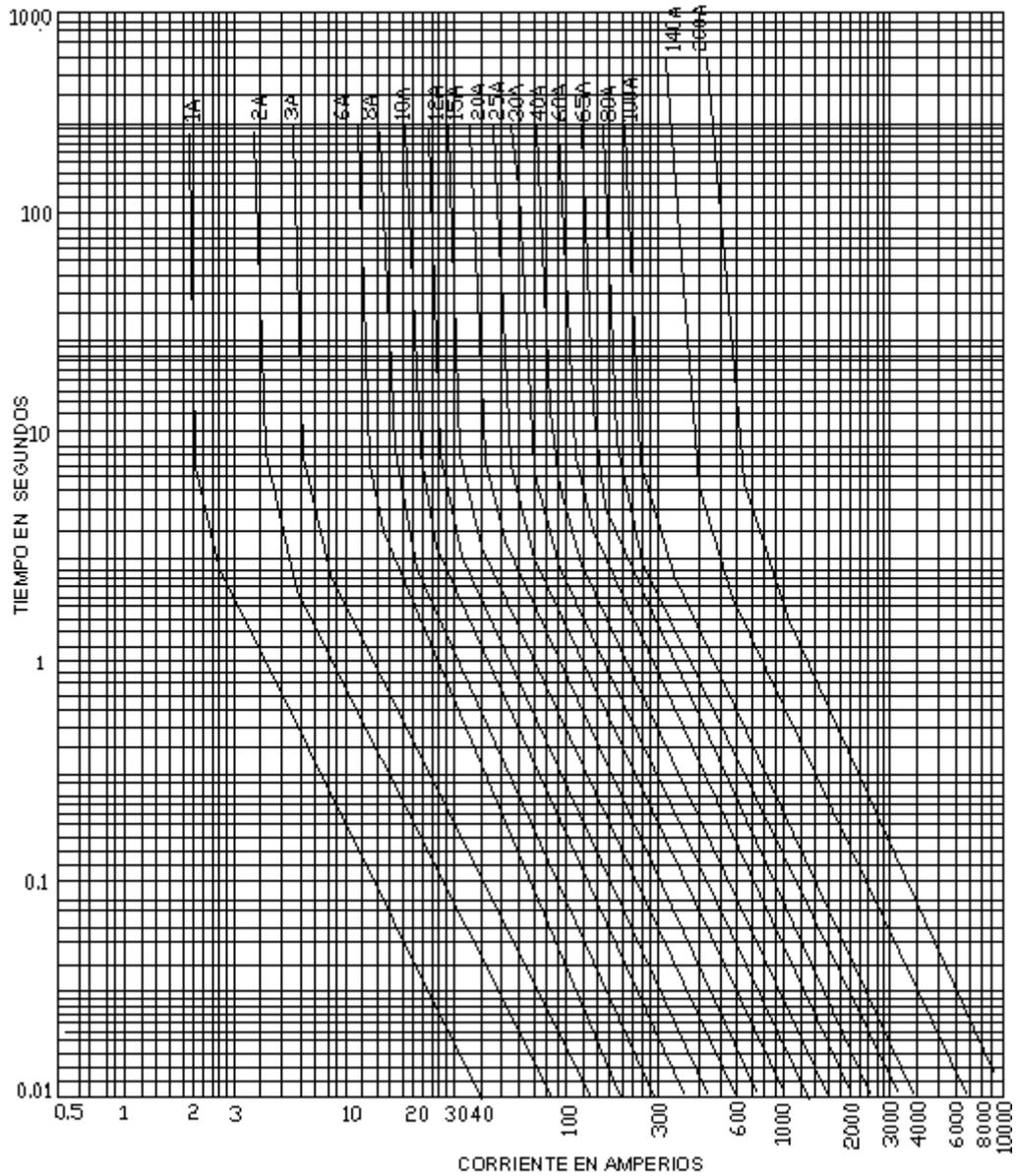
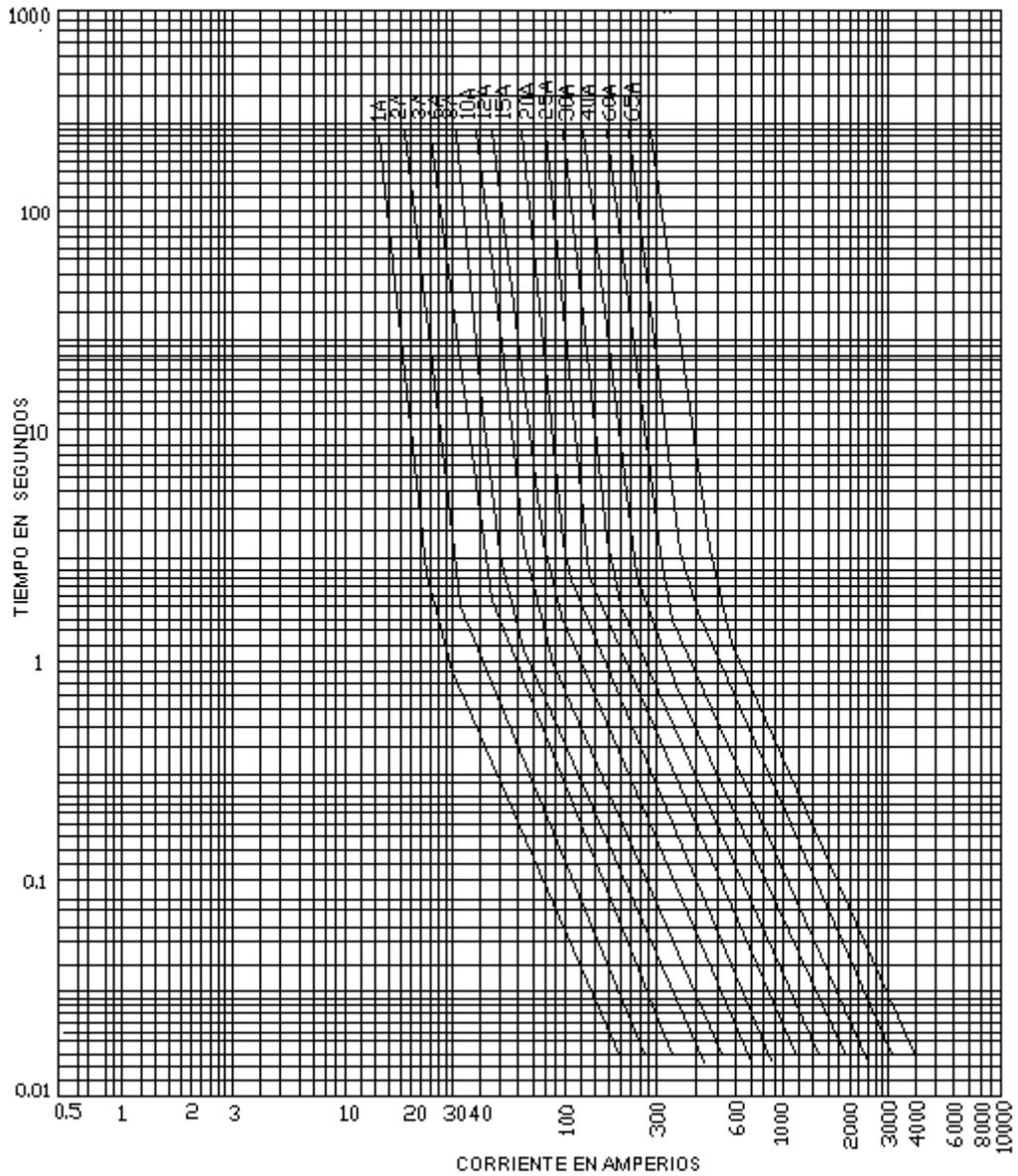


FIGURA 12.16. Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.



**FIGURA 12.17.** Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

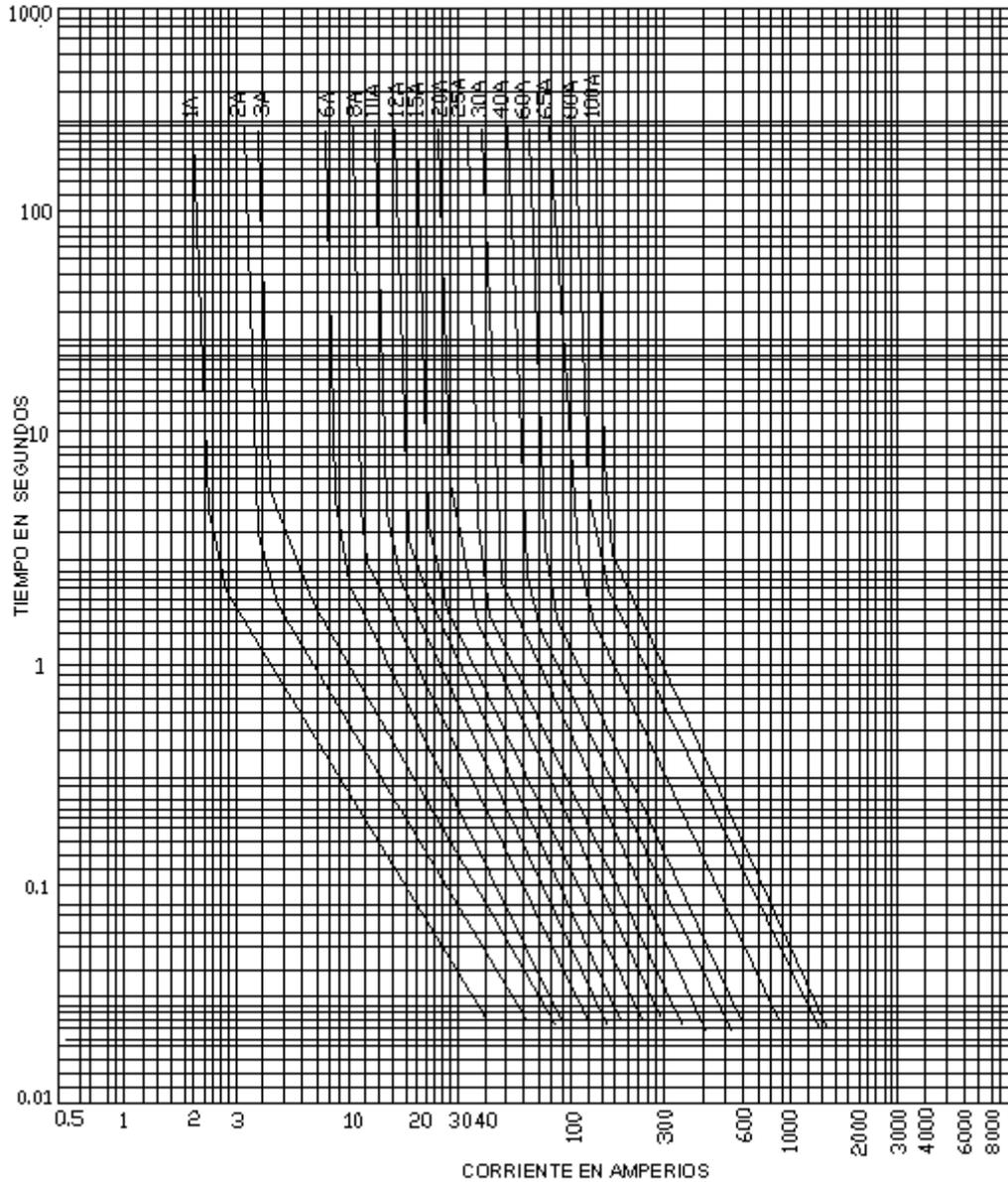
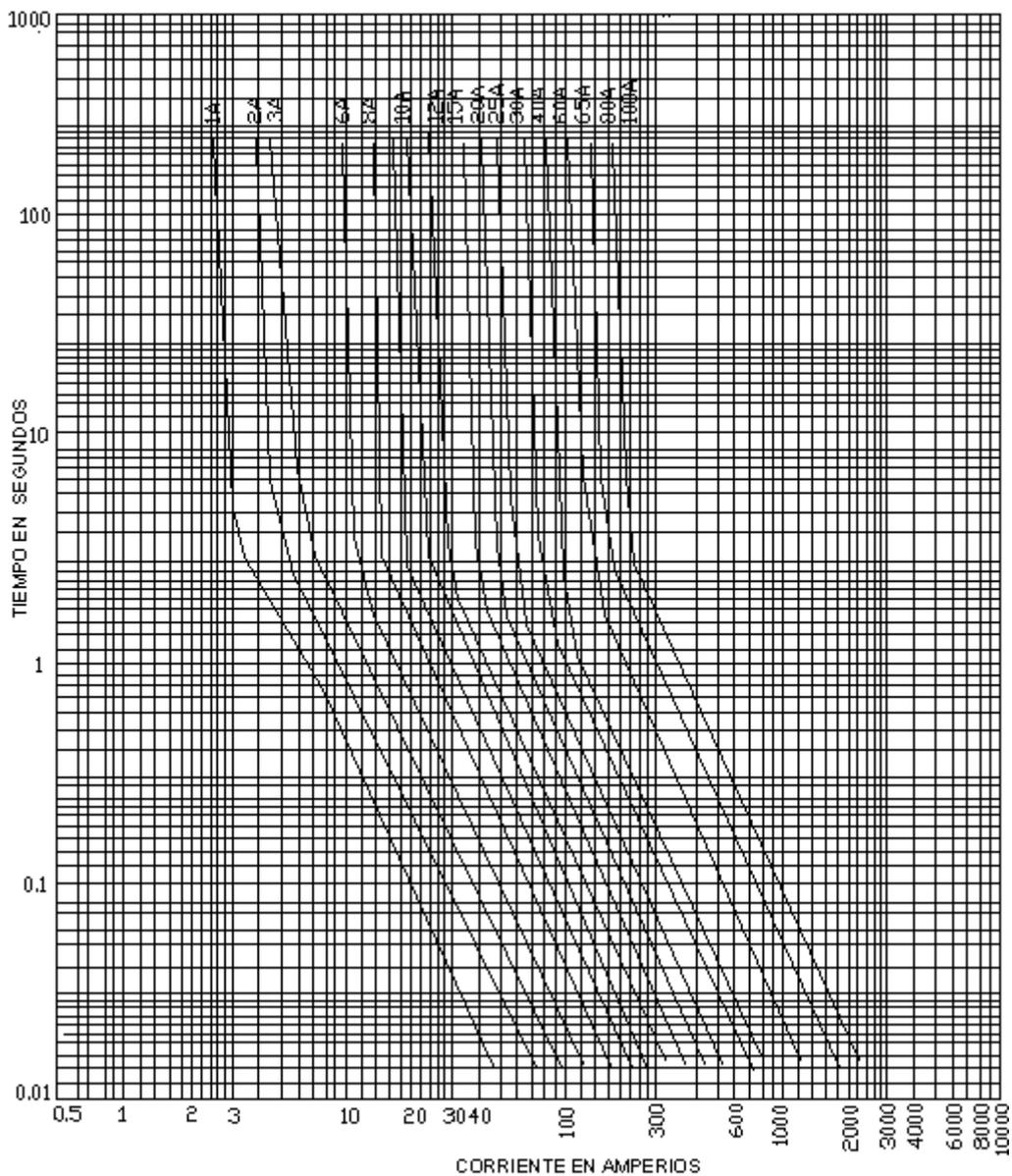


FIGURA 12.18. Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.



**FIGURA 12.19.** Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

### 12.5.1 Construcción.

El elemento sensible a la corriente está formado por cintas o alambres fusibles conectados en paralelo. Cuando se trata de alambres, éstos son de sección transversal circular constante a lo largo de toda su longitud. Estos fusibles producen tensión de arco directamente relacionada con la corriente de falla, sin relación alguna con la tensión del circuito.

Cuando se trata de cintas, éstas son de sección transversal variable, contándose con un número definido de sitios cuya sección transversal es mínima. Estos fusibles producen tensiones de arco máximas, independientes de la magnitud de la corriente de falla, pero proporcionales a la tensión del circuito.

A través del tiempo, en el diseño y la construcción de fusibles limitadores de corriente se han utilizado diferentes materiales (metales puros, aleaciones binarias o terciarias y metales compuestos), con los cuales se ha podido obtener una gama muy amplia de características de funcionamiento con las que se cubren diferentes requerimientos de aplicación. Entre los requisitos básicos se tienen los siguientes:

- Alta conductividad térmica.
- Baja resistencia eléctrica.
- Excelentes características de tensión de arco.
- No degradación de sus propiedades físico-químicas con temperaturas de operación altas.

El metal más ampliamente utilizado es la plata electrolítica o sus aleaciones, cuyas principales características son: buena conductividad térmica, que implica que en el arco se disipa solamente una masa muy pequeña; es excelente en la interrupción de altas corrientes de falla, pero debido a su punto de fusión relativamente alto (960° C) presenta problemas en la interrupción de pequeñas sobrecorrientes.

Esta dificultad se supera aplicando pequeños puntos de estaño o aleaciones plomo - estaño a lo largo del o de los elementos sensibles a la corriente.

En los fusibles limitadores de corriente para media tensión se acostumbra utilizar un alambre de alta resistividad y alto punto de fusión, que sirve para activar al disparador o percutor que se utiliza en algunos fusibles.

Uno de los elementos más importantes que entran en juego durante la operación de estos fusibles es el material de relleno, el cual absorbe la mayor parte de la energía  $I^2t$  generada durante el proceso de interrupción.

Se exige que la arena de cuarzo sea de alta pureza y con un tamaño de grano bien definido. Un contenido muy bajo de impurezas metálicas garantiza la obtención de una alta resistencia ohmica de la fulgurita que se forma alrededor de las cintas fusibles durante la interrupción, y el tamaño uniforme del grano asegurará una conductividad térmica adecuada.

La función del núcleo es sostener las cintas fusibles, las cuales generalmente se devanan en forma helicoidal sobre él. En fusibles modernos se ha empezado a utilizar arañas de mica, material que es estructuralmente estable a temperaturas hasta de 750° C. El tubo contenedor se construye de fibra de vidrio o cerámica de alta pureza.

---

Tanto la forma de la sección transversal de la araña como el montaje de las cintas fusibles son fundamentales para el buen funcionamiento del fusible durante los ciclos de calentamiento-enfriamiento a que se ven sometidos.

### 12.5.2 Operación.

Cuando a través del elemento sensible a la corriente fluye una corriente de falla de magnitud elevada, se calienta uniformemente a lo largo de toda su longitud hasta alcanzar su temperatura de fusión. Bajo esa condición, cuando el elemento es de sección transversal constante se rompe en multitud de puntos formando glóbulos debido a la tensión superficial del metal líquido y al efecto de "pellizco" del campo magnético que rodea al conductor. Lo anterior causa la aparición de una multitud de arcos en serie que provocan alta tensión de arco; después de que ha fundido el elemento sensible a la corriente, continúa siendo sobrecalentado y pasa a formar un vapor a muy alta presión, condición bajo la cual presenta una resistencia ohmica muy alta, forzando de esta forma el valor de la corriente de falla a cero.

El resultado de esto es que reduce la magnitud de la corriente de falla y cambia el factor de potencia bajo a uno relativamente alto. Altera la corriente normal al punto de cierre del voltaje normal a cero.

La rápida variación  $di/dt$  produce una alta tensión transitoria en la inductancia del circuito, hasta que se disipa la energía almacenada. Cuando la tensión de arco alcanza un valor suficientemente alto o cuando el vapor metálico presurizado se condensa, ocurre una descarga en el canal de arco formado en la fulgurita y se tiene una reignición hasta el cero natural de la corriente, pero a una tensión de arco muy reducida. En la figura 12.20 se muestra un oscilograma típico de la operación de un fusible limitador.

La energía que se requiere para que un fusible intercalado en un circuito se funda, se puede expresar en la siguiente forma:

$$\text{Energía} = I^2 R W \quad (12.9)$$

donde:

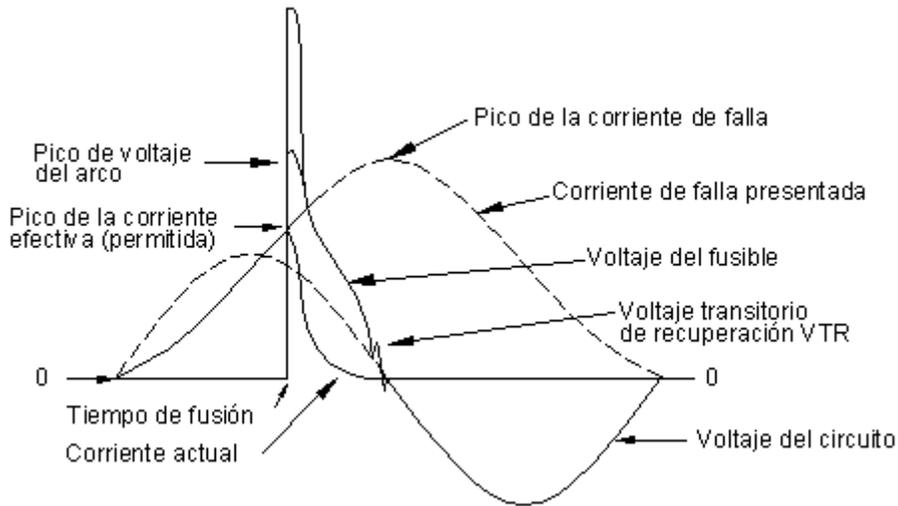
$R$  = resistencia eléctrica del fusible en ohms

$I$  = valor simétrico de la corriente de falla.

El trabajo desarrollado es:

$$W_a = I^2 R t \quad \text{W} - \text{s} \quad (12.10)$$

Al circular por el fusible la corriente de falla  $I$ , su resistencia se incrementa con la caída de tensión a través de él hasta que ocurre la fusión, con lo que el término  $I^2 R t$  no se mantiene constante. Por tanto, si se elimina a  $R$  se obtiene el término  $I^2 t$ , con el cual se evalúan los efectos térmicos provocados por la corriente de falla.



**FIGURA 12.20.** Relación t - I - V que muestra la operación del fusible limitador de corriente.

La rápida inserción de la resistencia por la acción de la fusión causa un voltaje de arco alto como reacción al intento de parar la corriente en la inductancia del circuito.

El muy alto factor de potencia del circuito bajo esta condición ocasiona que la corriente alcance el cero muy cercano al cero de la tensión normal. En este punto ocurre la recuperación y el VTR es muy pequeño.

Para un tipo de arco, la energía  $I^2t$  o la de la integral  $\int i^2 dt$  y la de energía mediada en watts – segundos están directamente relacionadas.

En la clasificación de las características de los fusibles limitadores, el término  $I^2t$  se compone de dos términos.

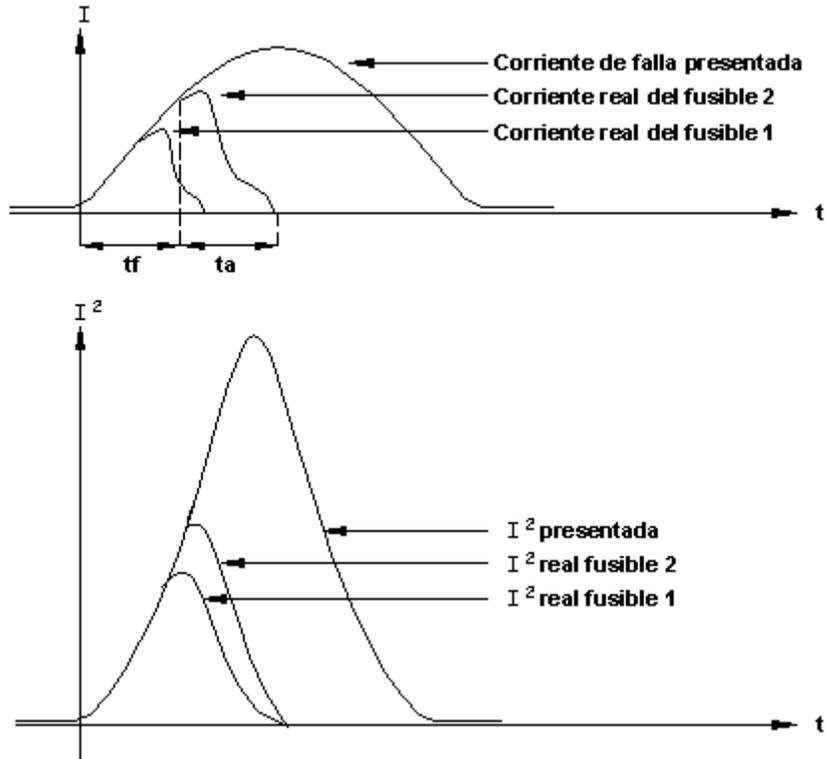
- La energía  $I^2t$  de fusión.
- La energía  $I^2t$  de arqueado.

La energía  $I^2t$  de fusión determina la rapidez con que el fusible se funde y, por tanto, la acción limitadora de corriente.

Un valor reducido se traduce en un valor reducido de la corriente de paso libre. El límite inferior de esa energía está dado por las condiciones de operación con corrientes transitorias con las cuales se pueden dañar fusibles. Entonces, un fusible con la menor energía  $I^2t$  total proporciona mayor margen de protección.

La energía  $I^2t$  de fusión se incrementa con el cuadrado de la sección transversal del elemento sensible a la corriente, de manera que al duplicar el número de cintas fusibles se cuadruplica dicha energía.

Una magnitud alta de la  $I^2t$  de fusión se refleja en una energía  $I^2t$  de interrupción total mayor y, por lo tanto en una mayor cantidad de energía generada en la falla. Estos conceptos se ilustran en la figura 12.21.



**FIGURA 12.21.** Relaciones  $I-t$  e  $I^2t$  que muestran la operación del fusible limitador de corriente (FLC).

El tiempo total de despeje está dado por:

$$t_T = t_f + t_a \quad (12.11)$$

donde

$t_f$  = tiempo de falla.

$t_a$  = tiempo de arco

La excelente habilidad de limitación de corriente del FLC le permite tener valores de interrupción ilimitados.

Como no expele gas permite instalarlo en armarios confinados y aplicaciones internas: transformadores pad mounted, equipos encapsulados, etc. donde la limitación de energía es requerida. También se aplican en circuitos aéreos.

El diseño del FLC debe ser cuidadoso ya que el transitorio de voltaje puede causar operación innecesaria del pararrayos, para lo cual la resistencia debe ser introducida a una rata controlada y el pico de voltaje de arco debe ser  $\leq 2.1$  veces el voltaje pico del sistema donde no ocurrirán problemas de operación.

El FLC limita la capacidad de corriente y la energía potencial.

Los fabricantes han usado conjuntos de corrientes pico permitidas relacionados con las corrientes de falla presentes y las figuras 12.8 y 12.24 muestra la familia de curvas. Sin embargo, a causa del desplazamiento de la corriente normal cero existe una reducción mucho más grande de corriente de falla efectiva y puede solo identificarse satisfactoriamente usando el factor  $I^2 t$  en  $A^2 - \text{segundos}$ , que representa el calentamiento que ocurre por incremento de resistencia en la trayectoria de la corriente. Y relaciona la energía potencial disponible en cualquier parte del sistema que está siendo afectada por la corriente de falla.

$$I^2 t \text{ de fusión en } A^2 s = kA^2 \text{ con } A \text{ en in}^2 \quad (12.12)$$

donde:

k = constante del material del elemento fusible.

$$k = 3 \times 10^{10} \quad \text{para plata.}$$

$$k = 4,03 \times 10^{10} \quad \text{para cobre.}$$

$$k = 0,18 \times 10^{10} \quad \text{para estaño.}$$

La fusión mínima y los factores  $I^2 t$  total son necesarios para estudios de coordinación. La figura 12.21 muestra de que modo el factor  $I^2 t$  puede ser comparado con la relación  $t - I$ .

Los fabricantes de fusibles deben suministrar el  $I^2 t$  de fusión mínima y el  $I^2 t$  máxima total de sus FLC.

Las figuras 12.22 a 12.25 muestran las curvas características  $I^2 t$  para fusibles limitadores de corriente.

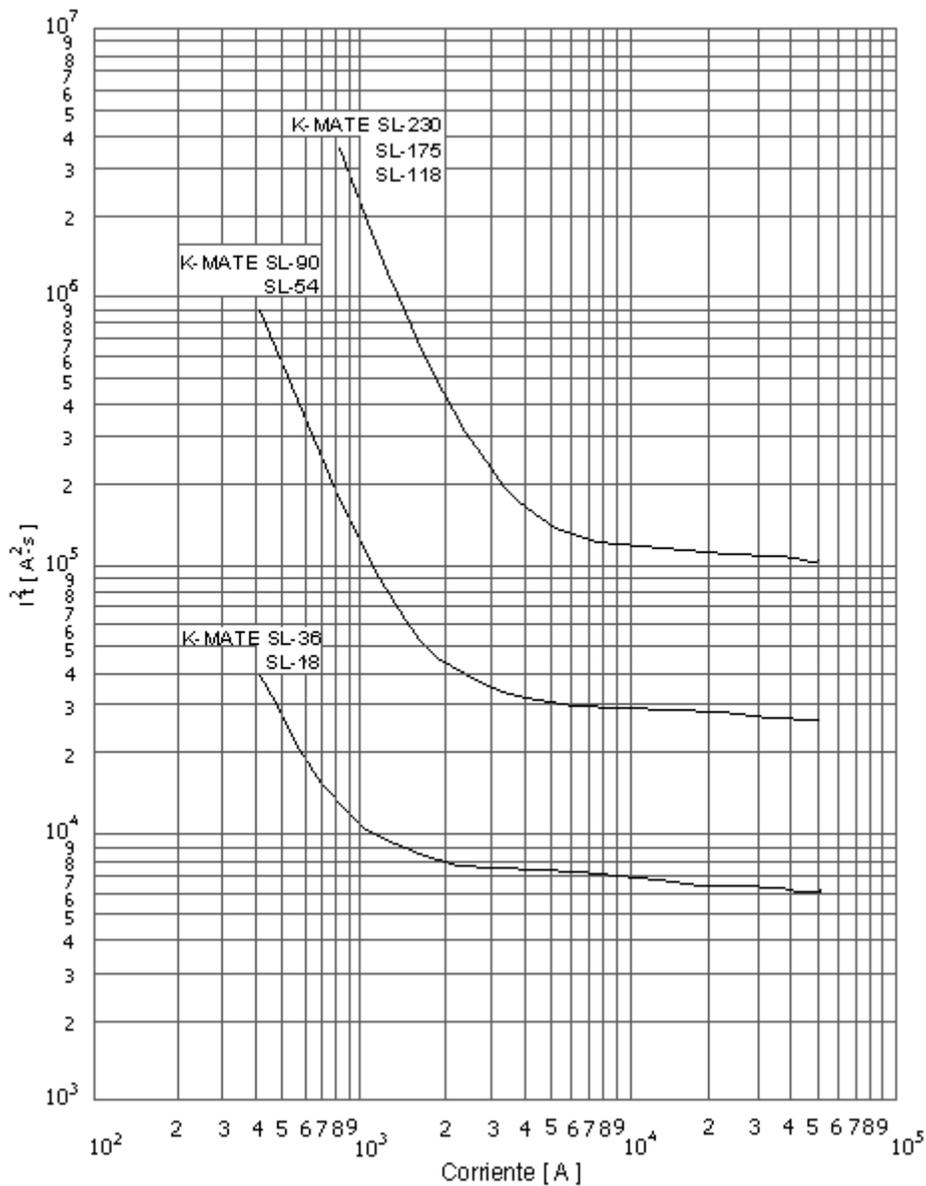


FIGURA 12.22. Curvas características  $I^2t$  de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.

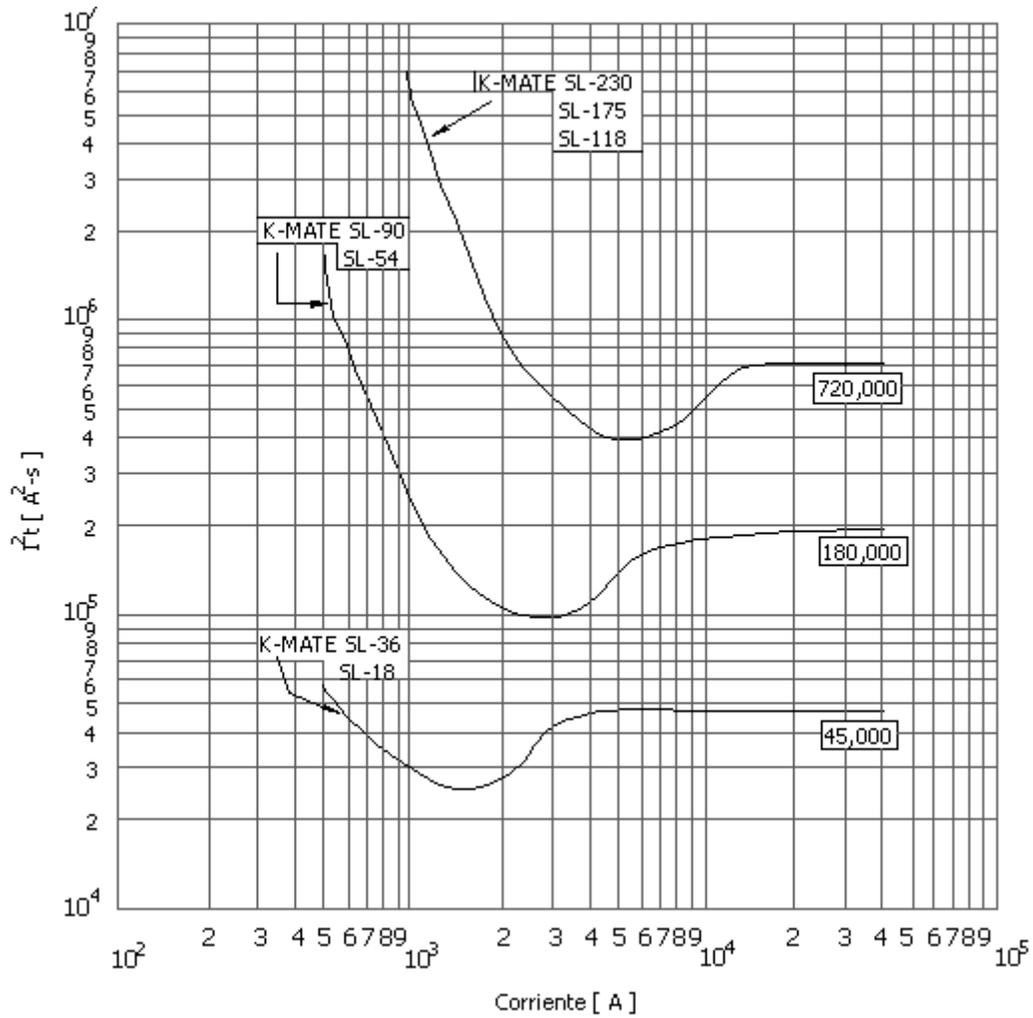
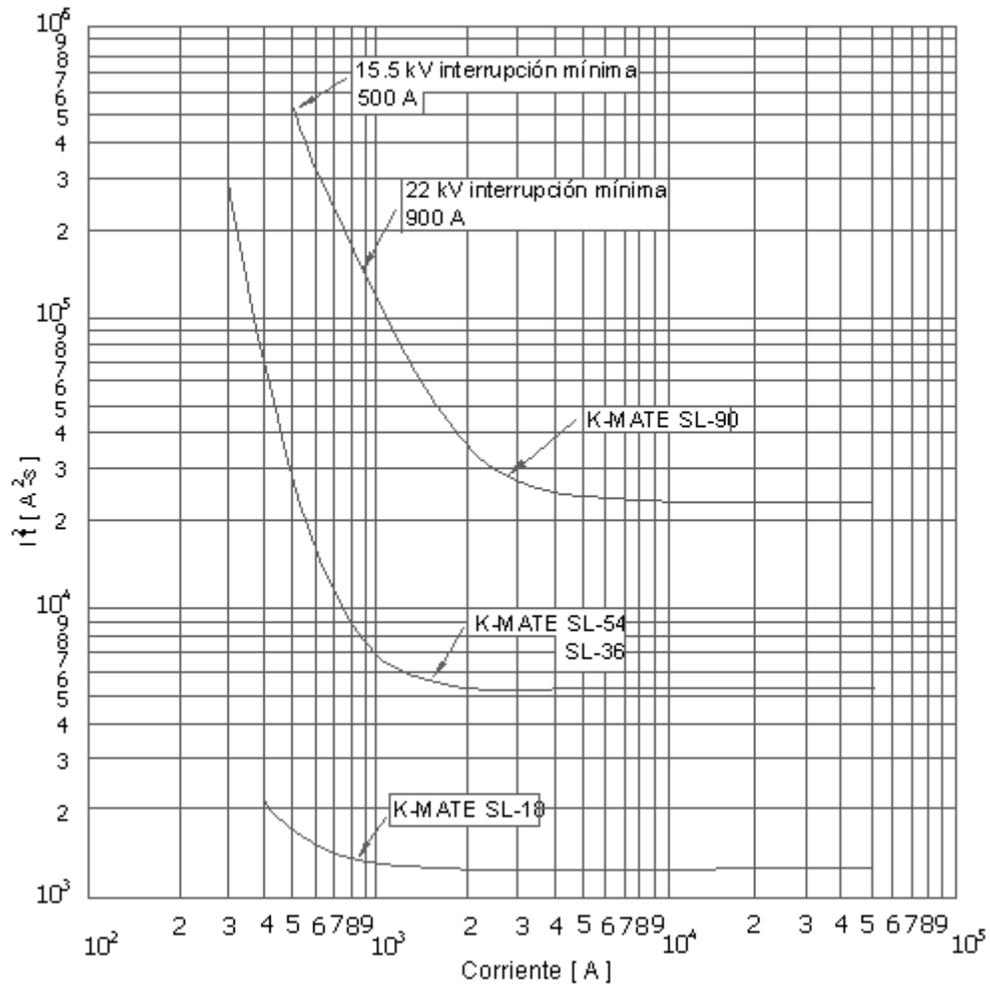


FIGURA 12.23. Curvas características  $I_t^2$  de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.



**FIGURA 12.24.** Curvas características  $I_t^2$  de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kV y 22 kV.

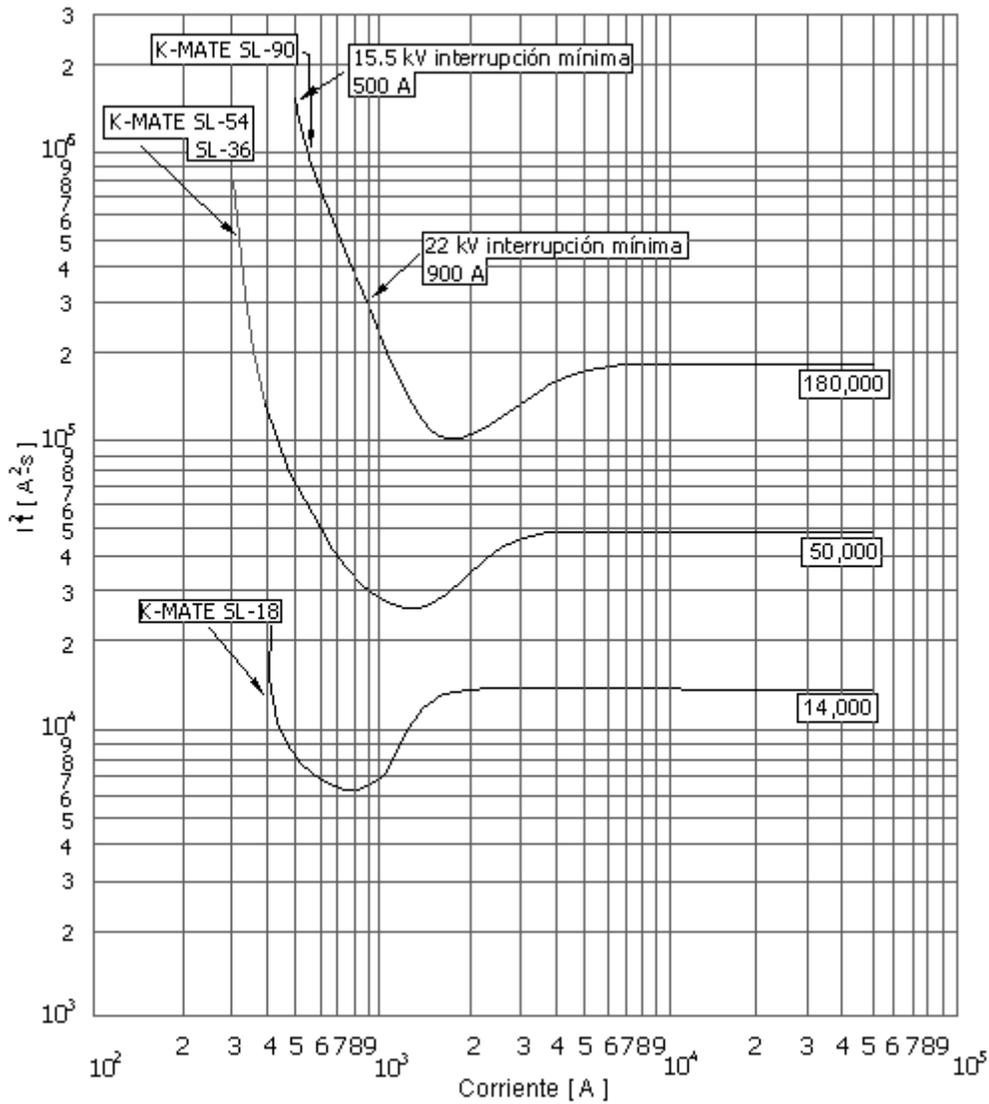


FIGURA 12.25. Curvas características  $I^2t$  de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 kV y 22 kV.

### 12.5.3 Tipos de fusibles limitadores de corriente.

#### 12.5.3.1 De propósito general.

Es un fusible capaz de interrumpir satisfactoriamente todas las corrientes desde la corriente de interrupción máxima nominal hasta la corriente que causa la fusión del elemento fusible en una hora o menos ( $t_{amb} = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Cubre corrientes que están entre 150 y el 200 % del valor nominal del fusible. En la industria existen los siguientes:

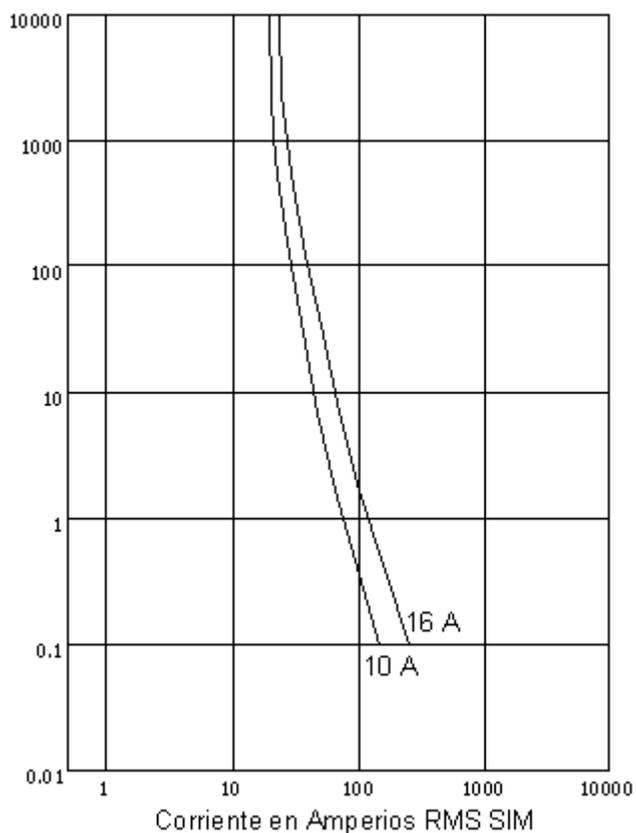
La RTE lo fabrican bajo la denominación ELS.

La McGraw lo fabrica bajo la denominación NX.

La GE lo fabrica bajo la denominación Surge Guard GP.

La Westing house lo fabrica bajo la denominación CX.

La figura 12.26 representa 2 curvas características  $t - i$  de fusibles limitadores de propósito general de 23 kV



**FIGURA 12.26.** Curvas de corriente - tiempo de fusión de fusibles limitadores de corriente de propósitos generales para 23 kV.

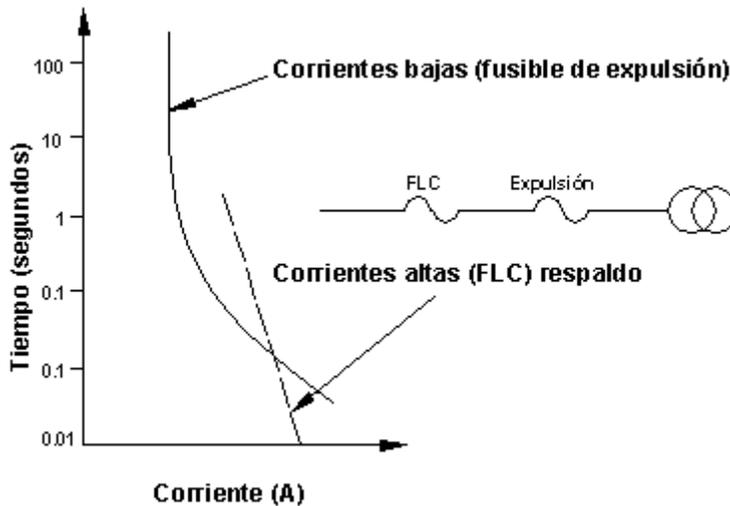


FIGURA 12.27. Operación del fusible limitador de corriente como respaldo.

### 12.5.3.2 Fusibles de respaldo.

Son fusibles capaces de interrumpir todas las corrientes desde la corriente de interrupción mínima nominal. En la industria existen los siguientes:

- La RTE lo fabrican bajo la denominación ELSP y ELD.
- La McGraw lo fabrica bajo la denominación companion ( solo 40 k )
- La GE lo fabrica bajo la denominación OSP , ETP, EJO.
- La Westing house lo fabrica bajo la denominación type CL.
- La S & C lo fabrica bajo la denominación Fault Filter.
- La Chance lo fabrica bajo la dnominación K mate.

El fusible de respaldo despeja solamente las corrientes de falla altas. El despeje de fallas bajas es realizado mediante los fusibles de expulsión conectados en serie con el FLC de respaldo.

Las características  $t - I$  están compuestas por 2 fusibles como se muestra en la figura 12.26 y cada fusible trabaja en rango óptimo.

Estos fusibles son llamados de primera generación y su campo de funcionamiento satisfactorio en términos de corriente está definido por:

- Su corriente mínima de interrupción.
- Su máxima capacidad interruptiva.

---

En el extremo correspondiente a la corriente mínima de interrupción se puede encontrar fusibles con tiempos de fusión tan pequeños como 0.02 segundos o tan grandes como 1000 segundos, dependiendo de su diseño. Es práctica común utilizar este tipo de fusibles en serie con fusibles de expulsión (ver figura 12.27) o con cualquier otro tipo de dispositivo de protección contra sobrecorriente que cubra el rango de protección contra sobrecargas.

### 12.5.3.3 Fusibles de rango completo (full range)

Estos fusibles son capaces de interrumpir satisfactoriamente, bajo condiciones especificadas de uso y comportamiento, todas las corrientes que causan la fusión del elemento sensible a la corriente. Los tiempos máximos de fusión que se tienen para estos fusibles son hasta de ocho horas.

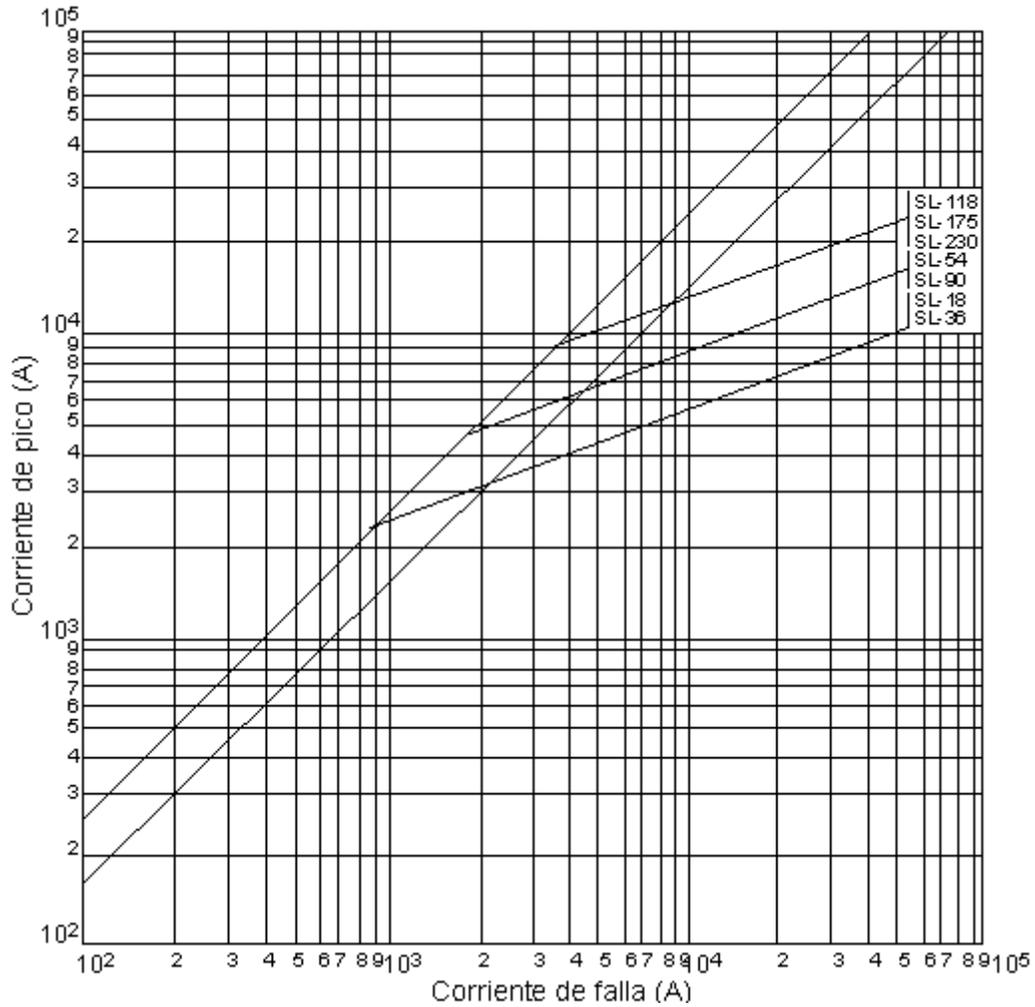
Las características de limitación de corriente representan la relación entre la corriente disponible de falla en un circuito dado y el valor de la corriente de paso libre que un fusible permite fluir. En las figuras 12.28 y 12.29 se muestran las características de limitación de corriente para fusibles de 35 - 22 - 25 - 15 - y 8.3 kV.

Se observa que las curvas son esencialmente rectas y paralelas entre sí. Para cada valor de la corriente disponible de falla se tiene un valor de la corriente de paso libre permitida para cada uno de los fusibles que se indican. La recta diagonal define la magnitud instantánea de la corriente simétrica de falla que se podría presentar sin la inclusión del fusible de un circuito con una relación  $X/R$  dada, precisamente cuando la falla se inicia en el cero de la onda de tensión del circuito.

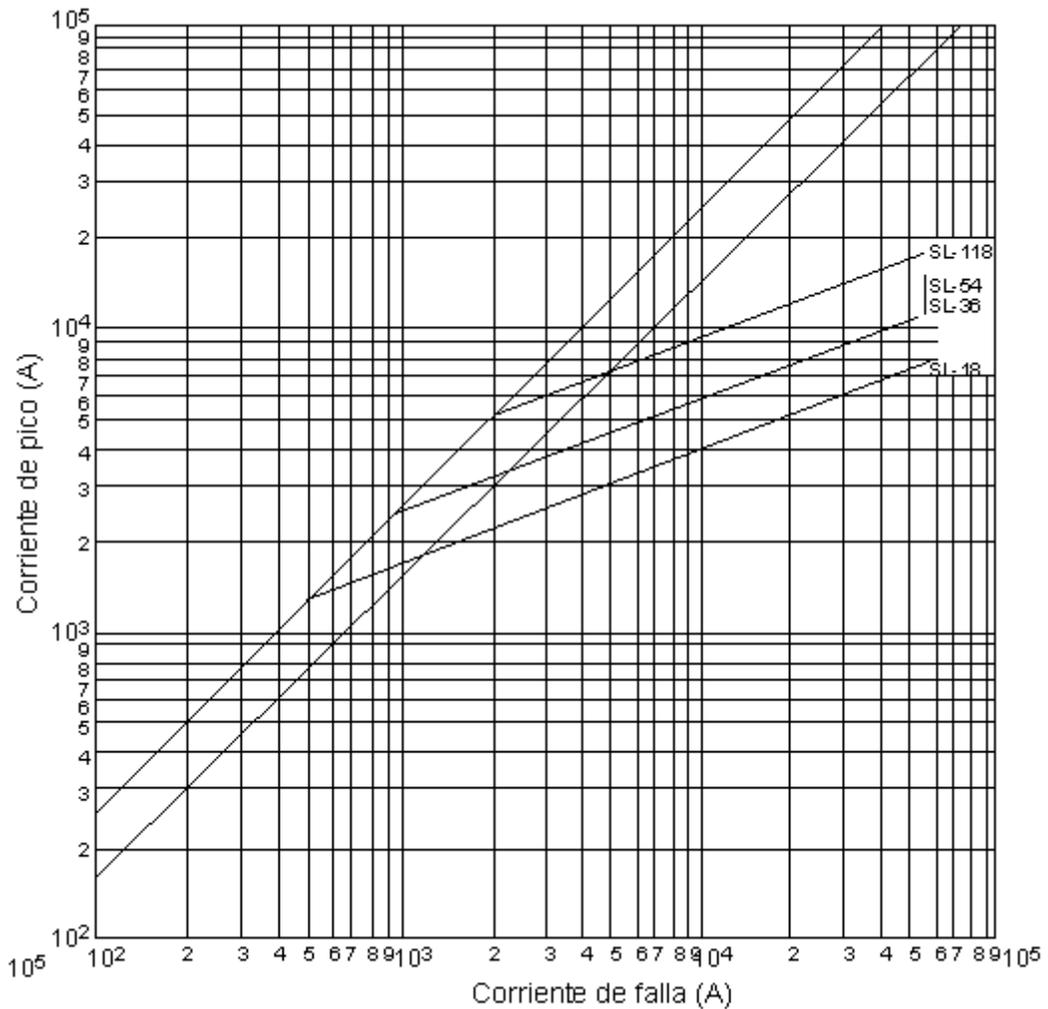
Cuando un fusible limitador de corriente opera, siempre genera un voltaje de arqueo. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema como del tipo de diseño del fusible. Cuando se aplica un fusible limitador de corriente debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que se dañen los pararrayos con su operación. Dado el diseño especial que tienen los fusibles limitadores de corriente, la sobretensión que se genera con su operación depende principalmente de la tensión del sistema.

En la mayoría de los casos la coordinación se cumple; sin embargo, es necesario comprobar siempre esta condición. Para tal efecto se pueden seguir los siguientes pasos (tomado como base la figura 12.30):

- Se escoge la tensión del sistema sobre el eje de las abscisas (fase - neutro en sistemas Y aterrizados, fase - fase en otros sistemas).
- Se extiende una línea vertical de ese punto hasta intersectar la recta diagonal, continuando la línea en forma horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el eje de las ordenadas, y ese será el correspondiente voltaje de arco máximo o sobretensión máxima que tendrá que soportar el sistema.
- Se compara el valor de voltaje obtenido con los niveles de chispeo de los pararrayos escogidos para la protección contra sobretensiones del transformador, de tal forma que exista una buena coordinación fusible pararrayos. La tensión de arco máximo producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la tensión mínima de chispeo del pararrayos.



**FIGURA 12.28.** Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3 $\phi$  - 15 kV y 1 $\phi$  -8.3 kV) (CHANCE K-MATE).



**FIGURA 12.29.** Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3 $\phi$  - 25 kV, 1 $\phi$  -15.5 kV, 3 $\phi$  -35 kV y 1 $\phi$  -22kV) (CHANCE K-MATE).

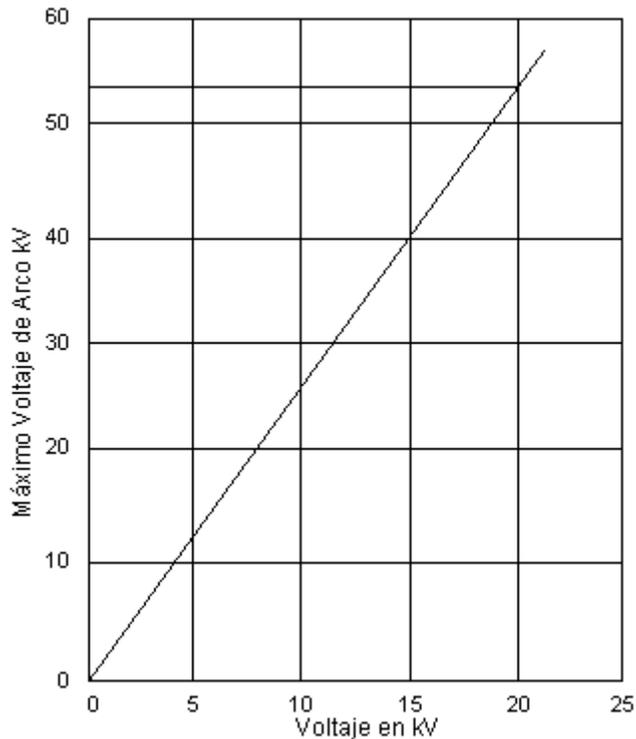
Tomando como ejemplo que la tensión máxima de operación del sistema sea de 20 kV y la tensión mínima de chispeo del apartarrayos de 45 kV, se tiene:

$V_{\text{máx arco}} = 54 \text{ kV}$  de la figura 12.30.

$V_{\text{chispeo}} = 45 \text{ kV}$

Comparando estos valores:  $54 < \sqrt{2} \times 45 = 63,63$

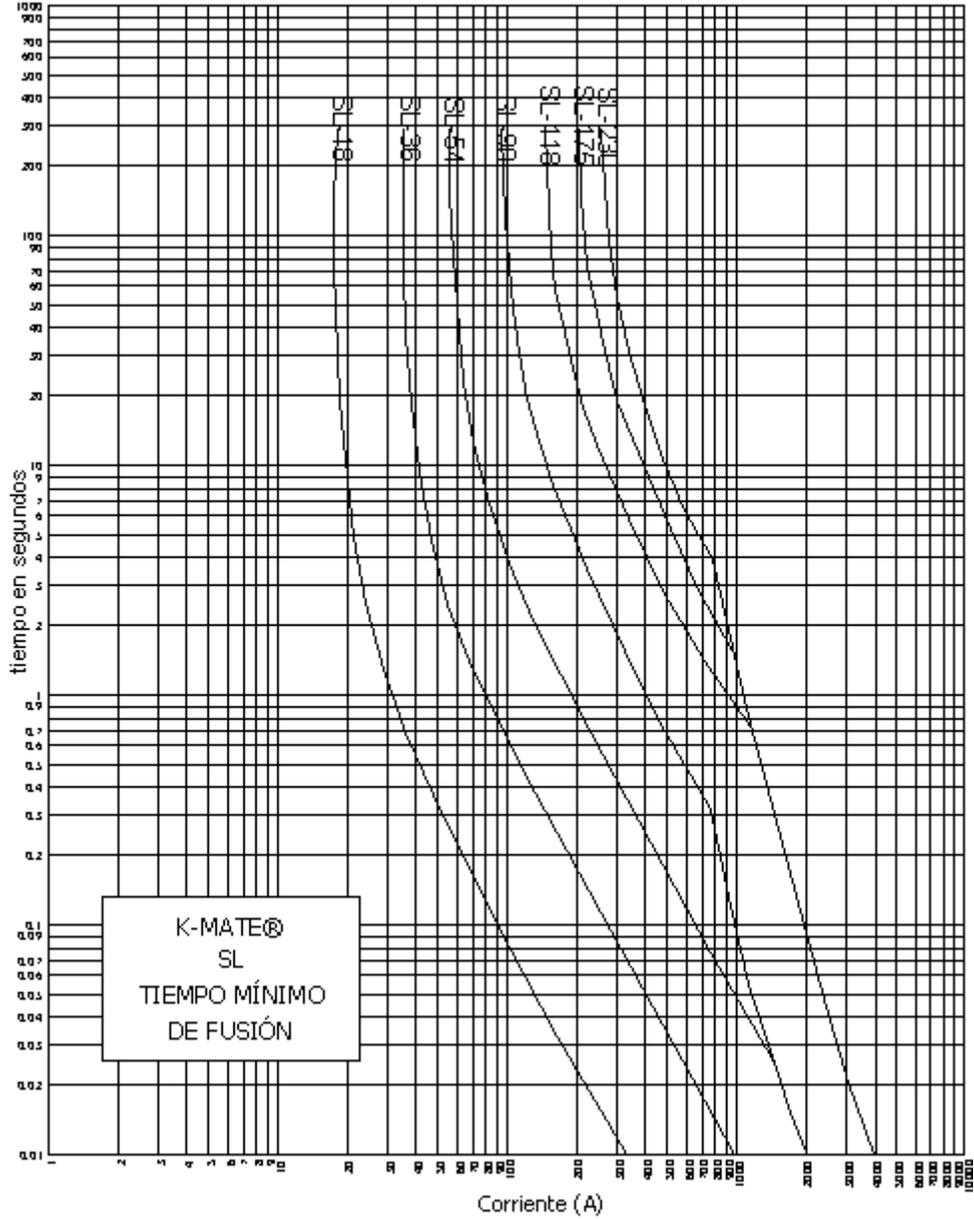
Por tanto, la operación del fusible no dañará a los pararrayos.



**FIGURA 12.30.** Coordinación de fusibles limitadores con pararrayos.

Los fusibles de rango total causan fusión del elemento bajo operación normal a una temperatura ambiente elevada.

En las figuras 12.31 y 12.32 se muestran las características  $t - I$  de los fusibles limitadores de corriente K – Mate de la Chance para 8.3 kV, y en las figuras 12.33 y 12.34 para 15.5 y 22 kV.



**FIGURA 12.31.** Curvas características  $t - I$  de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.

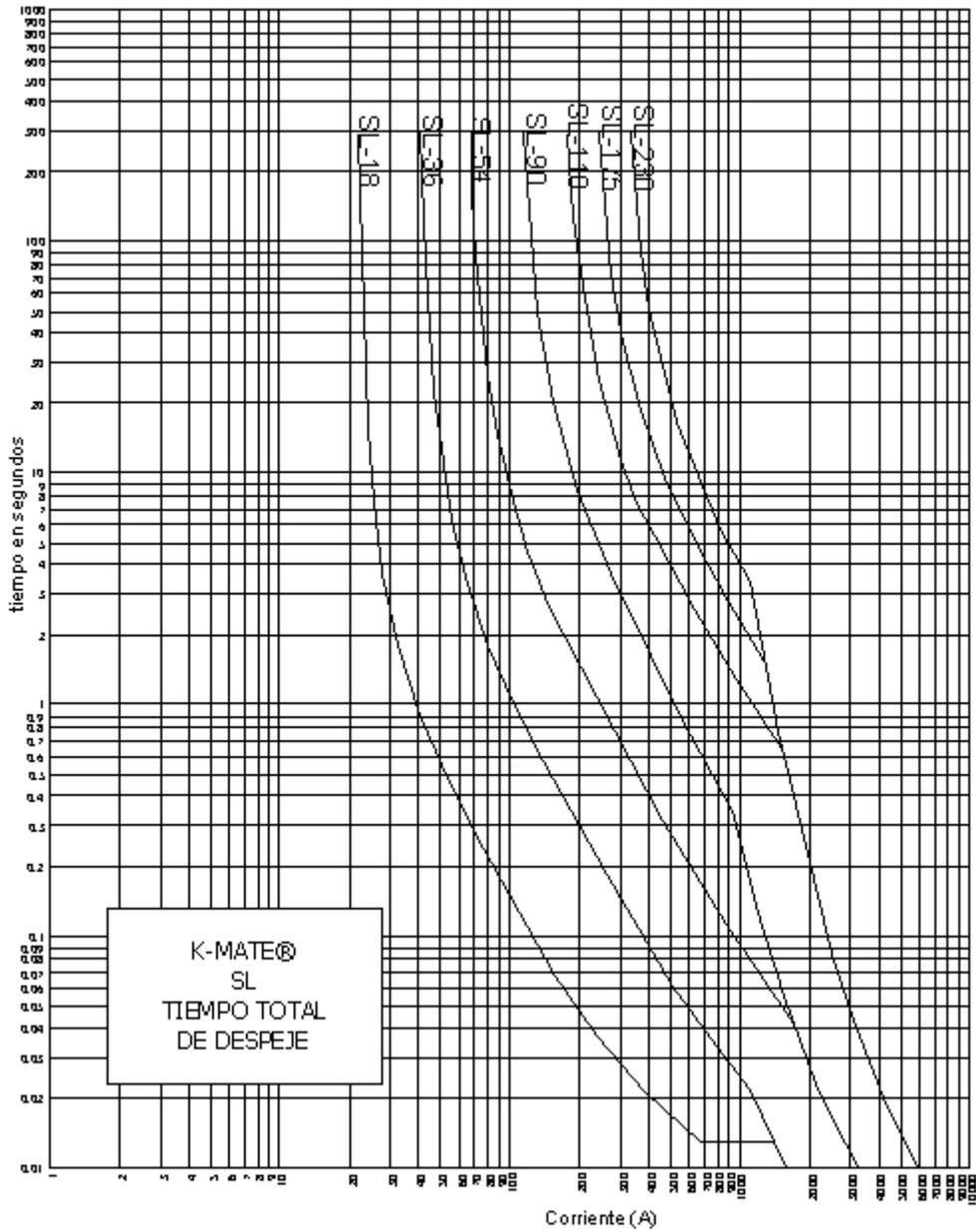
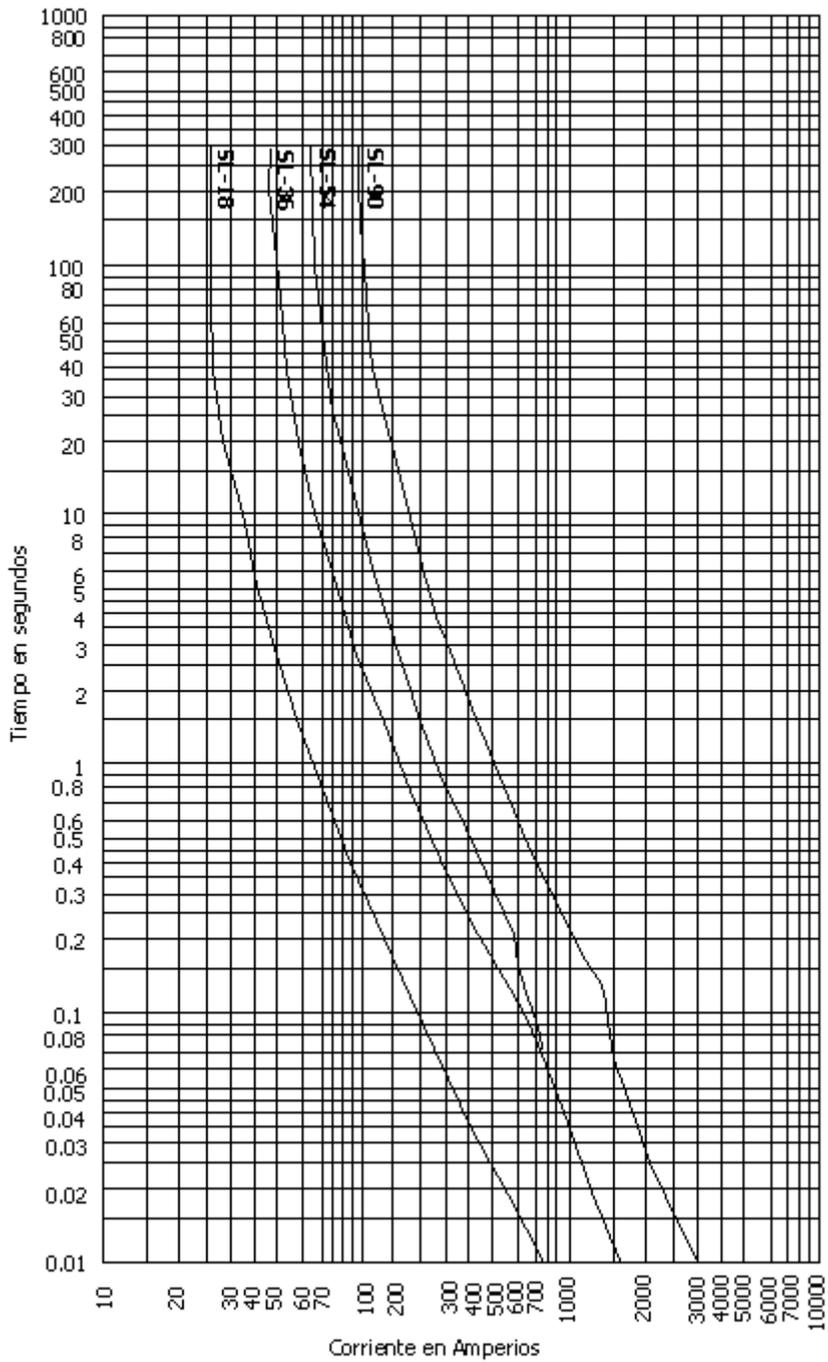


FIGURA 12.32. Curvas características t - I de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.



**FIGURA 12.33.** Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV.

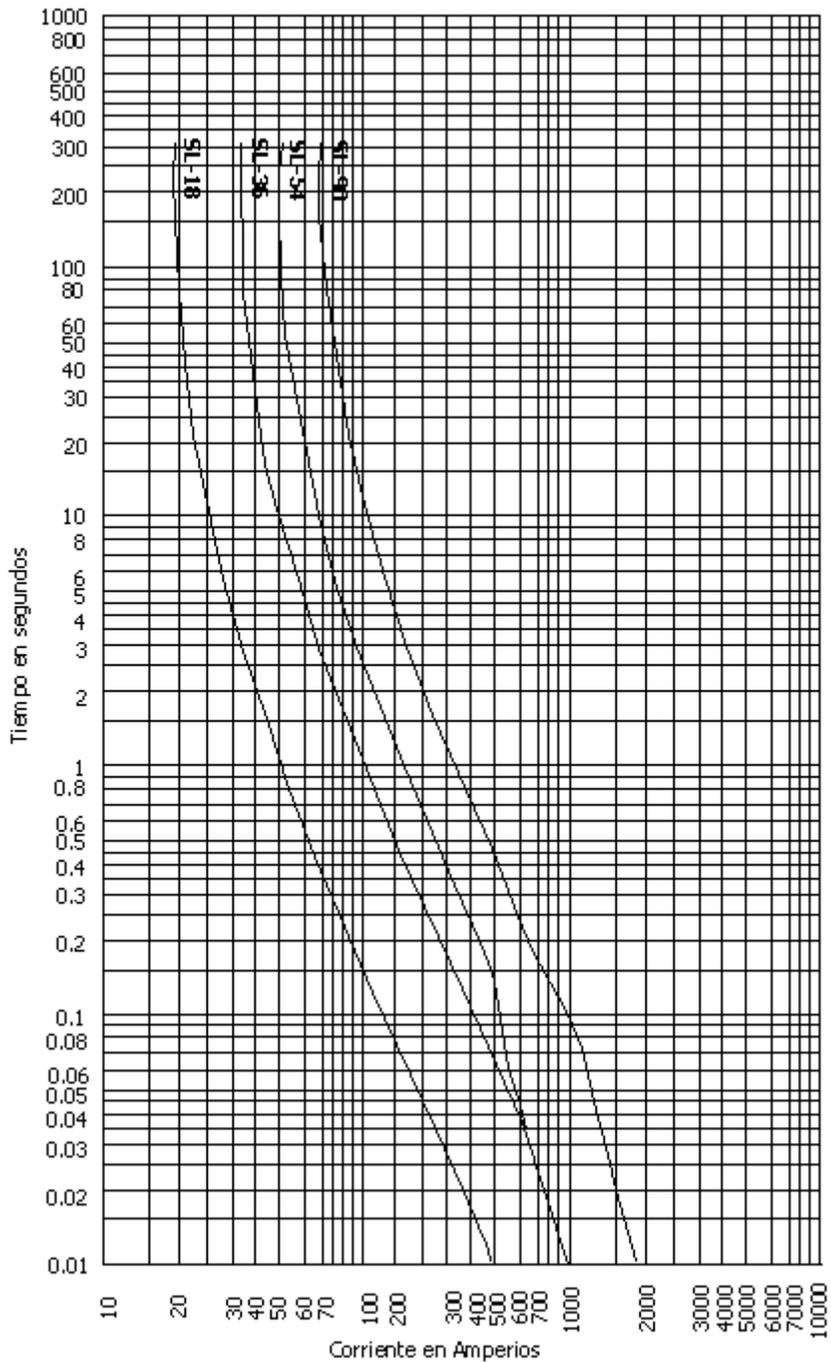


FIGURA 12.34. Curvas características t - I de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 y 22 kV.

## 12.6 FUSIBLE ELECTRÓNICO

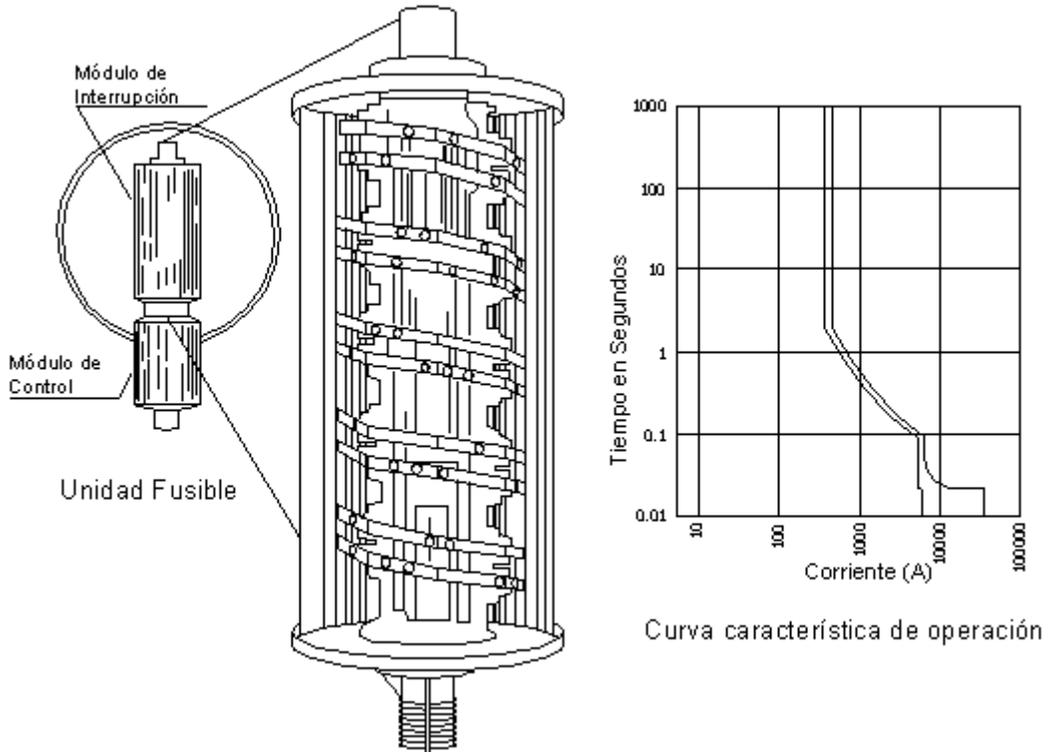


FIGURA 12.35. Fusible electrónico.

El fusible electrónico en media -tensión se caracteriza por conducir corrientes nominales hasta de 600 amperios y capacidad interruptiva de 40 kA simétricos. Ofrece una variedad de curvas especiales I-t ajustables de tipo inverso, ideales para circuitos de potencia, de distribución, subestaciones, protección primaria de transformadores y alimentadores de plantas industriales.

Los fusibles de este tipo son de operación más rápida que los interruptores de potencia para fallas de cortocircuito. En la actualidad se han diseñado en varios tipos de tensiones nominales, desde 4.16 kV hasta 25 kV, de servicio interior. La unidad está formada por un módulo de control y un módulo de interrupción, como se muestra en la figura 12.35,

El módulo de control está previsto de un transformador de corriente y circuitos electrónicos que sensan la intensidad de corriente. El módulo de interrupción opera en respuesta a una señal del módulo de control debido a una sobrecorriente y está formado por dos secciones dispuestas coaxialmente, como se muestra en la figura 12.35.

La sección principal de circulación de corriente consiste de un tubo de cobre plateado, localizado en el centro que conduce la corriente en condiciones normales de operación. En paralelo con la sección principal se encuentra conectada la sección limitadora de corriente, formada por dos cintas de cobre sumergidas en arena sílica.

A diferencia de los fusibles limitadores de corriente, los elementos fusibles del módulo de interrupción no llevan corriente continuamente; por tanto, no se sujeta a la protección caprichosa que puede introducirse cuando los elementos fusibles de corriente tradicionales se exponen a cargas cíclicas o sobrecorrientes continuas que alteren la curva I-t.

## 12.7 FUSIBLE EN VACÍO

El diseño y la operación de este fusible son muy parecidos al del fusible de expulsión, ya que también utiliza un elemento fusible de corta longitud y tiene una relación de las ondas de corriente y de tensión semejantes a las de un fusible limitador. La principal diferencia consiste en que está contenido en una unidad completamente sellada y no presenta expulsión de gases. La interrupción se presenta cuando la rigidez dieléctrica que existe entre los contactos llega a un valor relativamente alto después de que la onda de corriente alcanza su cero natural. El diseño del fusible es el del típico interruptor de vacío, en el que se aplica un movimiento rotatorio a los electrodos para cortar el arco e interrumpir satisfactoriamente altas corrientes de cortocircuito. La ventaja principal del fusible de vacío es que es un dispositivo de alta capacidad interruptiva que no expulsa gases durante su operación y se puede instalar en un gabinete muy compacto.

## 12.8 FACTORES DE SELECCIÓN PARA ELEMENTOS FUSIBLE Y CORTACIRCUITOS

### 12.8.1 Para selección de cortacircuitos.

Los valores nominales para cortacircuitos de distribución son listados en las tablas 12.2 y 12.3. Los datos requeridos para facilitar la selección de los cortacircuitos de un sistema de distribución son:

- La seguridad.
- La economía.
- La localización
- Uso preferente.
- Voltaje del sistema.
- Tipo de sistema.
- Relación X/R.
- Corriente de falla máxima presentada.
- Corriente de carga.
- Régimen continuo de corriente.
- Capacidad de interrupción.

---

### 12.8.1.1 Selección de la corriente nominal.

$I$  nominal continua  $\geq$  Corriente de carga continua máxima.

En la determinación de la corriente de carga del circuito se deben considerar la corriente de sobrecarga del circuito, la corriente de sobrecarga normal incluyéndose los armónicos sostenidos

### 12.8.1.2 Selección de voltajes nominales (fusibles de expulsión).

El voltaje nominal es determinado por las siguientes características:

1. Voltaje f – t o f – f máximo del sistema.
2. Sistema de puesta a tierra.
3. Circuitos 1f o 3f.

Voltaje de restauración  $<$  Voltaje máximo nominal del cortacircuito.

### 12.8.1.3 Reglas de selección.

1. En sistemas subterráneos:  $V$  régimen máximo  $\geq V$  f – f máximo del sistema
2. En sistemas 3f efectivamente puestos a tierra:

- a) Para cargas 1f de derivaciones de líneas:

$V$  de régimen máximo fusible  $\geq$  Voltaje f – t del sistema.

- b) Para aplicaciones 3f:

Las reglas dictan el uso de voltajes nominales f – f.

Sin embargo, las fallas que producen condiciones donde cortacircuitos 1f puedan interrumpir voltajes f – f son raras en estos sistemas. Existe entonces la tendencia a emplear cortacircuitos que tienen voltajes nominales duales como 7.8 / 13.5 kV y 15 / 26 kV.

La tabla 12.7 lista los voltajes nominales recomendados para varios sistemas.

Selección de voltajes nominales (FLC):

$V$  nominal máximo  $\geq V$  máximo f – f del sistema para 3 f

$V$  nominal máximo  $\geq V$  máximo f – t del sistema para 1 f

Selección de los valores nominales de interrupción:

$I$  interrupción nominal simétrico fusible  $\geq I$  de falla máxima posible calculada sobre el lado de carga del fusible.

**TABLA 12.7.** Recomendaciones para la correcta aplicación de cortacircuitos en los diferentes voltajes de sistemas de distribución.

Voltaje nominal del sistema	Voltaje nominal de cortacircuitos cuando es usado	
	línea a tierra	en la línea
2.400 Delta	---	5.200
2.400/4.160 Y aterrizado	5.200	5.200
2.400/4.160 Y no aterrizado	---	5.200
4.800 Delta	---	5.200
7.200 Delta	---	7.800
4.800/8.320 Y aterrizado	5.200	5.200
4.800/8.320 Y no aterrizado	5.200	7800/13.500
12.000 Delta	---	15.000
7.200/12.470 Y aterrizado	7.800	7.800/13.500
7.200/12.470 Y no aterrizado	---	7.800/13.500
13.200 Delta	---	15.000
7.620/13.200 Y aterrizado	7.800	7.800/13.500
7.620/13.200 Y no aterrizado	---	7.800/13.500
13.800 Delta	---	15.000
7.960/13.800 Y aterrizado	7.800	7.800/13.500
7.960/13.800 Y no aterrizado	---	7.800/13.500
14.400 Delta	---	15.000
14.400/24.900 Y aterrizado	27.000	15.000/26.000
19.900/34.500 Y aterrizado	27.000	38.000

### EJEMPLO 1

Para el circuito subterráneo en  $\Delta$  de la figura 12.36

Cortacircuitos para A (línea):

5.2 kV - 100 A

I nom interrupción simétrica = 400 A

Tipo encerrado.

Cortacircuitos para B (transformador):

5.2 kV 50 A

I nom interrupción simétrica = 1600 A

Tipo encerrado

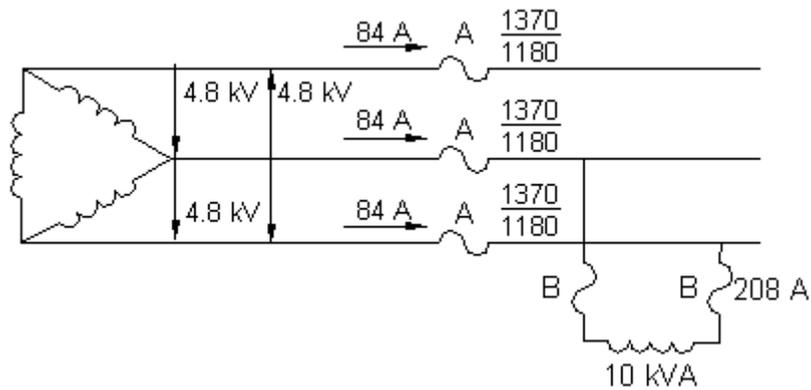


FIGURA 12.36. Circuito subterráneo en  $\Delta$ .

### EJEMPLO 2

Para un circuito como se muestra en la figura 12.37 y aterrizado.

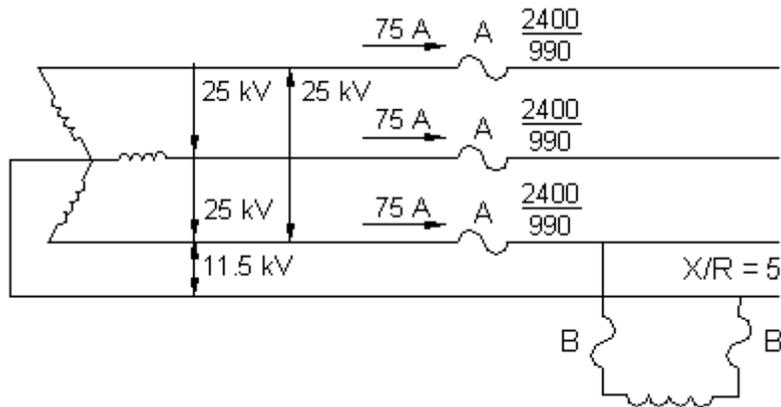


FIGURA 12.37. Circuito en Y aterrizado.

Cortacircuitos para A (línea):

15/26 kV - 100 A (Ver tablas 12.2 Y 12.3)

I nom interrupción simétrica = 2800 A

Cortacircuitos para B (transformador):

15 kV - 100 A (Ver tablas 12.2 y 12.3).

I nom interrupción simétrica = 2800 A (3000 A).

## **12.8.2 Aplicación de los eslabones fusible.**

### **12.8.2.1 Para fusibles en líneas con propósito de seccionamiento.**

Se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Corrientes nominales y de sobrecarga del circuito incluyendo armónicos prolongados.
2. Corrientes transitorias del circuito: I de magnetización de transformadores.  
I de arranque de motores.  
I inrush de capacitores.  
I de puesta en marcha en frío.
3. Características de Burn-down de los conductores (quemado).
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.

### **12.8.2.2 Para protección de equipos.**

Se deben considerar los siguientes factores:

1. Capacidad de sobrecarga de corto tiempo de los equipos.
2. Corrientes transitorias tales como las descritas en 12.8.2.1.
3. Importancia relativa de protección del equipo versus aprovisionamiento del servicio continuado.
4. Coordinación con otras protecciones.

## **12.8.3 Variables de operación de los fusibles.**

### **12.8.3.1 Precarga.**

A causa de corrientes de carga previas, la precarga incrementa la temperatura del fusible causando que el tiempo de fusión sea reducido para todos los valores de la corriente de falla.

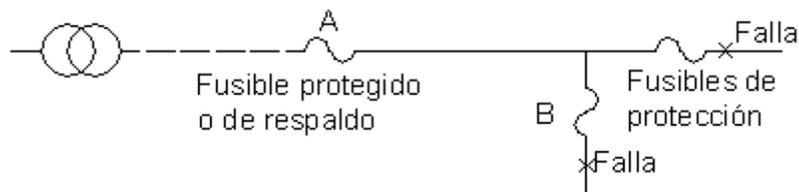
### **12.8.3.2 Temperatura ambiente.**

Cuando aumenta por encima de 25°C el tiempo de fusión decrece y cuando la temperatura ambiente disminuye, el tiempo de fusión aumenta.

### **12.8.3.3 Calor de fusión.**

Calor adicional requerido para convertir un sólido a su temperatura de fusión en un líquido a la misma temperatura.

#### 12.8.4 Reglas de aplicación (para coordinación).



**FIGURA 12.38.** Localización de los fusibles de protección y protegido.

La figura 12.38 proporciona la definición convencional de dispositivos de protección basados en la localización.

- Una regla esencial para aplicación de fusibles establece que el tiempo de despeje máximo del fusible de protección no excederá el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, lo que asegura que el fusible de protección despejará la falla antes de que el fusible protegido se dañe. El factor del 75% compensa los efectos de las variables de operación.
- Otra regla sostiene que la corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad de corriente continua del fusible.

La capacidad continua de corriente es aproximadamente 150% del valor nominal para fusibles T y K con elementos fusibles de estaño y aproximadamente 100% para fusibles H y N y fusibles K de plata.

La tabla 12.4 lista las corrientes de régimen continuo que los fusibles H, N, T y K transportarán sin sobrecalentarse cuando son instalados en cortacircuitos de tamaño apropiado.

### 12.9 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CON FUSIBLES

La principal función en la protección de transformadores es la desconexión de estos del sistema de distribución, reduciendo daños y disturbios al mínimo.

Los tipos de protección pueden abarcar los siguientes aspectos:

- Protección contra sobrecarga, requerida debido a la elevación de temperatura causada por las sobrecorrientes de gran duración que pueden deteriorar el aislamiento de los devanados.
- Protección contra cortocircuito para prevenir efectos electrodinámicos y térmicos causados por cortocircuitos externos al transformador.
- Protección contra fallas internas, para minimizar el daño dentro del transformador fallado y aislarlo del resto del sistema.

#### 12.9.1 Factores a considerar.

Idealmente los fusibles deben:

Remover el transformador fallado del sistema de distribución.

- Prevenir fallas disruptivas en el transformador.
- Proteger el transformador de sobrecargas severas.
- Resistir sobrecargas de corto tiempo no dañinas.
- Resistir corrientes de puesta en marcha de cargas en frío.
- Resistir corrientes Inrush.
- Resistir a daño por sobretensiones inducidas.
- Coordinarse con el próximo dispositivo de protección, aguas arriba.

### 12.9.2 Criterios de selección de fusibles.

#### 12.9.2.1 Consideraciones de daño del tanque del transformador.

Al ocurrir fallas dentro del transformador, se producen altas presiones internas por la descomposición del aceite y puede causar rotura del tanque o soplado de la tapa acompañado de incendio.

Los fusibles limitadores de corriente proporcionan mejor protección y es práctica común limitar el uso de fusibles de expulsión a puntos donde la corriente de falla es menor o igual a 3000 A. Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas por los fabricantes; sin embargo para el caso del transformador se puede tomar el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" P784/D4 de la norma ANSI C 57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA. Véase Tabla 12.8.

**TABLA 12.8.** Valores  $I - t$  para definir las curvas de daño y la curva de energización (inrush) en transformadores de 1 a 500 kVA.

Evento (Daño o corriente)	Número de veces la corriente nominal	Tiempo en segundos
Daño térmico	2	2.000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
Daño mecánico	20	3.3
	25	2.0
	30	1.5
Corriente inrush	40	0.8
	50	0.5
	25	0.01
Corriente de carga fría	12	0.10
	6	1.00
	3	10.00

---

Esta curva indica la vida útil del transformador, la cual disminuye al alcanzar dichos valores de corriente y tiempo.

### **12.9.2.2 Corriente de energización o puesta en servicio (inrush).**

Al energizar un transformador se presenta la corriente de excitación o Inrush cuyas magnitudes y duraciones son determinadas por el flujo residual del núcleo del transformador y por el punto de la onda de voltaje que coincida al cerrar el circuito (cuando ocurre la energización). Esto sucede al energizar el transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente.

El criterio que generalmente se usa puede apreciarse en la tabla 12.8 y una curva Inrush puede observarse en la figuras 12.41 a 12.44, construida con los datos de la tabla 12.8.

### **12.9.2.3 Corrientes de puesta en marcha en frío.**

El fusible debe resistir las corrientes de reenergización del transformador después de una salida. El valor de estas corrientes y su duración dependen del tipo de sistema y de las cargas conectadas al transformador.

Esta corriente alta es causada por la pérdida de diversidad (que se produce al energizar súbitamente el transformador con cierto tipo de carga y que había experimentado previamente una interrupción larga) y por las corrientes de arranque de motores.

El criterio empleado complementa la curva Inrush y puede apreciarse en la tabla 12.8 con cuyos datos se construyen las curvas de las figuras 12.41 a 12.44 donde se muestran las curvas Inrush, arranque en frío y daño de un transformador monofásico de 50 kVA, 12.47/ 7.2 kV y también incluyen los 2 puntos de la corriente Inrush. La curva del fusible debe estar siempre a la derecha de la curva Inrush y de puesta en marcha en frío y no de cruzarla especialmente en la región por debajo de 0.1 s.

### **12.9.2.4 Daño térmico del transformador**

Las figuras 12.41 a 12.44 muestran la curva de daño térmico de un transformador monofásico de 50 kVA 12.47/ 7.2 kV construida con base en los datos de la tabla 12.8. No es una curva de falla del transformador y fue establecida para una elevación de 55°C a la cual puede operar sin sufrir pérdida de vida útil.

Al seleccionar el fusible se debe verificar que las curvas t-I se encuentren entre la curva de daño del transformador que se va a proteger desplazada a la derecha y las curvas de energización (Inrush) y de carga fría desplazadas a la izquierda.

### **12.9.3 Filosofía de protección con fusibles.**

La función básica del fusible es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del lado primario, teniéndose que coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo.

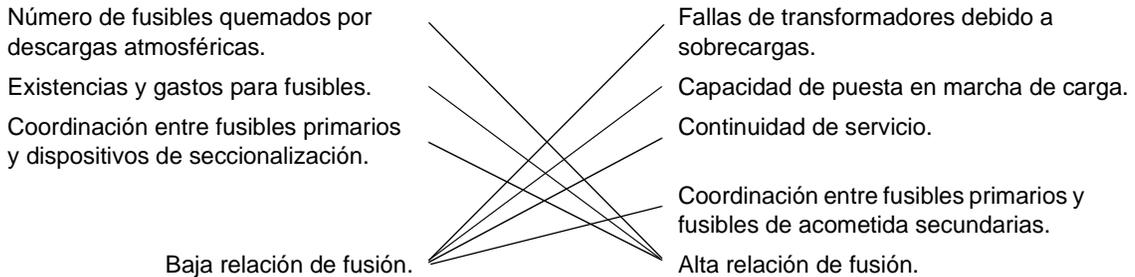
Las compañías electrificadoras han establecido la siguiente práctica para asegurar la protección efectiva del transformador de tal manera que el fusible quede bien seleccionado: con la filosofía de baja relación de fusión, los fusibles son seleccionados tan pequeños como sea posible para proveer máxima protección contra sobrecarga.

La relación de fusión está definida como:

$$\text{Relación de fusión} = \frac{\text{Corriente de fusión mínima del fusible}}{\text{Corriente de plena carga del transformador}} = 2 \text{ a } 4 \quad (12.13)$$

y da la corriente a plena carga del transformador que causa operación del fusible, pero relaciones de fusión tan bajas como 1 y tan altas como 15 son usadas algunas veces.

Existen ventajas y desventajas de ambas relaciones de fusión (altas y bajas) que deben ser consideradas para establecer una filosofía de protección con fusibles, la figura 12.39 muestra en forma gráfica el efecto que la relación de fusión tiene sobre la continuidad del servicio, sobre los costos de repotenciación de fusibles, sobre las fallas de los transformadores debido a sobrecarga y sobre la coordinación de otros fusibles del sistema.



**FIGURA 12.39.** Efecto de la relación de fusión.

La capacidad del transformador para soportar fallas sin que se dañe es una función de la energía desarrollada durante aquella, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente multiplicado por el tiempo y por la impedancia R del arco.

La magnitud de esta energía (Ecuación 12.13) queda determinada por la característica de energía de paso libre que el fusible permite que se genere.

Los fusibles de expulsión que no limitan la energía disponible de falla debido a que pueden interrumpir la corriente de falla hasta su paso por cero, tienen valores altos de la energía de paso libre.

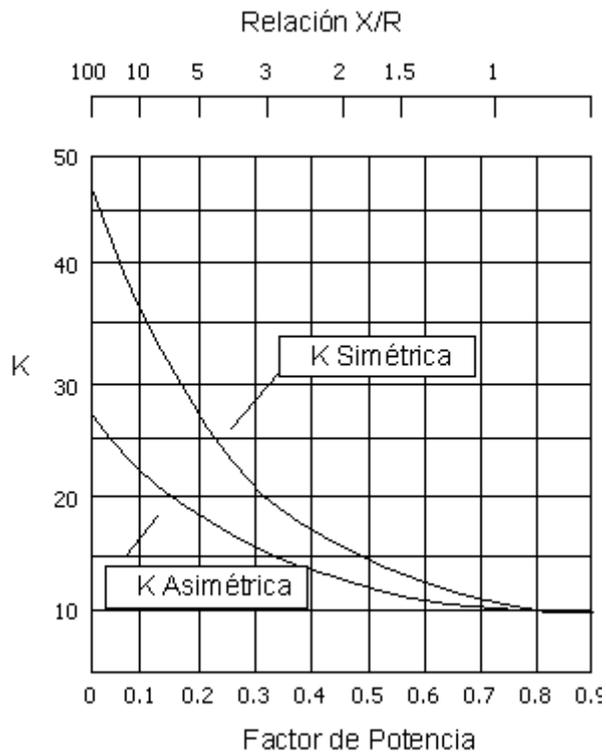
Estos valores se pueden calcular en forma aproximada con la siguiente ecuación:

$$i^2 t = K \times 10^{-3} I^2 \quad (12.14)$$

donde:

$I$  = Valor RMS de la corriente de falla.

$K$  = Factor que es función de la relación X/R del circuito dado por la figura 12.40.



**FIGURA 12.40.** Factor dependiente de la relación X/R y del factor de potencia.

En contraste, los fusibles limitadores de corriente reducen drásticamente la energía de entrada al limitar el pico de la corriente y forzar la corriente a cero, por la creación de una tensión de arco que es sustancialmente mayor que la tensión de cresta del sistema en estado estable.

En la tabla 12.9 se presenta un resumen de las características I-t de los FLC para proteger transformadores, en la cual no se consideró la inmunidad contra el efecto de las sobre tensiones inducidas por rayos.

TABLA 12.9. Características requeridas de los fusibles.

Tiempo de fusión	Corriente de fusión en pu. de la $I$ nominal del transformador	Protección contra
1 hora	2.2 pu. (2 a 2.5 pu.)	Sobrecarga y fallas secundarias de baja magnitud.
100 segundos	> 3 pu. < 6 pu.	Arranque de motores, sobrecarga de corta duración.
10 segundos	> 6 pu. < 11 pu.	Arranque de motores (50 a 75: In), sobrecarga de corta duración.
1 segundo	> 10 pu. < 35 pu.	Arranque de motores, todo tipo de fallas.
0.1 segundos	> 12 pu.	Corriente de magnetización.
0.01 segundos	> 25 pu.	Corriente de magnetización.
	> 74 A	Impulso de rayo, 2 kA.
	> 370 A	Impulso de rayo, 10 kA.
0.001 segundos	> 740 A	Impulso de rayo, 20 kA.
	> 230 A	Impulso de rayo, 2 kA.
	> 1150 A	Impulso de rayo, 10 kA.
Máxima energía $I^2 t$ de paso libre: (Transformadores de 50 a 75 kVA tipo pedestal)	> 2300 A	Impulso de rayo, 20 kA.
	$1 \times 10^5 (A^2 \cdot S)$ para transformadores clase 35 kV.	
	$3 \times 10^5 (A^2 \cdot S)$ para transformadores clase 25 kV.	
	$5 \times 10^5 (A^2 \cdot S)$ para transformadores clase 15 kV.	

El grado de inmunidad está dado por la relación de rapidez (ecuación 12.7). Un fusible con una relación de rapidez de 6 a 7 asegura un buen grado de protección e inmunidad contra las corrientes de magnetización transitorias.

Un buen grado de inmunidad contra impulsos de rayo se puede asegurar para transformadores de 50 kVA 15 kV, 100 kVA-25 kV y 100 kVA-34.5 kV, lo cual se logra con fusibles que tienen una relación de rapidez igual a 6.

Para capacidades mayores se utilizan fusibles secundarios con las siguientes relaciones de rapidez: de 12 para 15 kV, de 18 para 25 kV y de 23 para 34.5 kV.

En la tabla 12.10 se presentan las capacidades nominales de los fusibles y las relaciones de rapidez que se recomiendan para la protección de transformadores.

**TABLA 12.10.** Relación de rapidéz para protección de transformadores.

kVA del transformador		Tensión nominal (kV)					
		15 kVA		25 kVA		35 kVA	
1 $\phi$	3 $\phi$	Fusión (1 hora)	R.R.	Fusión (1 hora)	R.R.	Fusión (1 hora)	R.R.
10	30	3.2	6 $\pm$ 12	1.6	6 $\pm$ 18	1.1	6 $\pm$ 23
		15*	6	15*	6	12*	6
25	75	8	6 $\pm$ 8	4	6 $\pm$ 15	2.7	6 $\pm$ 14
		15*	6	15*	6	12*	6
50	150	15	6	8	6 $\pm$ 13	5.5	6 $\pm$ 10
				15*	6	12*	6
100	300	32	6	15*	6	12	6
167	500	54	6	25	6	20	6
250	750	80	6	40	6	40	6
333	1000	110	6	50	6	40	6
500	1500	150	6	80	6	80	6

R.R = Relación de rapidéz=  $\frac{\text{corriente de fusión para 0.1 s}}{\text{corriente de fusión para 300 s}}$

\* Se requiere protección secundaria.  
Valores de I fusión en A.

#### 12.9.4 Efecto de las descargas atmosféricas.

Durante tormentas con descargas se experimentan numerosas salidas por quema de fusibles en transformadores y con daño en transformadores. Estudios han revelado que la quema de fusibles se debe principalmente a corrientes transitorias Inrush producidas por la saturación del núcleo del transformador por transitorios de voltaje inducidos.

La experiencia ha mostrado que el uso de fusibles lentos tipo T con una relación de fusión mínima de 3 reduce enormemente el número de operaciones del fusible en arcos de alto nivel.

#### 12.9.5 Características del sistema de suministro.

- Tipo de red (aérea o subterránea)
- Tensión nominal
- Nivel básico de aislamiento
- Capacidad de interrupción en el punto de alimentación.

12.9.6 Ejemplos.

1. La figura 12.41 muestra las curvas t-I de despeje máximo y de fusión mínima de un fusible 8T sobrepuesta a las curvas de daño Inrush del transformador y bien ajustadas entre estas 2 curvas.

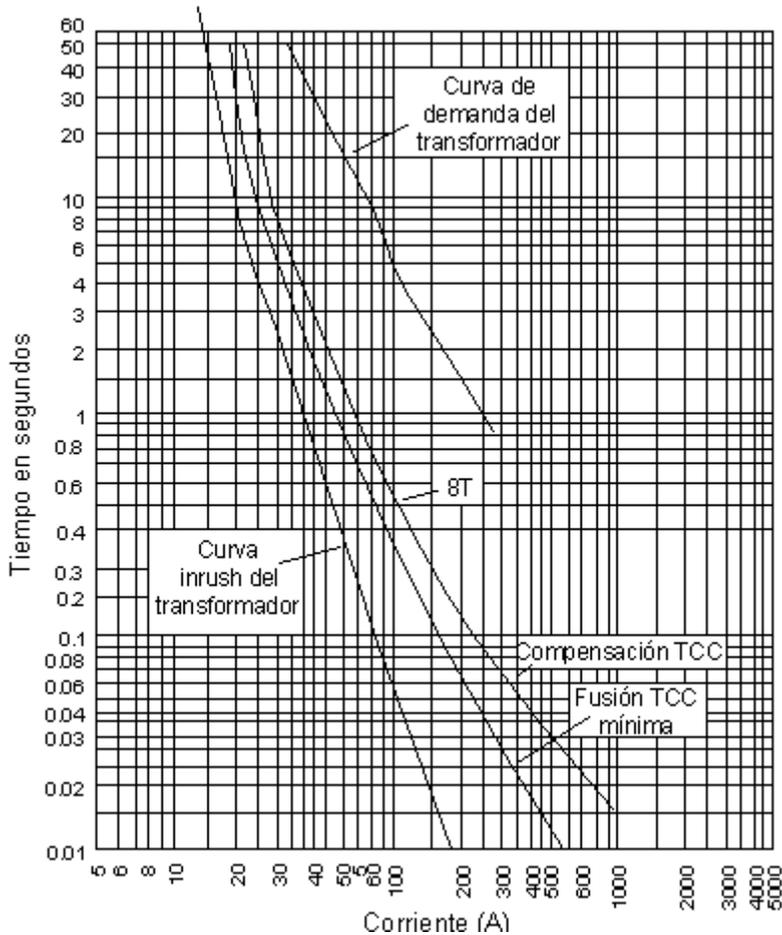
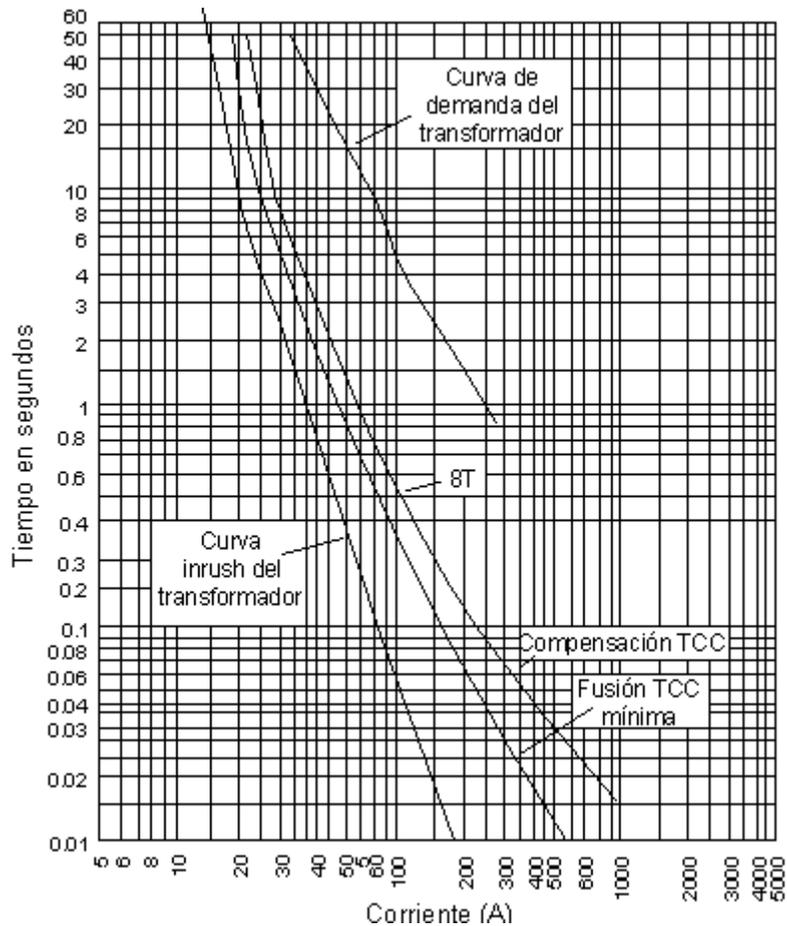


FIGURA 12.41. Protección del transformador de 50 kVA - 1 φ con fusible 8T.

La parte superior de las curvas del fusible y de daño del transformador convergen y son asintóticas a 1800 s (aproximadamente con 20 A).

La relación de fusión es  $\frac{20}{6,94} \cong 2,8$

2. La figura 12.42 muestra un fusible 10 K con relación de fusión 3.4 (23.6/6.94). La curva t-I de fusión mínima va muy pegada a la curva Inrush ya que el fusible 10 K es más rápido que el fusible 8T.
3. La figura 12.43 muestra el FLC 12 LC, relación de fusión  $20/6.94 = 2.9$ . Para FLC el punto de corriente a 4 h sobre el tiempo de despeje máximo de la curva t-I es usado para determinar la relación de fusión.



**FIGURA 12.42.** Protección del transformador de 50 kVA - 1 $\phi$  con fusible 10 K

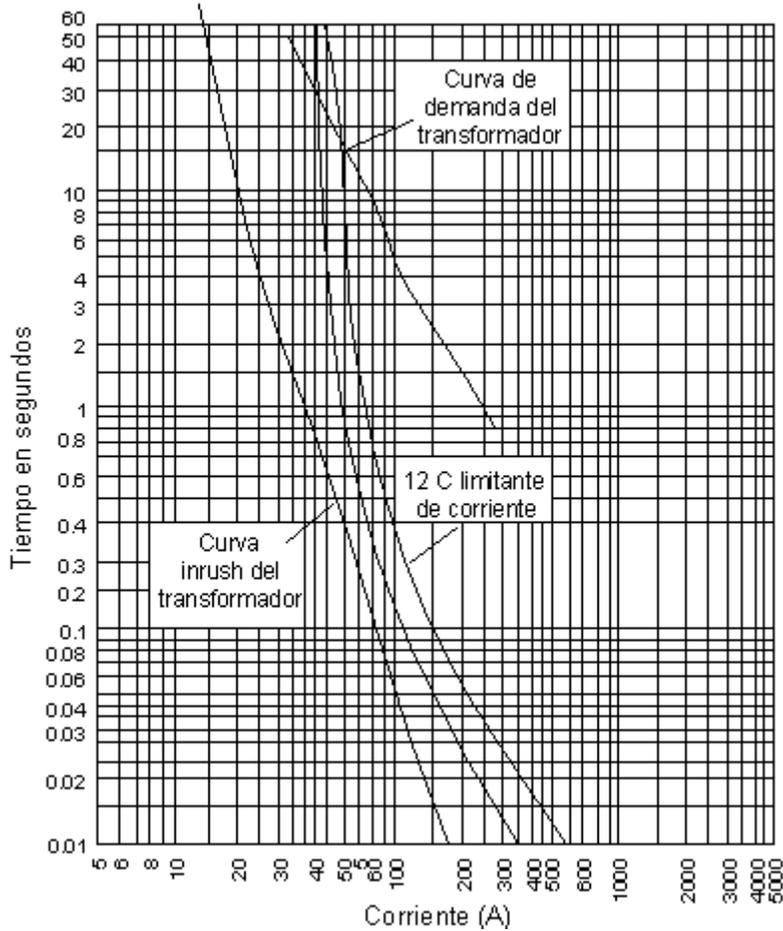
- La figura 12.44 muestra un fusible de expulsión 8T y un FLC en serie (Combinación que ha alcanzado amplio uso). El fusible de expulsión sólo opera con sobrecargas y bajas corrientes de falla. Por encima de 500 A el FLC opera y proporciona la limitación de energía para prevenir falla disruptiva del transformador.

### 12.9.7 Fusibles primarios de transformadores.

Existen dos tipos diferentes de protección para transformadores con fusibles primarios:

- El esquema es protegido removiendo aquellos transformadores que fallan o tienen bajas impedancias a cortocircuitos en el lado secundario.
- El transformador es protegido contra sobrecargas y fallas de alta impedancia en el secundario también contra fallas internas.

La selección del fusible depende del grado de protección de sobrecarga deseado y las prácticas varían ampliamente entre compañías electrificadoras.

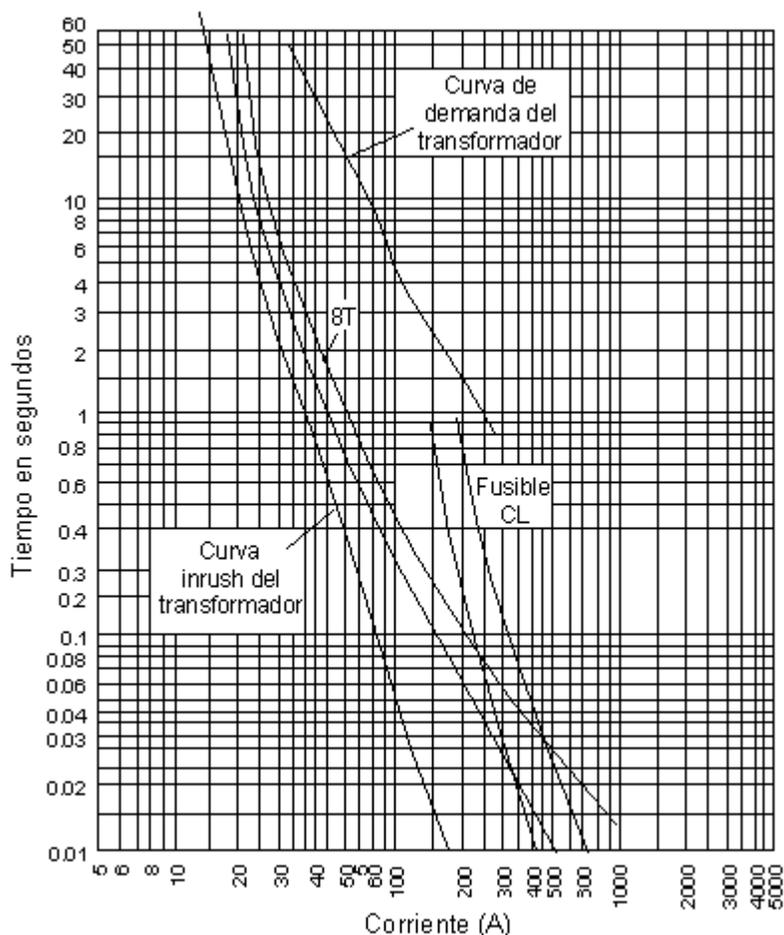


**FIGURA 12.43.** Protección del transformador de 50 kVA - 1  $\phi$  con fusible limitador de corriente de 12 A.

Los transformadores autoprotegidos tienen este tipo de protección usando un breaker automático secundario para proveer protección de sobrecarga y de falla secundaria mientras un fusible interno en el primario remueve el transformador de la línea en caso de falla. El fusible interno es dimensionado para que se queme sólo cuando se daña en transformador.

La protección de sobrecarga puede establecerse en base a lo siguiente:

- A 300 s la sobrecarga permitida es tres veces los kVA nominales.
- A 10 s la sobrecarga permitida es 13.7 veces los kVA nominales.
- A 4 s la sobrecarga permitida que es 25 veces los kVA nominales.



**FIGURA 12.44.** Protección del transformador de 50 kVA - 1  $\phi$  con fusible BT en serie con fusible limitador de corriente.

Las relaciones de fusión del transformador guían la selección del tamaño de los fusibles primarios. A causa de que los fusibles primarios no pueden distinguir entre sobrecargas de corto tiempo, fallas secundarias de alta impedancia y condiciones de sobrecarga de larga duración, la selección del fusible debe ser un compromiso. Los fusibles externos son seleccionados para proveer protección de sobrecarga cuando la corriente de carga excede un predeterminado múltiplo de la corriente a plena carga para 300s. Este múltiplo (la relación de fusión) conforme con la política de operación de la compañía puede variar de 1 a 15.

La mayoría de las empresas de energía han establecido un programa de fusibles usando relaciones que reflejan sus prácticas y su filosofía de protección. Un programa típico basado en relaciones de fusión de 2 a 3 se muestran en las tablas 12.11 y 12.12 para fusibles N, T, K y que incluye algunos fusibles H de alta descarga para protección de pequeños transformadores.

Los mismos principios generales son aplicados a FLC para protección de transformadores, pero consideraciones adicionales deben ser dadas a la corriente inrush. Esto pone límite a las relaciones de fusión más pequeñas alcanzables con este tipo de fusible. Las tablas 12.13 y 12.14 dan el programa de protección recomendado en base a FLC para transformadores monofásicos y para transformadores trifásicos tipo seco OISC.

Las tablas 12.15, 12.16 y 12.17 dan la aplicación de FLC de la CHANCE.

### 12.9.8 Protección con fusibles del secundario de transformadores pequeños.

Los transformadores convencionales pequeños (pequeña potencia) y alta relación de transformación tienen valores muy bajos de corriente a plena carga.

Un transformador de 3KVA-7200V sólo tiene 0.42 A sobre el lado primario. Los fusibles primarios pueden no proteger tales transformadores contra sobrecargas y fallas. Será necesario mejorar la protección con ayuda de fusibles secundarios.

Los fusibles primarios de alta descarga de un pequeño transformador no siempre protegen cargas del 300% como lo indican las tablas 12.11 y 12.12.

La figura 12.45 ilustra el uso de fusibles secundarios para proteger transformadores de distribución pequeños.

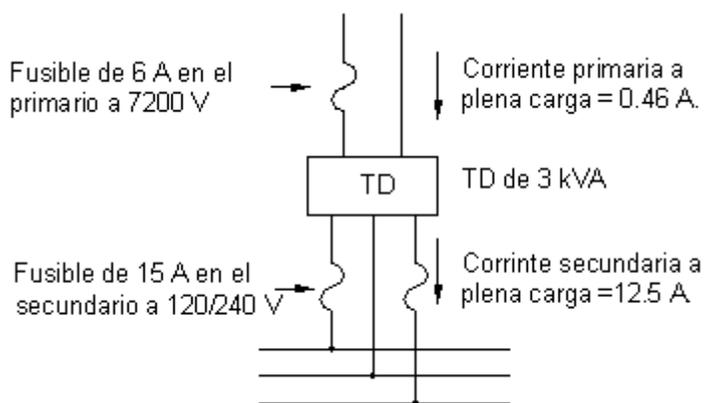


FIGURA 12.45. Protección de transformadores de pequeña capacidad.

Con frecuencia en el secundario van interruptores termomagnéticos en lugar de fusibles, el interruptor termo magnético debe seleccionarse de acuerdo con la capacidad corriente en el lado secundario y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. (ver figura 12.46).

**TABLA 12.11.** Programa de aplicación de fusibles N y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).

Tamaño del transformador (kVA)	Sistema Primario conectado en Delta						Sistema Primario conectado en Estrella					
	Figura A Conexión F - F 1 Unidad		Figura B Conexión F - F - F 2 Unidades		Figura C Conexión F - F - F 3 Unidades		Figura D Conexión F - N 1 Unidad		Figura E Conexión F - F - N 2 Unidades		Figura F Conexión F - F - F 3 Unidades	
	2400 Δ						2400 / 4160 Y					
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F	
3	1.25	2H	2.16	3H	1.25	2H	0.625	1H	1.08	1H	0.625	1H
5	2.08	3H	3.61	5H	2.08	3H	1.042	1H	1.085	3H	1.042	1H
10	4.17	8	7.22	15	4.17	8	2.063	3H	3.61	5H	2.083	3H
15	6.25	10	10.8	20	6.25	10	3.125	5H	5.42	8	3.125	5H
25	10.42	20	18.05	30	10.42	20	5.21	8	9.01	20	5.21	8
37.5	15.63	25	27.05	40	15.63	25	7.81	15	13.5	20	7.81	15
50	20.8	30	36.1	60	20.8	30	10.42	20	18.05	30	10.42	20
75	31.25	50	54.2	85	31.25	50	15.63	25	27.05	40	15.83	25
100	41.67	60	72.2	100	41.67	60	20.83	30	36.1	60	20.83	30
167	69.4	100	119.0	150	69.4	100	34.7	50	60.1	100	34.7	50
250	104.2	150	180.5	200	104.2	150	52.1	85	90.1	150	52.1	85
333	138.8	200	238.0		138.8	200	69.4	100	120.1	150	69.4	100
500	208.3		361.0		208.3		104.2	150	180.5	200	104.2	150

Tamaño del transformador (kVA)	7200 Δ				7200 / 12470 Y				7620 / 13200 Y				12000 Δ	
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F			
	3	0.416	1H	0.722	1H	0.416	1H	0.394	1H	0.250	1H	0.432	1H	
5	0.694	1H	1.201	1H	0.694	1H	0.656	1H	0.417	1H	0.722	1H		
10	1.389	2H	2.4	5H	1.389	2H	1.312	2H	0.833	1H	1.44	2H		
15	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H	1.97	3H	1.25	1H	2.16	3H		
25	3.47	5H	5.94	10	3.47	5H	3.28	5H	2.083	3H	3.61	5H		
37.5	5.21	8	9.01	20	5.21	8	4.92	8	3.125	5H	5.42	8		
50	6.94	10	12.01	20	6.94	10	6.56	10	4.17	8	7.22	15		
75	10.42	20	18.05	30	10.42	20	9.84	20	6.25	10	10.8	20		
100	13.89	20	24.0	40	13.89	20	13.12	20	8.33	15	14.44	20		
167	23.2	40	40.1	60	23.2	40	21.8	30	13.87	20	23.8	40		
250	34.73	50	59.4	100	34.73	50	32.8	50	20.83	30	36.1	60		
333	46.3	60	80.2	150	46.3	60	43.7	60	27.75	40	47.5	85		
500	69.4	100	120.1	150	69.4	100	65.6	100	41.67	60	72.2	100		

Tamaño del transformador (kVA)	13200 Δ				14400 Δ				14400 / 24900 Y			
	Figura A y B		Figura C		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F			
	3	0.227	1H	0.394	1H	0.208	1H	0.361	1H	0.208	1H	
5	0.379	1H	0.656	1H	0.347	1H	0.594	1H	0.347	1H		
10	0.757	1H	1.312	2H	0.694	1H	1.20	2H	0.694	1H		
15	1.14	1H	1.97	3H	1.04	1H	1.80	3H	1.04	1H		
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H	3.01	5H	1.74	2H		
37.5	2.84	5H	4.92	8	2.61	3H	4.52	8	2.61	3H		
50	3.79	8	6.56	10	3.47	5H	5.94	10	3.47	5H		
75	5.68	8	9.84	20	5.21	8	9.01	20	5.21	8		
100	7.57	15	13.12	20	6.94	10	12.01	20	6.94	10		
167	12.62	20	21.8	30	11.6	20	20.1	30	11.6	20		
250	18.94	30	32.8	50	17.4	30	30.1	50	17.4	30		
333	25.23	40	43.7	60	23.1	40	40.0	60	23.1	40		
500	37.88	60	65.6	100	34.7	50	60.0	100	34.7	50		

TABLA 12.12. Programa de aplicación de fusibles K, T y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).

Tamaño del transformador (kVA)	Sistema Primario conectado en Delta						Sistema Primario conectado en Estrella					
	Figura A Conexión F - F 1 Unidad		Figura B Conexión F - F - F 2 Unidades		Figura C Conexión F - F - F 3 Unidades		Figura D Conexión F - N 1 Unidad		Figura E Conexión F - F - N 2 Unidades		Figura F Conexión F - F - F 3 Unidades	
	2400 Δ		2400 / 4160 Y		2400 / 4160 Y		4800 Δ		4800 Δ		4800 / 8320 Y	
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F	
3	1.25	2H	2.16	3H	1.25	2H	0.625	1H	1.08	1H	0.625	1H
5	20.8	3H	3.61	5H	2.08	3H	1.042	1H	1.085	3H	1.042	1H
10	4.17	6	7.22	10	4.17	6	2.063	3H	3.61	5H	2.083	3H
15	6.25	8	10.8	12	6.25	8	3.125	5H	5.42	6	3.125	5H
25	10.42	12	18.05	25	10.42	12	5.21	6	9.01	12	5.21	6
37.5	18.03	20	27.05	30	15.63	20	7.81	10	13.5	15	7.81	10
50	20.8	25	36.1	50	20.8	25	10.42	12	18.05	25	10.42	12
75	31.25	40	54.2	65	31.25	40	15.63	20	27.05	30	15.83	20
100	41.67	50	72.2	80	41.67	50	20.83	25	36.1	50	20.83	25
167	69.4	80	119.0	140	69.4	80	34.7	40	60.1	80	34.7	40
250	104.2	140	180.5	200	104.2	140	52.1	65	90.1	100	52.1	65
333	138.8	140	238.0		138.8	140	69.4	80	120.1	140	69.4	80
500	208.3	200	361.0		208.3	200	104.2	140	180.5	200	104.2	140

Tamaño del transformador (kVA)	7200 Δ			7200 / 124700 Y			7620 / 13200 Y			12000 Δ		
	Figura A y B		Figura C	Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		
	3	0.416	1H	0.722	1H	0.416	1H	0.394	1H	0.250	1H	0.432
5	0.694	1H	1.201	1H	0.694	1H	0.656	1H	0.417	1H	0.722	1H
10	1.389	2H	2.4	5H	1.389	2H	1.312	2H	0.833	1H	1.44	2H
15	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H	1.97	3H	1.25	1H	2.16	3H
25	3.47	5H	5.94	8	3.47	5H	3.28	5H	2.083	3H	3.61	5H
37.5	5.21	6	9.01	12	5.21	6	4.92	6	3.125	5H	5.42	6
50	6.94	8	12.01	15	6.94	8	6.56	8	4.17	6	7.22	10
75	10.42	12	18.05	25	10.42	12	9.84	12	6.25	8	10.8	12
100	13.89	15	24.0	30	13.89	15	13.12	15	8.33	10	14.44	15
167	23.2	30	40.1	50	23.2	30	21.8	25	13.87	15	23.8	30
250	34.73	40	59.4	80	34.73	40	32.8	40	20.83	25	36.1	50
333	46.3	50	80.2	100	46.3	50	43.7	50	27.75	30	47.5	65
500	69.4	80	120.1	140	69.4	80	65.6	80	41.67	50	72.2	80

Tamaño del transformador (kVA)	13200 Δ			14400 Δ			14400 / 24900 Y			20000 / 34000 Y		
	Figura A y B		Figura C	Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		
	3	0.227	1H	0.394	1H	0.208	1H	0.361	1H	0.208	1H	
5	0.379	1H	0.656	1H	0.347	1H	0.594	1H	0.347	1H		
10	0.757	1H	1.312	2H	0.694	1H	1.20	2H	0.694	1H	0.50	1H
15	1.14	1H	1.92	3H	1.04	1H	1.80	3H	1.04	1H	0.75	1H
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H	3.01	5H	1.74	2H	1.25	2H
37.5	2.84	5H	4.92	6	2.61	3H	4.52	6	2.61	3H	1.875	2H
50	3.79	6	6.56	8	3.47	5H	5.94	8	3.47	5	2.50	3H
75	5.68	6	9.84	12	5.21	6	9.01	12	5.21	6	3.75	5H
100	7.57	8	13.12	15	6.94	8	12.01	15	6.94	8	5.00	6
167	12.62	15	21.8	25	11.6	12	20.1	25	11.6	12	8.35	10
250	18.94	25	32.8	40	17.4	20	30.1	40	17.4	20	12.5	15
333	25.23	30	43.7	50	23.1	30	40.0	50	23.1	30	16.65	20
500	37.88	50	65.6	80	34.7	40	60.0	80	34.7	40	25.00	30

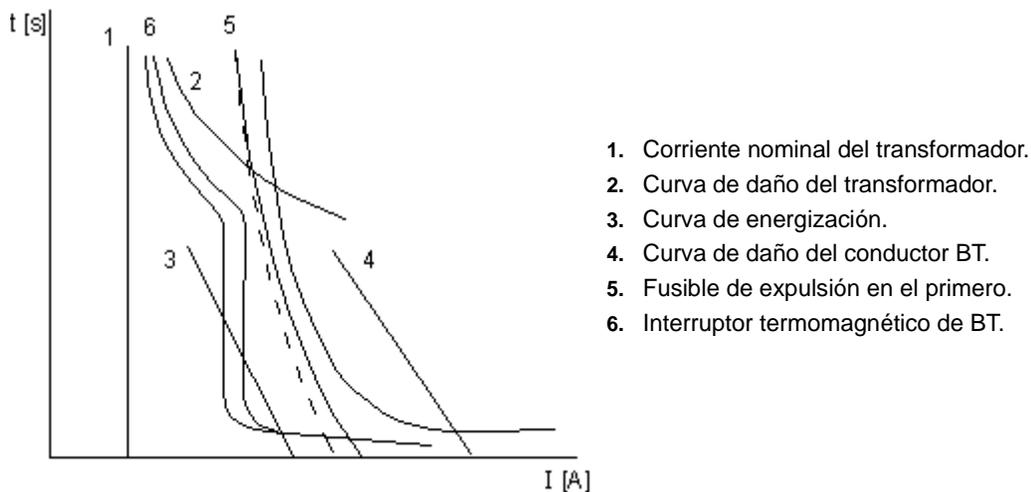


FIGURA 12.46. Coordinación de protección del transformador de distribución.

## 12.10 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES CON FUSIBLES

Así como en los transformadores, la función principal de los fusibles del capacitor es proteger al sistema de distribución de los capacitores fallados y de las fallas que ocurren dentro del banco de capacitores. A diferencia de los transformadores, el fusible del capacitor no puede prevenir la falla. Cuando un capacitor falla, el fusible debe removerlo del sistema antes de que ocurra rotura del tanque. El fusible debe también operar antes de que lo hagan los dispositivos de protección aguas arriba.

### 12.10.1 Características de los capacitores.

Como los capacitores son considerados dispositivos de corriente constante, ellos están sujetos a sobrecorriente en la operación real de un sistema. Dichas sobrecorrientes son causadas por la sobrecapacitancia, operación a un voltaje más alto que el nominal, y por las corrientes armónicas del sistema.

Las normas permiten operación con un 10% de sobrevoltaje a un 15% de sobrecapacitancia. Estos dos factores incrementan la corriente nominal en un 25%. Las corrientes armónicas dependen de las condiciones del sistema y son difíciles de predecir. Generalmente, se permite de un 5% a un 15% sobre la corriente nominal.

TABLA 12.13. Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC(1) (Aplicación monofásica).

Transformadores (kVA)	Voltaje nominal monofásico en los terminales del transformador (kV)																			
	2.4		4.16		4.8		7.2-7.96		12-12.47		13.2-14.4		19.9		24.9		34.5			
	Voltaje recomendado del fusible (kV)																			
	4.3		4.3		5.5		5.5		8.3		15.5		15.5		23		27		38	
	Corrientes nominales de fusibles recomendados (2)									Columna A = 140-200% Columna B = 200-300%										
A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	
1 1/2		18		18		6		6		1 1/2		1 1/2		1 1/2		6		6		6
3		18		18		6		6		1 1/2		1 1/2		1 1/2		6		6		6
5	(3)	18	(3)	18	(3)	6	(3)	6	(3)	1 1/2	(3)	1 1/2	(3)	1 1/2		6		6		6
7 1/2		18		18		6		6		1 1/2		1 1/2		1 1/2		6		6		6
10		18		18		6		6		3		1 1/2		1 1/2	(3)	6	(3)	6	(3)	6
15		18		18		6		6		3		3		1 1/2		6		6		6
25		18		18		10		8		6		3		3		6		6		6
37 1/2		25		18		18		12		10		6		6		6		6		6
50	25	45	18	25		20		18		12		8		6		6		6		6
75	45	75	25	35	25	30		25		18		10		10		8		6		6
100	50	100	35	50	30	50	25	40		25		12		12		10		8		6
150	100	150	45	100	50	75	40	65	25	40	18	25	18	20		12		10		8
167	100	150	50	100	50	75	50	75	30	50	20	30	18	25	12	18		12		10
200	130	200	65	130	75	100	50	75	30	65	25	40	20	30	12	20	12	15		12
250	150	200	75	150	75	130	65	100	40	80	30	50	25	40	18	25	15	20		12
333	200	(4)	130	200	100	150	100	150	65	100	30	65	30	50	25	40	20	30		15
500			150		150		130		100	160	50	100	50	80	30		30	50	20	30
750			200						130	200	80	130	80	130	40		40	60	30	50
1000									200		100	200	100	160			60	100	40	60
1250									200	(4)	130	200	130	160			80	100	50	80
1500											200		160				80		60	100
1667											200		160				100		60	100
2000											200		164	(4)			100		80	100
2500																			100	
3000																			100	(4)

Notas relativas a las tablas 12.11 y 12.12

1. Temperatura ambiente 40° C.
2. No usar fusible menor que el recomendado para prevenir quema de fusibles o inrush de transformadores.
3. Los fusibles permiten un 300 % de carga en exceso.
4. Los fusibles permiten menos del 140 % de carga.

**TABLA 12.14.** Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC. (Aplicación trifásica).(1).

Transformadores (kVA)	Voltaje nominal monofásico en los terminales del transformador (kV)																					
	2.4		4.16		4.8		7.2-7.96		8.32		12.47		13.2-14.4		20.8		22.9-24.9		34.5			
	Voltaje recomendado del fusible (kV)																					
	4.3		4.3		5.5		5.5		8.3		8.32		12.47		15.5		23		27		38	
	Corrientes nominales de fusibles recomendados (2)											Columna A = 140-200% Columna B = 200-300%										
A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	
15		18	18	(3)	6	(3)	6		1 1/2		1 1/2	(3)	1 1/2	(3)	1 1/2		6		6		6	
22.5	(3)	18	(3)	18		6		6		3		3		1 1/2		1 1/2		6		6		6
30		18		18		8		6		4 1/2		4 1/2		3	(3)	3	(3)	6	(3)	6		6
45		18		18		10		10		6		6		3		3		6		6		6
75	25	35		18	12	20	12	18		10		10		6		6		6		6	(3)	6
100	35	50		25	20	25	18	25	12	18		12		10		8		6		6		6
1125	45	65		25	25	30	18	30	12	18		12		10		10		6		6		6
150	50	100	25	45	25	40	25	40	18	25		18		12		12		8		8		6
200	65	100	45	65	30	50	30	50	20	30	18	25		18	12	18		10		10		8
225	75	130	45	75	40	65	40	65	25	40	20	30		18	12	20		10		10		8
300	100	200	50	100	50	75	50	75	30	50	25	50	20	25	18	25		12		12		10
500	200		100	150	100	150	75	130	50	100	50	80	30	50	30	50	20	25	18	25		15
750	200	(4)	130	200	130		130		80	130	65	130	40	80	40	80	25	40	25	40	18	25
1000			200		150	(4)	150		100	160	100	160	65	100	65	100	30		30	50	25	30
1500									160	200	130	200	100	160	80	160	40		50	80	30	50
2000									200		200		130	200	130	160			60	100	40	60
2500										200	(4)	160	200	160					80		50	100
3000												200		160					100		60	100
3500												200		160	(4)				100	(4)	80	100
3750												200		200					100	(4)	80	100
4000												200		200								
5000														200								100

**TABLA 12.15.** Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores trifásicos.

Transformadores (kVA)		Diseño máximo para 8.3 kV - Combinación de fusible SL				
		V f-t / V f-f nominal del sistema				
1 $\phi$	3 $\phi$	6.93 kV/12.0 kV	7.2 kV/12.47 kV	7.62 kV/13.2 kV	7.97 kV/13.8 kV	8.32 kV/14.4 kV
5	15	18	18	18	18	18
10	30	18	18	18	18	18
15	45	18	18	18	18	18
25	75	18	18	18	18	18
37.5	112.5	36	36	36	36	36
50	150	36	36	36	36	36
75	225	36	36	36	36	36
100	300	54	54	54	54	54
167	500	54	54	54	54	54
250	750	90	90	90	90	90
333	1000	90	90	90	90	90
500	1500	118	18	118	118	118
667	2000	175	175	175	175	175
833	2500	175	175	175	175	175
1000	3000	230	230	230	230	230
1250	3750	---	---	---	230	230

**TABLA 12.16.** Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.

Conectados a transformadores 1 $\phi$ (kVA)	Diseño máximo para 15.5 kV - Combinación de fusible SL				
	V f-t nominal del sistema				
	9.58 kV	12.0 kV	13.2 kV	13.8 kV	14.4 kV
25	18	18	18	18	18
37.5	18	18	18	18	18
50	18	18	18	18	18
75	18	18	18	18	18
100	18	18	18	18	18
167	36	36	36	36	36
250	54	36	36	36	36
333	90	54	54	54	54
500	---	90	90	90	90
667	---	---	90	90	90

**TABLA 12.17.** Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.

Conectados a transformadores 1 $\phi$ (kVA)	Diseño máximo para 22 kV - Combinación de fusible SL				
	V f-t nominal del sistema				
	16.6 kV	17.1 kV	19.9 kV	20.9 kV	22 kV
25	18	18	18	18	18
37.5	18	18	18	18	18
50	18	18	18	18	18
75	18	18	18	18	18
100	18	18	18	18	18
167	18	18	18	18	18
250	36	36	36	36	36
333	36	36	36	36	36
500	54	54	54	54	54
667	90	90	90	90	90
833	90	90	90	90	90

Cuando un capacitor es energizado, existe una corriente (inrush) inicial de corta duración, una corriente senoidal de alta frecuencia amortiguada cuyas características dependen del tamaño del capacitor y de la impedancia de la fuente de suministro. El  $I^2t$  del fusible de ser más grande que el de la corriente inrush.

La  $I^2t$  de la corriente inrush puede ser calculada con buena exactitud usando la siguiente relación:

$$I^2t = 2,65I \cdot I_{SC} \cdot \sqrt{1+k^2} \quad A^2s \quad (12.15)$$

donde

$I_{SC}$  = corriente de falla trifásica en el punto de ubicación del banco de capacitores kA.

$I$  = corriente de línea del banco de capacitores A.

$k$  = relación X/R de la corriente de falla.

Una unidad de capacitores consiste de un número de grupos serie de paquetes conectados en paralelo. Una falla en el capacitor usualmente comienza con la rotura de un paquete que luego cortocircuita este grupo.

La corriente del capacitor aumenta a medida que el voltaje de los grupos serie permanece. Este voltaje aumentado eventualmente conducirá a una falla del dieléctrico de otro paquete causando otro incremento de corriente y de voltaje a través de los grupos que permanecen buenos. Este proceso continuará hasta que todos los grupos hayan fallado y el capacitor quede totalmente inutilizado.

El proceso puede tomar horas o tiempos más largos durante el cual la corriente escala en pasos discretos. Es deseable que el fusible del capacitor opere antes de que todos los grupos serie hayan fallado, puesto que los grupos que permanecen buenos limitarán la corriente de falla y la posibilidad de rotura del tanque será minimizada. Cuando esto no es posible, en efecto de una corriente de falla alta que fluye a través de un capacitor fallado debe ser considerada.

Se han establecido curvas de rotura del tanque por parte fabricantes de capacitores como la que se muestra en la figura 12.47. Obviamente, la curva del fusible se ubicaría hacia la izquierda de la curva de rotura. Para aplicaciones donde la falla excede los 5000 A, los fusibles de expulsión en muchos casos son inapropiados y son requeridos los fusibles limitadores de corriente.

### 12.10.2 Reglas fundamentales de protección con fusibles.

Los factores previos discutidos permiten establecer las siguientes reglas para la protección de capacitores con fusibles.

1. El fusible debe llevar continuamente del 120% al 165% de la corriente nominal del capacitor, pero el 135% en el más comúnmente usado.
2. El fusible debe interrumpir las corrientes de falla de 60 Hz que se presentan, inductivas y capacitivas.
3. El fusible debe resistir las corrientes transitorias inrush sin daño.
4. El fusible debe operar antes de que la rotura del tanque ocurra.

### 12.10.3 Tipos de protección con fusibles.

Se emplean dos métodos que: protección individual y protección por grupos. Con protección individual cada capacitor tiene su propio fusible, mientras que con la protección por grupo un número capacitores en paralelo son protegidos por un fusible. La protección individual es usada en bancos de capacitores grandes instalados en subestaciones.

Fusibles especiales de expulsión y limitadores de corriente, diseñados para facilitar su montaje en el banco son utilizados. La protección por grupos es empleada en bancos de capacitores más pequeños instalados en postes (muy usados en sistemas de distribución). Los fusibles estándar montados sobre rack de capacitores es normalmente usado.

La efectividad de la protección proporcionada por el fusible del grupo disminuye a medida que número de capacitores por fase aumenta, puesto que fusible más grande requerido no operará hasta que todos grupos serie en el capacitor fallado hayan fallado y la corriente de falla total del sistema fluya a través del capacitor fallado.

Los fusibles del grupo seleccionados para transportar el 135% de la corriente nominal del banco de capacitores generalmente resistirán las corrientes inrush. La excepción se hace cuando otro banco es ubicado dentro de una longitud de 100 pies. Luego, cuando un banco es suicheado o cuando el banco adyacente es energizado, la corriente inrush del banco adyacente incrementará bastante la corriente inrush total.

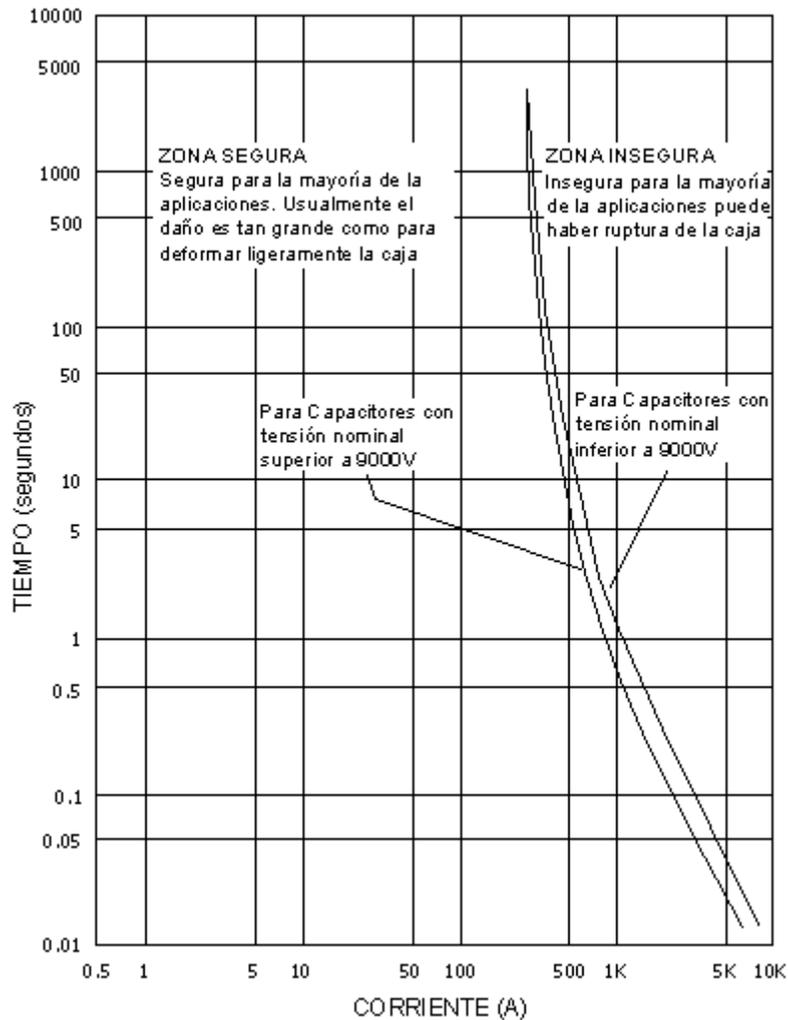


FIGURA 12.47. Características de rotura de capacitores tipo cinta.

Los bancos de capacitores están conectados al sistema de distribución en delta o en estrella. Con la configuración estrella el neutro puede estar aterrizado o flotante. Cuando está aterrizado, la corriente de falla a través del capacitor fallado es la corriente de falla línea-tierra del sistema. Para la conexión delta, la corriente falla línea-tierra del sistema fluirá a través del capacitor fallado. En sitios de alta corriente de falla, los fusibles limitadores de corriente pueden ser requeridos para prevenir daño del tanque.

Si el neutro de un banco conectado en Y no es aterrizado, la corriente de falla es limitada a tres veces la corriente nominal de línea y la exigencia sobre el capacitor fallado y los fusibles del grupo es reducida. El fusible debe ser lo suficientemente pequeño para detectar esta corriente de falla. Mientras que los capacitores fallados estén en el circuito, el desplazamiento del neutro causa un voltaje alrededor de los capacitores en las fases no falladas para incrementar el voltaje a 1.73 veces su voltaje nominal. La operación bajo estas condiciones resultará en una falla del capacitor en corto tiempo. La regla general para seleccionar los fusibles es exigir que el fusible opere dentro de cinco minutos al 95% de la corriente de falla.

## 12.11 PROTECCIONES DE DERIVACIONES

### 12.11.1 Protección de derivaciones laterales con fusibles.

Los fusibles usados en derivaciones laterales sirven para dos propósitos: proteger los conductores de daño térmico en la zona comprendida desde el fusible hasta próximo dispositivo de protección aguas abajo (si es usado) o al del final de la línea. Ellos también proporcionan seccionalización que en la mayoría de las aplicaciones indica la selección del fusible.

Los factores que determinan la corriente nominal del fusible y las características t-I son:

- a) Parámetros del circuito: corriente máxima de carga, voltaje del circuito, corriente de falla disponible, tamaño y tipo del conductor de línea.
- b) Características t-I de daño térmico del conductor.
- c) Dispositivo de protección aguas abajo y aguas arriba.

Si el objetivo es la protección del conductor, sus características t-I de daño deben ser consideradas. Esta información debe ser suministrada por los fabricantes de conductores y por el IPCEA (The Insulated Power Cable Engineers Association). Las curvas dan los tiempos requeridos para que las corrientes de falla calienten los conductores a una temperatura que causará el daño deseado. Las curvas de los fusibles deben ser más rápidas que las curvas de daño de los conductores para corrientes de falla superiores a la máxima disponible.

El fusible de la derivación lateral, ya sea que se seleccionen para protección del conductor o para seccionalización se deben coordinar con los dispositivos de protección aguas abajo y aguas arriba.

### 12.11.2 Protección de transiciones (derivación subterránea a partir de una red aérea).

Los fusibles que se instalan para proteger las acometidas subterráneas que arrancan de una red aérea se deben seleccionar con base en las corrientes de puesta en servicio del circuito.

Esta corriente está formada por 2 componentes: una es la suma de todas las corrientes de magnetización (inrush currents) y la otra es la corriente de carga fría (cold load pickup). La corriente de magnetización puede ser muy alta para un solo transformador, pero cuando se tienen varios en un circuito se presenta una reducción.

---

Si la corriente magnetización tiende a un valor muy grande, la consiguiente caída de tensión en el sistema reduce la corriente de magnetización. Por ejemplo, si se energizan simultáneamente 10 transformadores de 50 kVA, conectados en un circuito subterráneo que se alimenta de un circuito aéreo, se tiene una capacidad instalada de 500 kVA, que representan una carga de 10000 kVA (20 veces el valor nominal) en el momento en que se energiza. En esta situación el circuito de distribución encuentra una apreciable caída de tensión durante este período y reduce significativamente la corriente de magnetización.

Otro factor aún más importante que la corriente magnetización que interviene en la selección del fusible para proteger acometidas aéreo-subterráneas es el efecto de la corriente de carga fría. Esta se presenta al reenergizar un circuito, después de una interrupción, con cargas conectadas al circuito, listas para volver a funcionar. Algunas de estas cargas, como motores, pueden tener corrientes de magnetización de 5 a 15 veces su valor nominal durante varios segundos. El fusible de la acometida debe ser capaz de soportar seis veces la corriente normal del circuito durante 1 segundo y tres veces la corriente normal durante 10 segundos.

Para proteger transformadores de distribución en acometidas con fusibles limitadores de corriente se puede aplicar dos técnicas diferentes:

- Un fusible limitador de rango completo por fase.
- Un fusible limitador de rango parcial en serie con uno de expulsión por fase.

Con el arreglo de un fusible limitador de rango completo por fase se puede interrumpir bajas y altas corrientes de cortocircuito. Esta opción presenta la desventaja de que por lo general el fusible de rango completo es más caro que la combinación de un rango parcial y uno de expulsión. Como la mayoría de los casos el fusible de expulsión es el que opera, puede resultar antieconómico disponer de un fusible de rango completo que opere ante todas las corrientes de cortocircuito. Con la segunda opción se tiene la desventaja de que al operar el de expulsión es fácil que el personal de campo no cambie el fusible correcto y se pierda entonces la coordinación adecuada del arreglo.

## **12.12 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS (CON RECIERRE)**

### **12.12.1 Definición.**

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Deben tener alta capacidad interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir.

Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.

### 12.12.2 Apagado del arco.

Se lleva a cabo por medio de: aceite, vacío, SF6, sople de aire, sople de aire-magnético.

### 12.12.3 Mecanismos de almacenamiento de energía.

Le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida totalmente.

Este mecanismo puede ser de los siguientes tipos:

- Neumático (aire comprimido).
- Hidráulico (nitrógeno comprimido).
- Neumático-hidráulico (combinación).
- Mecanismo de resorte.

### 12.12.4 Valores nominales para interruptores de alimentadores de distribución.

TABLA 12.18. Valores nominales de interruptores.

Tensión nominal del sistema kVrms	Tensión nominal máxima kVrms	Corriente nominal a 60 Hz A, rms	Corriente de SC a tensión nominal kArms	Tiempo nominal de interrupción ciclos	Capacidad de interrupción máxima simétrica rms kA,	Capacidad de recierre 1.6xIcs kA, rms
7.2	8.25	800	20	5	20	32
14.4	15.5	800	12.5	5	12.5	20
14.4	15.5	1.200	20	5	20	32
14.4	15.5	2.000	20	5	20	32
14.4	1.55	1.200	25	5	25	40
14.4	15.5	2.000	25	5	25	40
14.4	15.5	1.200	40	5	40	67
14.4	15.5	3.000	63	8	63	101
34.5	38	1.200	31.5	5	20	32
34.5	38	1.200	31.5	5	31.5	50
34.5	38	2.000	31.5	5	31.5	50
34.5	38	1.200	40	5	40	64
34.5	38	2.000	40	5	40	64

En la tabla 12.18 se resumen los valores nominales de interruptores empleados en sistemas de distribución.

Para interruptores de 1200 A y menores al ciclo de operación establecido CO-15-CO (significa por ejemplo que el interruptor puede cerrar con una falla simétrica de 20 kA, abrir, permanecerá abierto durante 15s, cerrar nuevamente y volver a abrir sin daño).

Si se hace necesario que el interruptor recierre más veces o que los intervalos sean más cortos, será necesario consultar el catálogo del fabricante o bien, emplear la norma ANSI 37.07 que muestra tablas y ecuaciones que permiten calcular la reducción en capacidad para los intervalos nuevos establecidos así:

$$D = d_1(n-2) + d_1\left(\frac{15-t_1}{15}\right) + d_1\left(\frac{15-t_2}{15}\right) + \dots \quad (12.16)$$

$$R = 100 - D \quad (12.17)$$

donde

$D$  = factor de reducción en % .

$d_1$  = factor de cálculo = 3 para kA de 0 a 18.

$d_1$  = factor de cálculo =  $\frac{1}{6}$ (kA) para kA de 18 a 75.

$n$  = número de operaciones.

$t_n$  = tiempo para el intervalo enésimo.

$R$  = capacidad de recierre en %

Por ejemplo: para un interruptor de 15 kV y 20 kA en el siguiente ciclo de recierres: 0 + 0s + C0 + 5s + C0 , su capacidad deberá ser reducida en el siguiente %.

$$d_1 = \frac{20}{6} = 3,3 \quad D = 3,3(3-2) + 3,3\left(\frac{15-0}{15}\right) + 3,3\left(\frac{15-5}{15}\right)$$

$$n = 3 \quad D = 8,8 \%$$

$$t_1 = 0 \quad R = 100 - 8,8 = 91,2\%$$

$$t_2 = 5$$

Por lo tanto, la capacidad interruptor será:  $20 \times 0,912 = 18,24$  kA . Que será la máxima corriente asimétrica de cortocircuito que pueda soportar el equipo. Cuando se trate corrientes de falla asimétrica, también debe ser consideradas.

La figura 12.48 muestra los factores de multiplicación en función de la relación X/R del circuito donde se va a instalar el interruptor, por ejemplo, para un interruptor con un ciclo de apertura de 3 y un ciclo de recierre de sus contactos de 2 y suponiendo una corriente de falla de disponible de 18 kA para X/R = 30, ser tendrá  $18 \times 1,15 = 20,70$  kA.

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y extinga el arco una vez que este recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque en algunos interruptores modernos en vacío o SF6, esto se logra en 3 ciclos; este tiempo debe sumarse al del relevador para determinar el tiempo total de

apertura de los contactos del interruptor, el cual es importante para la coordinación y para el equipo.

El interruptor debe ser capaz de cerrar corrientes hasta 1.6 veces su capacidad nominal; este valor corresponde a un circuito con una relación  $X/R = 20$ . En caso de que el circuito tenga valores mayores, deberá seleccionarse interruptores de mayor capacidad interruptiva.

Dado que las normas de diseño y especificación de fusibles, interruptores y restauradores se basan en onda no simétrica completa, es necesario para estos casos utilizar los parámetros de asimetría o factores de multiplicación.

En los últimos años se ha incrementado en forma significativa el empleo de interruptores SF6 y vacío en niveles de tensión de distribución, debido principalmente a su confiabilidad, bajo mantenimiento ya que su costo se ha reducido en los últimos años.

El SF6 es un gas no inflamable con características únicas para usarse en interrupción de energía eléctrica. Su rigidez dieléctrica es varias veces mayor que la del aire a la misma presión, y a una presión de 2 bares es igual a la del aceite (por lo que es un excelente aislante). Es un gas electronegativo (gran afinidad por los electrones libres y capacidad para interrumpir corrientes muy superiores a la del aire y muchos gases). La pérdida de gas debida a la disociación durante la interrupción de corriente es despreciable pues se construyen totalmente sellados con una vida útil de hasta 20 años.

#### **12.12.5 Diferencias entre SF6, aceite y aire.**

En la figura 12.49 se observa la diferencia relativa que hay entre el SF6, el aceite y el aire. El principio de extinción del arco en vacío ha sido muy usado en equipos de potencia, se efectúa en un ambiente inerte y necesita poco mantenimiento. No se producen productos de descomposición. El interruptor de vacío resulta útil para protección de redes aéreas por la cantidad de fallas transitorias que se presentan, pues al tener una rápida recuperación dieléctrica se permiten ciclos de recierre como 0-3s-CO-15s-CO-15s-CO-15s-CO.

#### **12.12.6 Características generales de los relevadores.**

Los relevadores censan o detectan las condiciones de operación de la red y ordenan el cierre o apertura de los interruptores. En sistemas de distribución existen dos tipos: De sobrecorriente (electromecánicos y de estado sólido) y de recierre. Reciben señal de los transformadores de corriente.

En un relevador tipo disco de inducción (figura 12.50) el disco está montado sobre un eje de rotación cuyo movimiento se ve restringido por un resorte. El contacto móvil está sujeto al eje. El par mecánico de operación es producido por un electro imán. Un imán de amortiguamiento provoca arrastre sobre el disco una vez que éste comienza a moverse. Esta característica proporciona la respuesta t-I deseada. La escala de tiempo señala la posición inicial de los contactos móviles cuando el relevador esta desenergizado. Su ajuste controla el tiempo necesario en el relevador para cerrar los contactos.

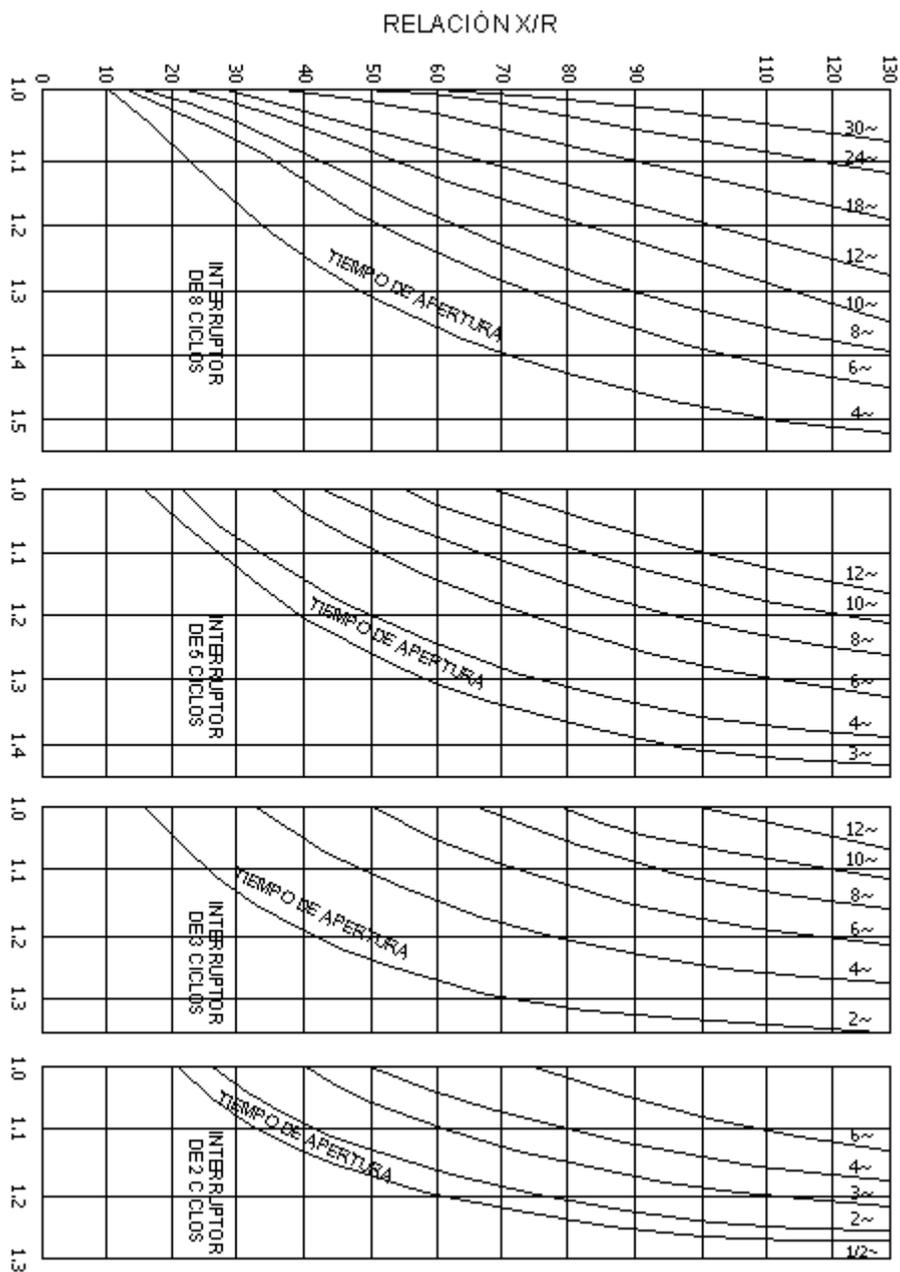


FIGURA 12.48. Factores de multiplicación E / X (A).

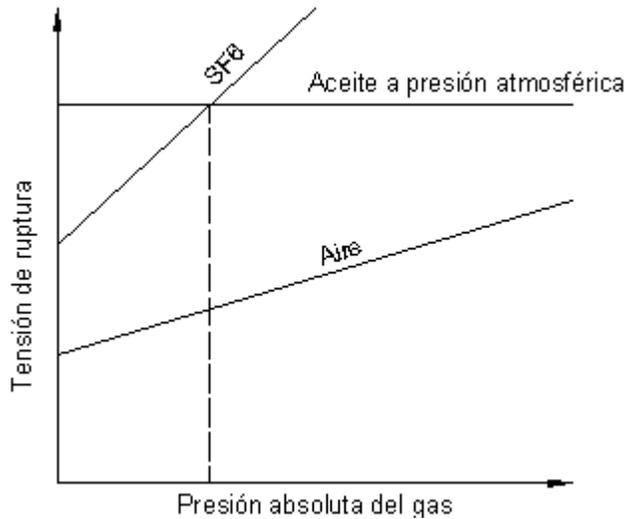


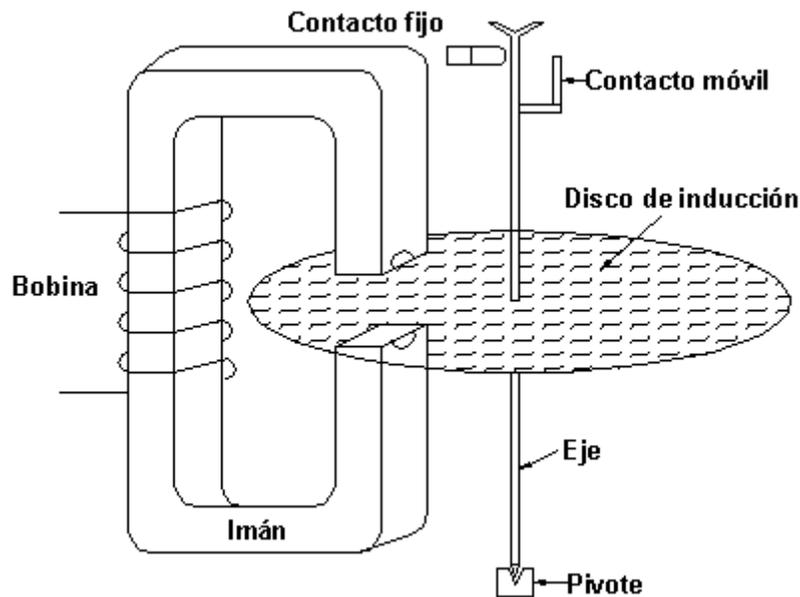
FIGURA 12.49. Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF6.

Todo relevador de sobrecorriente tipo inducción posee una característica t-I de tiempo inverso (o sea que opera lentamente ante valores bajos de sobrecorriente y conforme la sobrecorriente aumenta el tiempo de operación disminuye). Existe un límite de velocidad a la cual el disco puede desplazarse de manera que si la corriente continúa incrementándose, la curva de tiempo del relevador tenderá a alcanzar un valor constante. Mediante algunas modificaciones al diseño electromagnético se logra obtener diversas curvas t-I en los relevadores.

Un relevador auxiliar autocontenido es incorporado dentro de la caja del relevador de tiempo para compartir la corriente que debe manejar el contacto móvil, además de accionar una bandera indicadora. Así mismo, al relevador de tiempo se le incorpora un relevador de disparo instantáneo, ajustado para valores más elevados respecto a los que reconoce la unidad que opera con retardo de tiempo. Dicha unidad está diseñada para responder ante altas corrientes de cortocircuito mientras que la unidad con retardo de tiempo responde perfectamente a sobrecorrientes por sobrecarga y ante bajas corrientes de cortocircuito.

Es importante destacar tres tiempos en la operación de los relevadores, ellos son:

- a) Para la unidad con retardo de tiempo: el tiempo de disparo.
- b) Para la unidad instantánea: un tiempo de disparo menor al anterior debido a muy altas corrientes de cortocircuito.
- c) Para la unidad con retardo de tiempo: El tiempo de restablecimiento (o sea el tiempo que transcurre hasta que el contacto móvil regresa a su posición normal u original).



**FIGURA 12.50.** Relevador de sobre corriente tipo inducción.

Los códigos de identificación NEMA de los relevadores son los siguientes:

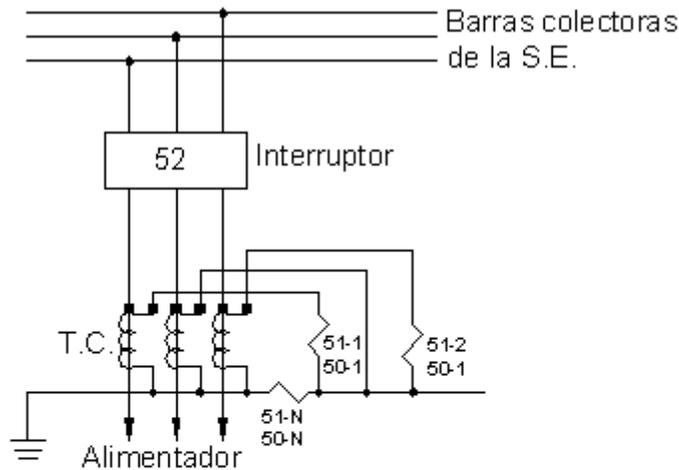
50-1 y 50-2: Relevadores de sobrecorriente entre fases, cuya respuesta es instantánea ante magnitudes de corriente elevadas.

51-1: relevadores de sobrecorriente entre fases (ajuste de tiempo), para censar sobre corrientes (cuyo valor se atenúa por la impedancia de la línea) hacia el punto más alejado de la SE, o bien para detectar sobrecargas.

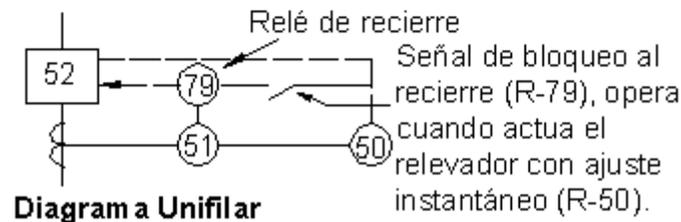
50-N: relevador de sobrecorriente a tierra (instantánea)

51-N: Relevador de sobrecorriente a tierra (unidad de tiempo) para detectar cortocircuito a tierra, desbalanceo de carga, discontinuidad de una o dos fases, proporcionar respaldo a los relevadores por falla entre fases por la ubicación residual que guarda respecto a ellos; detección de fallas a tierra a través de una impedancia.

En la figura 12.51 se ilustra el esquema típico de protección de un alimentador de distribución en donde se observa la ubicación del relevador de recierre (79- NEMA); este debe quedar bloqueado siempre que los relevadores con ajuste instantáneo actúen. Este relevador hace posible efectuar hasta tres operaciones antes de ordenar la apertura definitiva de la línea con el objeto de mantener la continuidad del servicio, eliminando de esta manera las fallas transitorias.



**Diagram a Trifilar**



**Diagram a Unifilar**

Los ajustes se pueden resumir como sigue:

Recierre	Intervalo de tiempo
1	0 seg. (instantáneo)
2	15 seg.
3	30 seg.

**FIGURA 12.51.** Esquema típico de protección de un alimentador distribución.

En la figura 12.52 se muestra una familia de curvas. La curva seleccionada puede moverse horizontalmente por medio del TC y sus taps y verticalmente por medio del ajuste de tiempo.

En la figura 12.53 aparecen las diferentes curvas en el plano t-I para todas las características o ajustes posibles. En general, para fines de protección de sistemas de distribución, se usa la característica muy inversa y extremadamente inversa dado que la magnitud de la corriente de falla esta en función de su localización a lo largo del alimentador.

Estos ajustes en los relevadores ofrecen una buena coordinación en restauradores y fusibles.

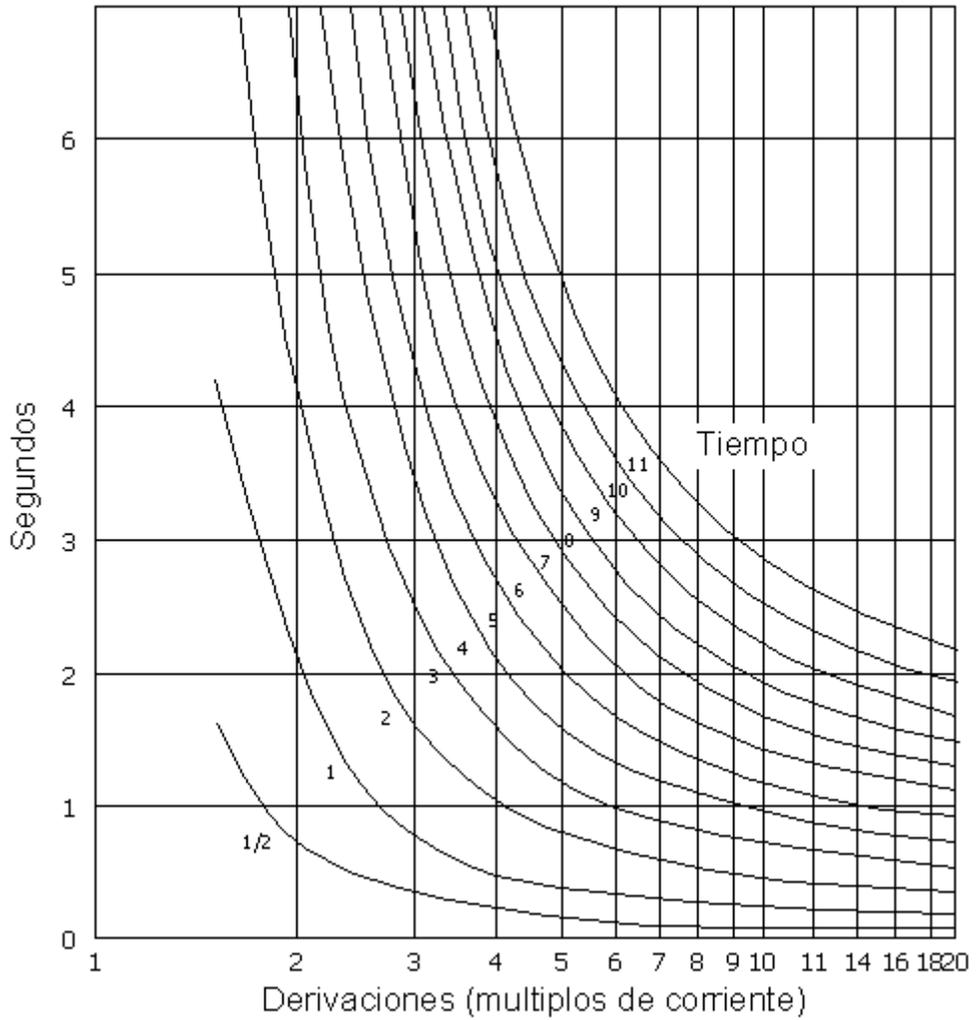


FIGURA 12.52. Familia de curvas del relé de sobrecorriente.

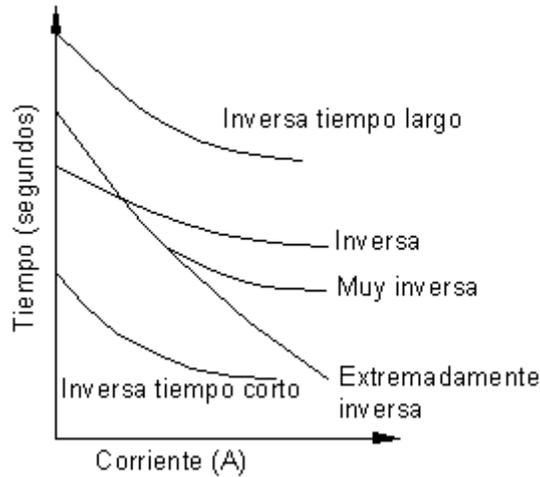


FIGURA 12.53. Características de operación de los relevadores.

La relación de los TC debe ser tal que la corriente nominal de operación (incluyendo la de emergencia) no exceda su capacidad nominal, por ejemplo, si la corriente pico de carga en un alimentador es de 400 A, la relación del TC debe ser mayor o igual a 400:5 hasta un 50% o sea 600:5.

La selección del tap determina la corriente mínima de operación del relevador en amperios del secundario:

Los rangos típicos y sus derivaciones asociadas son:	Rango	Derivaciones
	0.5 - 2.5	0.5 - 0.6 - 0.8 - 1.2 - 1.5 - 2.0 - 2.5
	1.5 - 6.0	1.5 - 2 - 2.5 - 3 - 3.5 - 4.5 - 6
	7 - 16	4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 16

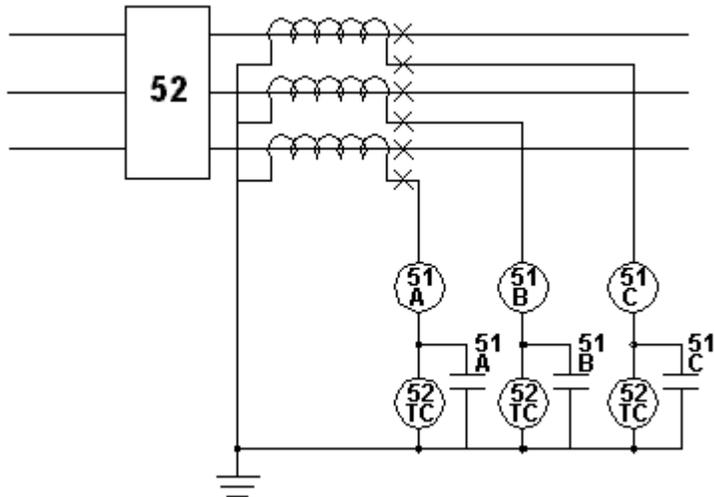
Los circuitos de los relevadores se dividen en 2 categorías:

Circuito sensor de las condiciones del alimentador (Ver figura 12.54).

Circuito para control del interruptor (Ver figura 12.55).

El circuito de la figura 12.54 está formado esencialmente por transformadores de corriente tipo bushing, relevadores de sobrecorriente de fase instantánea (50) y de tiempo (51) y relevadores de sobre corriente de tierra instantáneos y de tiempo 50/51 N.

El circuito de control del interruptor de la figura 12.55 es una combinación de un circuito de CA y uno de CD y consisten en bobinas de cierre (52 cc), de apertura (52TC), de relevadores (52a, aa, b y bb) para control de contactos auxiliares del interruptor y un esquema con bobinas 52X y 52Y que prevengan una operación de bombeo, que consiste en que el interruptor vuelva a cerrar contra falla si se ha ordenado abrir y el interruptor de control de cierre está aún en posición cerrada.



**FIGURA 12.54.** Circuito sensor de condiciones del alimentador.

### 12.12.7 Calibración del relé de sobrecorriente.

En resumen, el procedimiento de ajuste es el siguiente:

1. Al seleccionar la relación del TC, la derivación se ajusta de tal manera que opere para un valor entre 2.0 y 2.5 veces la corriente máxima de carga. Por ejemplo, si se desea que un relevador opere para 550 A usando un TC de 400:5, da derivación será:

$$\text{Derivación} = \frac{550}{\frac{400}{5}} = 6,88$$

Debiendo escoger la derivación 7 que dará una salida mínima de:

$$MT = 7 \times \frac{400}{5} = 560 \text{ A}$$

Otro de los ajustes que se requieren es el de tiempo, el cual selecciona la posición vertical de la curva.

Los ajustes varían de 1/2 a 11.

La selección de la derivación para el elemento instantáneo es:

$$I_{T\min} = CT_r \times \text{Derivación}$$



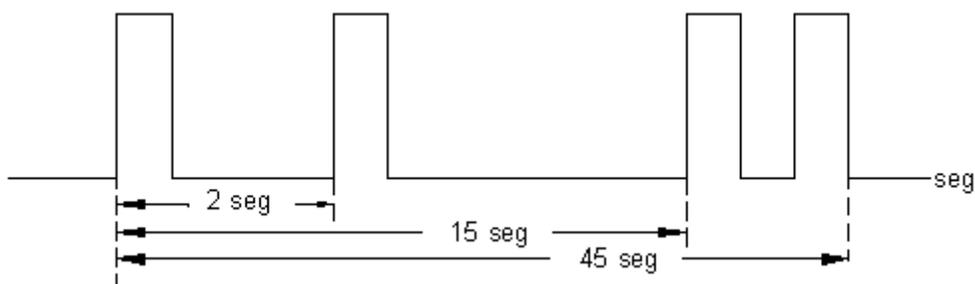
---

Por ejemplo para encontrar la derivación adecuada para una apertura instantánea de 2000 A con un TC de 800:5

$$\text{Derivación} = \frac{2000}{\frac{800}{5}} = 12,5$$

Los relevadores de recierre son de dos tipos: de motor síncrono y electrónico.

El recierre puede efectuarse hasta tres veces antes de que el interruptor abra definitivamente. El tiempo se cuenta a partir de la primera apertura. La figura 12.56 muestra una serie de recierres establecidos a 2, 15 y 45 s.



**FIGURA 12.56.** Recierres de un interruptor.

2. Calcular la magnitud que las fallas trifásicas y de fase a tierra a la salida del alimentador para fijar el ajuste en la unidad instantánea.
3. Calcular la magnitud de las fallas trifásicas y de fase a tierra del alimentador para fijar el ajuste de la unidad de tiempo.

Esta última cantidad es importante para determinar la sensibilidad del ajuste en la protección ante fallas hacia el punto más alejado, particularmente cuando se prevé la posibilidad de que la falla de fase a tierra ocurra a través de una impedancia; es decir, que se trate de una falla de alta impedancias (40 ohmios)

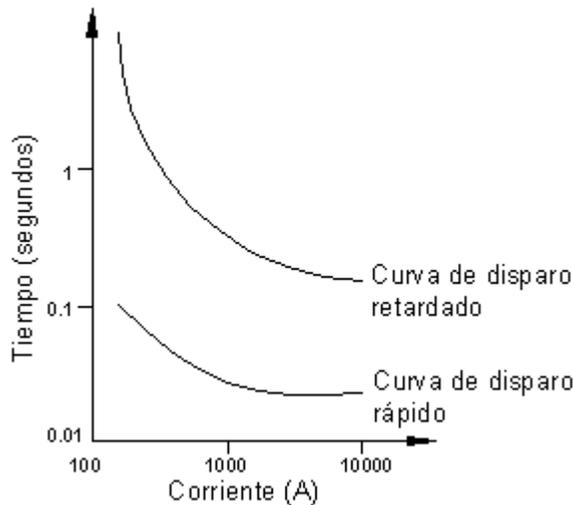
4. Corriente de sobrecarga máxima permisible.
5. Las curvas de ajuste del relevador en el plano t-I deben ubicarse a la izquierda de las curvas de daño según el conductor del que se trate (ACSR, Cu, ALD).
6. Relación de transformación, clase de precisión y magnitud de las corrientes que pueden soportar los TC.

**12.13 RESTAURADORES (AUTOMATIC CIRCUIT RECLOSERS)**

**12.13.1 Definición.**

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente).

El proceso de apertura y cierre se explica más adelante (incluye dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas que permiten coordinar el recloser con otros dispositivos de protección) ver figura 12.57.



**FIGURA 12.57.** Curvas características t-I de un restaurador.

Si el restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a la posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones, pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente (una vez realizada la reparación de la falla) para volver a energizar la sección de la línea que protege.

Los restauradores modernos tienen apertura y cierre tripolar de control electrónico y con interrupción en aceite, SF6 y vacío.

---

En el diseño de esquemas de protección con restauradores se deben considerar las características de las redes e instalaciones de los clientes como:

1. Prevenir que fallas transitorias se conviertan en permanentes.
2. El suministro se debe reanudar tan pronto como sea posible para disminuir los inconvenientes a los usuarios.
3. El tiempo de apertura debe ser tal que permita al dieléctrico recobrar sus propiedades aislantes, evitando que el arco se reinicie en el punto de falla.
4. El tiempo que la línea esté desenergizada debe ser tal que los motores de inducción sigan girando durante el período de interrupción.
5. Se debe proporcionar un elemento de detección de fallas a tierra en el restaurador.
6. La duración de la interrupción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que los controles de los motores síncronos los desconecten antes de que se restablezca el servicio.

#### **12.13.2 Tipos de restauradores.**

1. **Restaurador de bobina serie:** detecta la sobrecorriente por medio de una bobina solenoide serie. La energía de disparo se obtiene la bobina serie y esta a su vez del circuito primario. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes que se cargan después de una operación de disparo.
2. **Restauradores de bobina paralela:** detectan la sobre corriente por medio de TC montados internamente, o por medio de relevadores.

La energía para el disparo no se obtiene directamente del circuito primario sino de una batería que se puede cargar del circuito primario por medio de TC o de TP. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante la operación de recierre. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes cargados por un motor, de una alimentación del primario o de una bobina solenoide.

#### **12.13.3 Lugares más lógicos de instalación.**

- En la SE que alimenta los circuitos primarios.
- Sobre la troncal para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla en extremo del mismo.
- En puntos donde se tienen las derivaciones importantes.

#### **12.13.4 Factores de aplicación de restauradores.**

1. Tensión del sistema.
2. Máxima corriente de falla en el punto donde se instale en restaurador.
3. Máxima corriente de falla en la zona que protege el restaurador.
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.
5. Sensibilidad de fallas a tierra.

### 12.13.5 Diferentes secuencias de operación de restauradores.

1. 2 operaciones instantáneas (disparo y recierre) continuadas por dos operaciones diferidas de disparo antes de la apertura definitiva (posición lockout).
2. 1 operación instantánea más tres operaciones diferidas.
3. 3 operaciones instantáneas más una operación diferida.
4. 4 operaciones instantáneas.
5. 4 operaciones diferidas.

Las características instantáneas y diferidas de un recloser son una función de sus valores nominales desde 5 A a 1120 A para los de bobina serie y desde 100 a 2240 A para los restauradores con bobina paralela.

El valor de puesta en marcha mínimo para todos los valores nominales se ajusta usualmente para disparar instantáneamente a dos veces la corriente nominal.

Lo restauradores deben ser capaces de interrumpir corrientes de falla asimétricas relacionadas con sus asimétricas nominales.

### 12.13.6 Valores nominales de corriente asimétrica.

Los valores nominales de corriente asimétrica pueden determinarse multiplicando la corriente nominal simétrica por un factor que es función de la relación X/R del circuito. Son las siguientes:

X/R	Factor de asimetría
2	1.06
4	1.20
8	1.39
10	1.44
12	1.48
14	1.51
25	1.60

El factor de simetría está dado por:

$$\text{Factor de asimetría} = \frac{\text{corriente de falla asimétrica rms}}{\text{corriente de falla simétrica rms}} \quad (12.18)$$

a 0.5 s después de iniciada la falla para las diferentes relaciones X/R de circuito

En un sentido, un recloser cumple la misma tarea, así como la combinación de un interruptor, relevador de sobre corriente y relevador de recierre.

Fundamentalmente, un recloser contiene: una cabina de interrupción y los contactos principales relacionados en la operación en aceite, un mecanismo de control para disparo y recierre, un integrador operador y un mecanismo lockout (bloqueo).

---

### 12.13.7 Clases de reclosers: monofásicos y trifásicos.

Los monofásicos son más confiables que los trifásicos. Si el circuito primario trifásico está conectado en Y se pueden usar los dos. Si el circuito primario trifásico está conectado en delta, el uso de 2 recloser monofásicos es adecuado para proteger el circuito contra fallas monofásicas y trifásicas.

Los monofásicos se usan para proteger líneas monofásicas (ramas o derivaciones de un sistema trifásico) y también para aislar cargas monofásicas.

Los trifásicos se usan donde la desconexión de las tres fases es requerida para cualquier falla permanente. También se usa para prevenir fallas monofásicas de grandes motores.

### 12.13.8 Tipos de control: hidráulico o electrónico.

El sistema de control censa las sobrecorrientes, selecciona tiempo de operación, tiempo de disparo y funciones de recierre.

1. **Control hidráulico integrado:** es usado en todos lo recloser monofásicos y en capacidades nominales pequeñas de reclosers trifásicos, se construye como una parte integral del recloser. Con este tipo de control, una sobre corriente es causada por una bobina de disparo que es conectada en serie con la línea.

Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es atraído en la bobina para abrir los contactos del recloser. La corriente mínima de disparo para este tipo de recloser es dos veces la nominal del recloser.

2. **Control electrónico:** es más flexible, más fácilmente ajustado y más seguro. Permite cambios de tiempo, niveles de corrientes de disparo y las secuencias de operación del recloser sin desenergizar o UNTANKING el recloser. La corriente de línea es censada por TC especiales en el recloser. El nivel mínimo de disparo es independiente del valor nominal del recloser.

### 12.13.9 Tipos de aislamiento.

Los reclosers usan aceite para la interrupción de corriente y el mismo aceite para el aislamiento básico.

El vacío también proporciona la ventaja de una frecuencia de mantenimiento más baja.

El SF6 se ha introducido últimamente y se está generalizado su uso.

### 12.13.10 Características nominales de los reclosers.

En la tabla 12.19 se resumen dichas características. El restaurador debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del restaurador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito en el punto donde se instala el restaurador. La capacidad nominal de conducción del restaurador se debe seleccionar de tal manera que sea igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

**TABLA 12.19.** Características nominales de los reclosers.

Marca	Capacidad (A)	kV Nominal	Número de fases	Interrupción de cortocircuito Amperios
GE	50 - 280	14.4	1 y 3	125 - 4.000 A
	100	24	1 y 3	200 - 2.500 A
	50 - 560	2.4 - 14.4	1	125 - 10.000
	100	24.9	1	300 - 8.000
Mc Graw	100 - 560	2.4 - 14.4	3	200 - 20.000
	560	24.9	3	3.000 - 12.000
	560	34.5	3	16.000

La bobina puede seleccionarse de tal manera que su capacidad nominal iguale la corriente de carga real, la corriente de carga futura o la corriente nominal de alimentador. El valor mínimo de disparo, que es una propiedad de la bobina serie, es el doble de la capacidad nominal de conducción de bobina y debe ser al menos el doble de la corriente máxima de carga esperada. En restauradores con control electrónico, la corriente mínima de disparo es seleccionada independientemente de la capacidad nominal de conducción del restaurador, aunque por lo regular no excede el doble de ese valor.

Por lo general se usa un valor de corriente de disparo igual cuando menos al doble de la corriente máxima de carga. La mínima corriente de falla que se podría tener en el extremo de un alimentador se debe revisar para determinar si el restaurador detectará e interrumpirá esta corriente. Para asegurar que las interrupciones instantáneas y temporales se restrinjan a las zonas más pequeñas es vital asegurar una selección adecuada de los tiempos de retardo. Por lo general las características tiempo-corriente y la secuencia de operación de un restaurador se seleccionan para coordinar los dispositivos de protección el lado de la fuente.

Los restauradores tienen dos curvas características tiempo-corriente: una de tiempo rápido y otra de tiempo lento. La primera operación debe de ser tan rápida como sea posible para eliminar fallas transitorias antes de que ocurra un daño en la línea. Si la falla es permanente, la operación de tiempo retardado permite que el dispositivo más cercano al lugar de la falla interrumpa esa parte del circuito.

Las fallas que incluyen contacto con tierra por lo general son menos severas que las fallas trifásicas; sin embargo, las primeras son más comunes que las segundas y esto hace importante detectarlas y proteger los sistemas contra ellas.

En sistemas trifásicos con neutro aislado, una falla a tierra produce una corriente de falla de pequeña magnitud, posiblemente del orden de 1000 A. Instrumentos muy sensibles pueden detectar estas fallas y hacer sonar una alarma. En sistemas trifásicos con neutro conectado a tierra a través de una baja impedancia, una falla de fase a tierra puede producir corrientes de cortocircuito muy altas, con magnitudes que pueden ser del orden de la corriente de carga hasta muchos múltiplos de esa corriente. Las fallas de esa naturaleza comúnmente se detectan en cuestión de segundos o menos.

---

El método más conocido y confiable que se ha empleado para detectar corrientes de fallas de fase a tierra, en sistemas con neutro conectado a tierra, es por medio de transformadores de corriente en un sistema trifásico. Puesto que en un sistema trifásico la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es muy cercana a 0, en condiciones normales el dispositivo de protección operará cuando la corriente resultante se incremente por efecto de una falla de fase a tierra.

## **12.14 SECCIONALIZADORES AUTOMÁTICOS**

La incorporación de este tipo de dispositivos en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona del disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto, afectar solamente a los usuarios conectados a esa derivación.

El seccionalizador nunca debe ser instalado en las troncales o derivaciones importantes.

### **12.14.1 Definición.**

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción.

Así mismo, como no interrumpe corrientes de falla no tiene características t-I, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

### **12.14.2 Modos de operación del seccionalizador.**

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por el o ésta disminuye abajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este último para contar el mínimo de recierres del interruptor. Cuando este último opera se desenergiza la línea y, por tanto, la corriente en el seccionalizador es 0, registrando en su memoria una operación del interruptor.

Si la falla es de carácter temporal, es probable que la aisle en la operación rápida del interruptor. Puesto que ningún dispositivo ha completado su secuencia de operaciones, los controles del restaurador y el seccionalizador regresan a su estado original, preparándose para otra secuencia de operación. Si la falla es permanente, el restaurador continúa con su programa inicial de operaciones. El seccionalizador cuenta cada operación de disparo, y después que el restaurador ha efectuado su penúltimo disparo completa su conteo, abre y aísla la falla. El dispositivo de respaldo energiza el resto del sistema al efectuar el último recierre y su control

queda listo para repetir su secuencia de recierres. Si bien los seccionadores no están diseñados para interrumpir corrientes de falla, bajo estas circunstancias se puede efectuar el cierre de sus contactos sin daño alguno; asimismo, tiene capacidad de interrumpir corrientes de carga sin que exista peligro de daño en su aislamiento cuando se establezca el arco ocasionado al abrir sus contactos.

Lo anteriormente descrito se pueda resumir así:

1. Si la falla es despejada mientras el dispositivo de recierre que está abierto, el contador del seccionador se reseteará a su posición normal después de que el circuito es recerrado, y queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.
2. Si la falla persiste cuando el circuito es recerrado, el contador de corrientes de falla en el seccionador, de nuevo se preparará para contar la próxima apertura del dispositivo de recierre.
3. Si el dispositivo de recierre es ajustado para ir a la posición lockout en la cuarta operación de disparo el seccionador se ajustará para disparar durante el tiempo de apertura del circuito después de la tercera operación de disparo del dispositivo de recierre.
4. Al contrario de los fusibles tipo expulsión, un seccionador proporciona coordinación (sin insertar una coordinación con curva t-I) con los dispositivos de respaldo asociados con las corrientes de falla muy altas y en consecuencia proporciona un punto de seccionamiento adicional en el circuito.
5. Los seccionadores no tienen una curva característica tiempo-corriente, por lo cual son usados entre 2 dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas y donde un paso adicional de coordinación no es práctico.
6. Son comúnmente empleados sobre ramales donde las corrientes de falla elevadas son evitadas coordinando con fusibles.
7. Ya que los seccionadores no interrumpen corrientes de falla, también son usados en lugares donde las corrientes de fallas son elevadas y los restauradores pequeños no podrían ser adecuados en términos de valores de su capacidad interruptiva. Por su capacidad de corriente de carga también sirve como un dispositivo seccionador económico.

#### **12.14.3 Requerimientos para aplicación de seccionadores.**

1. Deben ser usados en aceite con otro dispositivo de protección pero no entre 2 reclosers.
2. El dispositivo de protección de respaldo tiene que ser capaz de censar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionador.
3. La corriente mínima de falla tiene que ser más grande que la corriente actuante mínima del seccionador.
4. Bajo ninguna circunstancia debe excederse los valores nominales momentáneos y de corto tiempo del seccionador.

- 
- Si hay 2 o más dispositivos de respaldo conectados en serie con cada uno de los otros localizados adelante de un seccionalizador hacia la fuente, el primero y el segundo dispositivo de respaldo deberán ser ajustados para 4 y 3 operaciones de disparo, respectivamente y el seccionador deberá ser ajustado para abrir durante el segundo tiempo muerto del circuito para una falla más allá del seccionalizador.
  - Si hay dos seccionalizadores conectados en serie con cada uno de los otros y localizados después de un dispositivo de protección de respaldo que esta cerrado a la fuente, el dispositivo de respaldo se ajustará a la posición lockout después de la cuarta operación, el primero y el segundo seccionalizador se debe ajustar para abrir después de la tercera y segunda operación de respaldo, respectivamente.

#### **12.14.4 Ventajas de los seccionalizadores.**

- Con respecto a los fusibles, ofrece flexibilidad, seguridad y conveniencia puesto que después de una falla permanente la capacidad de cierre en falla del seccionalizador simplifica enormemente la prueba del circuito, y si la falla está aún presente, la interrupción tiene lugar con seguridad en el recloser de respaldo.
- No es necesario reemplazar eslabones fusible, así que la línea puede ser probada y el servicio restaurado con mayor velocidad y conveniencia. También la posibilidad de error en la selección del tamaño y tipo correcto del eslabón fusible, es eliminado.
- Cuando se emplean como reemplazo de cortacircuitos fusible, no muestran las dificultades posibles de coordinación experimentadas con otros cortacircuitos fusibles debido al inadecuado dimensionamiento en el reemplazo de fusibles.
- Como no usa característica t-I, puede aplicarse entre 2 dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas. Esta es una característica vital en un punto donde un paso adicional en la coordinación no es práctico o posible.
- Pueden ser usados en el arranque de derivaciones donde la coordinación con fusibles previenen magnitudes de falla altas.
- Cuando es empleado para sustituir reclosers, ellos tienen un costo inicial más bajo y demanda menos mantenimiento.
- Pueden emplearse para interrupción o suicheo de cargas dentro sus características nominales.

#### **12.14.5 Desventajas de los seccionalizadores.**

- Cuando son empleados como sustitutos de seccionadores fusible son inicialmente mucho más costosos y demandan más mantenimiento, pues la rata de fallas es más alta.
- Los seccionalizadores tipo seco e hidráulicamente controlados tienen algunos problemas con el tiempo de memoria. En un seccionalizador estándar, el tiempo de restablecimiento después de una falla transitoria depende del número de conteos y de tiempo de memoria seleccionado. Puede tener rango de 5 a 22 minutos. Los tiempos correspondientes de restablecimiento para recloser están desde 10 a 180 segundos. Lo seccionalizadores tipo seco e hidráulicamente controlados no proporcionan una selección de los tiempos de memoria. El tiempo de memoria es esencialmente una función de la viscosidad del aceite el cual a su vez depende de la temperatura.

Consecutivamente, un tiempo de memoria largo puede resultar en descoordinación durante las fallas temporales. Las áreas con alto nivel isocerámico son particularmente susceptibles. El tiempo de memoria del seccionador debe ser suficientemente largo tal que el seccionador retendrá sus conteos a través de toda la secuencia de disparo y recierre del interruptor de respaldo. El tiempo de memoria de los seccionadores tipo seco e hidráulicos varía con la temperatura, y esta variable debe ser incluida en el proceso de cálculo. La consideración no está incluida aquí ya que el proceso depende del tipo y del fabricante de un seccionador individual.

3. Inrush: este ha sido un gran problema para algunos seccionadores puesto que estos son muy rápidos y ven las corrientes inrush como corrientes de falla. Así que, esto puede ser problema de operación.

Los seccionadores debe ser capaces de permanecer con sus contactos cerrados cuando se presenta una falla, lo mismo que soportar los requerimientos térmicos y mecánicos a que son sometidos durante el flujo de corriente de falla hasta que un dispositivo de interrupción despeje la falla.

### 12.14.6 Tipos de seccionadores.

#### 12.14.6.1 Seccionadores hidráulicos.

El control se emplea en seccionadores monofásicos y trifásicos pequeños. En la figura 12.58 se muestra un corte del mecanismo de control de un seccionador monofásico o de una fase de un seccionador trifásico con control hidráulico. El mecanismo incluye una bobina solenoide, un émbolo de solenoide, pistón de corte, un resorte y dos válvulas de control.

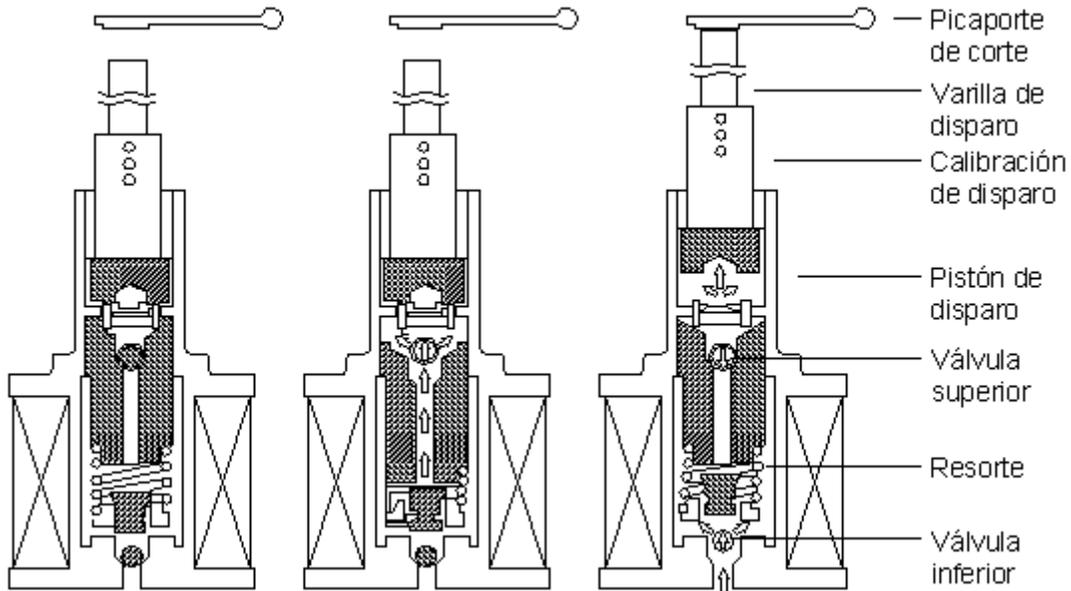


FIGURA 12.58. Seccionador de control hidráulico.

---

El seccionizador empieza a desarrollar su ciclo de operación cuando detecta una corriente mayor de un valor predeterminado. En la figura 12.58 se muestra el control hidráulico en su condición normal. El elemento móvil del control es el núcleo de un electroimán que funciona como una bomba. Cuando fluye una corriente nominal a través de la bobina, la presión de un resorte mantiene el núcleo al final de su carrera.

Cuando la corriente que fluye por la bobina del solenoide llega a su valor de operación, el campo magnético resultante jala hacia abajo el núcleo del electroimán, como se indica en la figura 12.58. Este movimiento hacia abajo cierra la válvula check instalada en la base del mecanismo y envía un chorro de aceite hacia arriba a través del émbolo. La presión de chorro de aceite abre la válvula sheck en la parte superior del pistón y permite el paso del flujo de aceite. El pistón se mantiene en la parte más baja de la cámara hasta que la corriente que pasa por la bobina decae a un valor menor que el de operación (generalmente es del 40%).

En una operación de conteo la corriente que fluye por la bobina se interrumpe cuando el dispositivo de respaldo interrumpe la sobrecorriente. Con la bobina desenergizada se pierde el campo magnético y el núcleo del electroimán regresa a su posición original por la acción del resorte comprimido. El movimiento hacia arriba del núcleo del electroimán cierra la válvula check y la parte superior es forzada a introducirse en la cámara ocupada por el pistón; esto eleva el pistón y el seccionizador registra en su conteos una operación del interruptor. Si ha sido calibrado para más de un conteo, se repite la secuencia con cada sobrecorriente hasta que el pistón llega al brazo de apertura de los contactos.

Después de cada conteo el pistón empieza a regresar lentamente a su posición original, lo cual determina el tiempo de memoria durante el cual "recuerda" el conteo previo. Si la falla es temporal y se aísla antes de que abra, el pistón regresa a su posición original. Si se completa el conteo programado dentro el período dicho pistón abre, siendo necesario operarlo manualmente para volver a poner en servicio el circuito.

#### **12.14.6.2 Seccionizadores electrónicos.**

Este control es usado en equipos grandes; son más flexibles, fácilmente ajustados y más exactos que el control hidráulico. El control electrónico permite cambiar el nivel de la corriente mínima actuante, número de interrupciones del dispositivo de respaldo necesarios para que el seccionizador abra sus contactos y el tiempo que retiene en memoria un conteo sin desenergizar el seccionizador. Una amplia cantidad de accesorios son aprovechados para modificar su operación básica para resolver diferentes problemas de aplicación.

El control electrónico reemplaza a la bobina serie y al resto del mecanismo de recuento de los seccionizadores hidráulicos. El circuito está ubicado sobre una placa de circuito impreso. La corriente que fluye a través del seccionizador es detectada por transformadores de corriente tipo aislador con una relación de 1000: 1. La corriente secundaria circula a través del transformador y las redes rectificadas. Esta entrada rectificada pasa a través de un relevador que carga capacitores de transferencia y la energía va a los circuitos de recuento y de memoria. Cuando la cantidad preseleccionada de interrupciones ha sido obtenida, un circuito de descarga es energizado para operar una bobina de corte mediante un capacitor de energía. Si la falla es permanente, el seccionizador abrirá después de la cantidad predeterminada de interrupciones, y si la falla es temporal, el circuito retendrá el recuento en su "memoria" electrónica hasta un tiempo preseleccionado y olvidará gradualmente el recuento.

Sobre la placa del circuito impreso están ubicados los ajustes 2 o 3 recuentos hasta la apertura y para 30, 45 y 90 segundos de tiempo de memoria. La selección de 7 diferentes corrientes mínimas se hace sobre una placa terminal en el gabinete del operador. Los seccionadores electrónicos pueden ser cerrados manualmente o por medio de un motor eléctrico.

Los seccionadores hidráulicos y eléctricos tienen una teoría similar de operación. La figura 12.59 ilustra como va dispuesto un seccionador en un circuito de distribución.

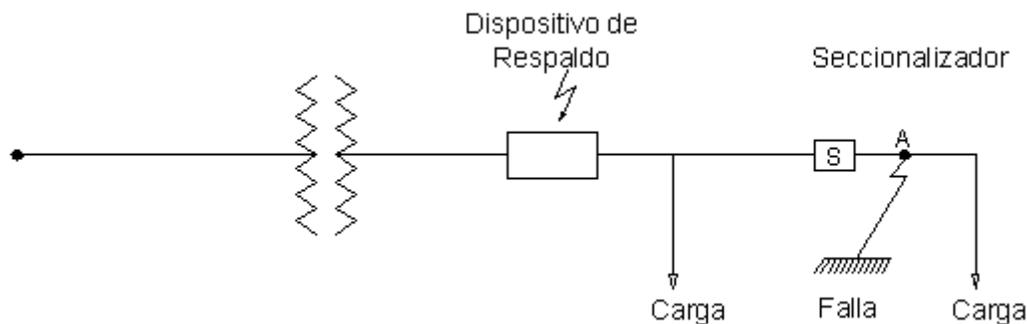


FIGURA 12.59. Instalación de un seccionador.

Cuando fluye una sobrecorriente por el seccionador causada por una falla en el punto A y está corriente está por encima de la corriente mínima actuante, se activa para comenzar a contar; el émbolo de la bobina serie es jalado en un seccionador hidráulico, o un relevador de función electrónica es energizado.

#### 12.14.7 Conteos.

Un seccionador podría activarse para conteo durante condiciones sin falla. Esto podría suceder, por ejemplo, con una corriente arranque de un motor en caso que ésta sobrepase la corriente mínima actuante. El seccionador completa un conteo cuando:

- El dispositivo del lado de alimentación interrumpe la corriente de falla que fluye por el seccionador. Realmente el conteo se completa cuando la corriente a través del seccionador cae abajo del 40% de la corriente mínima actuante.
- Cuando la corriente elevada que existe durante estas condiciones cae abajo del valor dado en el punto anterior.
- Cuando un dispositivo del lado de carga del seccionador interrumpe la corriente de falla, si la corriente de carga remanente está abajo del valor límite señalado arriba. Esto se debe a si antes de que el dispositivo del lado de la carga del seccionador interrumpa la falla, la corriente está presente activándolo a contar. Al interrumpir el dispositivo del lado de la carga fluye una corriente remanente y si esta es menor del 40% de la corriente mínima actuante se ha cumplido la condición del inciso a), que hace que el seccionador complete un conteo.

---

Después de un intervalo de restauración el dispositivo de respaldo deberá recerrar. Si la falla fuera temporal, no deberán existir sobrecorrientes y ambos dispositivos regresarán a su estado inicial, olvidando los conteos de interrupciones hechos. De esta forma el seccionizador queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.

Si la falla fuera permanente, el dispositivo de respaldo restablecerá una sobrecorriente que será nuevamente despejada por dicho dispositivo, y entonces el seccionizador habrá realizado un segundo conteo. Después de número preseleccionado de conteos (generalmente 3), el seccionizador abrirá durante el intervalo de restauración del dispositivo de respaldo, aislando la sección de línea fallada. La falla será interrumpida y se restaurará el servicio en las secciones de líneas no falladas.

#### 12.14.8 Términos que definen la operación.

Los seccionizadores tienen asociado un grupo de términos, los cuales definen su operación, y son:

- a) **Corriente mínima actuante:** es la corriente requerida por el seccionizador para iniciar una operación de conteo. En los hidráulicos la corriente mínima actuante será 160% del valor nominal de corriente de la bobina serie. Para los electrónicos la corriente mínima actuante es independiente del valor de corriente nominal y su valor se calcula al 80% de la corriente de operación mínima del dispositivo de respaldo.
- b) **Operación de conteo:** es cada avance del mecanismo de conteo hacia la apertura de los contactos del seccionizador.
- c) **Conteo para operación:** Es el número de conteos necesarios para indicar la apertura de sus contactos y aislar al circuito.
- d) **Tiempo de memoria:** Es el tiempo que el seccionizador retendrá en "memoria" un conteo. El tiempo de memoria es usualmente especificado con un valor mínimo y con una tolerancia positiva.
- e) **Tiempo de restablecimiento:** es el tiempo requerido después de que una o más operaciones de conteo se han realizado para que los mecanismos de conteo vuelvan a la posición inicial.

#### 12.14.9 Valores nominales de los seccionizadores.

La tabla 12.20 muestra los valores nominales de voltaje máximo, voltaje de impulso soportado, corriente continua y capacidad de interrupción de corriente para seccionizadores, y en la tabla 12.21 se aprecian los valores de corriente nominal, corriente mínima actuante, corriente máxima asimétrica y valores de corriente de corto tiempo para seccionizadores descritos en la tabla 12.20.

Los seccionizadores deben ser capaces de permanecer con sus contactos cerrados cuando se presenta una falla, lo mismo que soportar las exigencias térmicas y mecánicas a que son sometidos durante el flujo de corriente de falla hasta que un dispositivo de interrupción de falla la despeje.

**TABLA 12.20.** Voltaje máximo nominal, voltaje de impulso nominal, corriente nominal, corriente de interrupción simétrica y características del funcionamiento de los seccionadores de línea.

Línea N°	Identificación Clasificación de voltaje nominal kV RMS	Voltaje máximo nominal kV RMS	Voltaje impulso nominal kV RMS	Prueba de nivel de aislamiento a baja frecuencia kV RMS		Corriente nominal en A (60 Hz)	
				1 minuto humedo	10 segundos seco	Nominal	Interrupción simétrica (abrir carga)
<b>Seccionadores Monofásicos</b>							
1	14.4	15.0	95	35	30	200	440
2	14.4	15.0	125	42	36	200	200
3	14.4	15.0	125	42	36	200	440
4	24.9	27.0	125	60	50	200	
<b>Seccionadores Trifásicos</b>							
5	14.4	15.5	110	50	45	200	440
6	14.4	15.5	110	50	45	400	880
7	14.4	15.5	110	50	45	600	1320
8	34.5	38.0	150	50	60	400	880

**TABLA 12.21.** Corriente continua nominal, corriente mínima actuante, corriente asimétrica, y capacidad de 1 y 10 segundos de un seccionizador.

Valores nominales de corrientes en amperios										
Corriente nominal (60 Hz)	Corriente mínima actuante RMS simétrica	Línea 1 y 3 Seccionizadores monofásicos			Línea 2 y 4 Seccionizadores monofásicos Línea 5 Seccionizadores trifásicos			Línea 6,7 y 8 Seccionizadores trifásicos		
		Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS simétrica	10 segundos RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS simétrica	10 segundos RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS simétrica	10 segundos RMS simétrica
10	16	1.600	400	125	1.600	400	125			
15	24	2.400	600	190	2.400	600	190			
25	40	4.000	1.000	325	4.000	1.000	325			
35	56	6.000	1.500	450	6.000	1.500	450			
50	80	6.500	2.000	650	7.000	2.000	650			
70	112	6.500	3.000	900	8.000	3.000	900			
100	160	6.500	4.500	1.250	8.000	4.000	1.250			
140	224	6.500	4.000	1.800	8.000	4.000	1.800			
200	320	6.500	4.000	2.500	8.000	5.700	2.600			
400	+				9.000			15.000	10.000	3.500
600	+							15.000	10.000	3.500

---

---

## 12.15 COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SERIE

### 12.15.1 Principios de coordinación.

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda (fusible) u opere a bloqueo (restaurador). Un ejemplo simple coordinación se muestra en la figura 12.60.

Cuando hay una falla en el punto 1, el fusible H es el dispositivo protector y el dispositivo C el de respaldo. Con respecto al dispositivo A, el dispositivo C es el dispositivo protector y debe interrumpir corrientes de falla permanente en el punto 2 antes que el dispositivo A opere a bloqueo. El dispositivo B es también un dispositivo protector para dispositivo A y opera en forma similar al dispositivo C para una falla en el punto 3. El dispositivo A opera a bloqueo solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos B y C, como en el punto 4. Para una falla en el punto 6, el dispositivo E debe operar antes que el dispositivo D, previniendo con esto que el transformador salga de servicio, y con él el suministro de energía a las otras cargas en el secundario transformador; igualmente, para una falla en el punto 5 el fusible D es el protector.

Los cortes de energía causados por fallas permanentes se deben restringir a secciones pequeñas del sistema por tiempo más corto.

### 12.15.2 Coordinación fusible de expulsión-fusible de expulsión.

#### 12.15.2.1 Método 1: usando curvas tiempo-corriente.

Es un método muy práctico para coordinación de fusibles tipo H, N, T o K. Un estudio típico se muestra de la figura 12.61 para parte de un sistema de distribución. Se usarán fusibles de estaño tipo T en todos los dispositivo de protección.

La figura 12.62 muestra las curvas de tiempo de fusión mínima y tiempo de despeje máximo para posibles fusibles que pueden ser usados en los puntos A, B y C del sistema.

El fusible 15T ratado para 23A (tabla 12.4) hará frente a una corriente de carga de 21A y provee un tiempo despeje máximo de 0.021 s para 1550 en el punto C (figura 12.62).

El tiempo de función mínimo no es un factor crítico si otros dispositivos no necesitan ser coordinados con el último fusible de la rama.

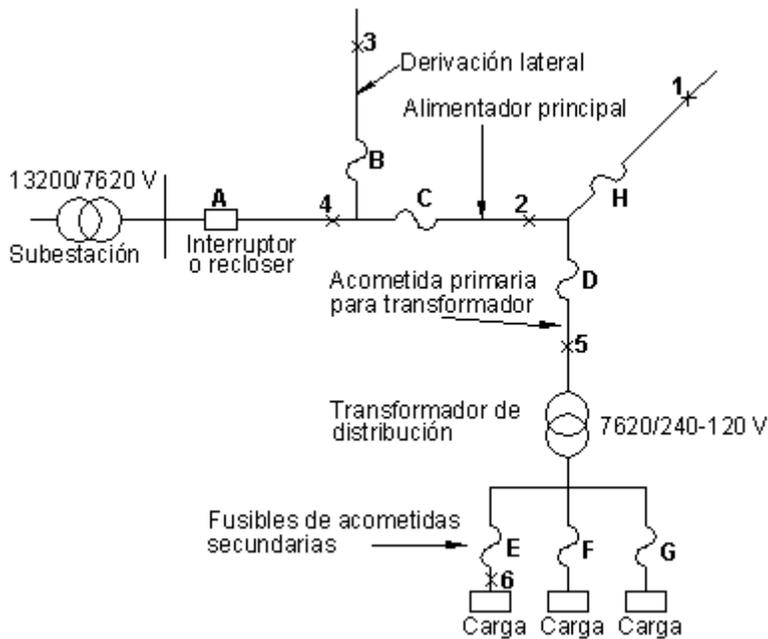


FIGURA 12.60. Coordinación de protecciones.

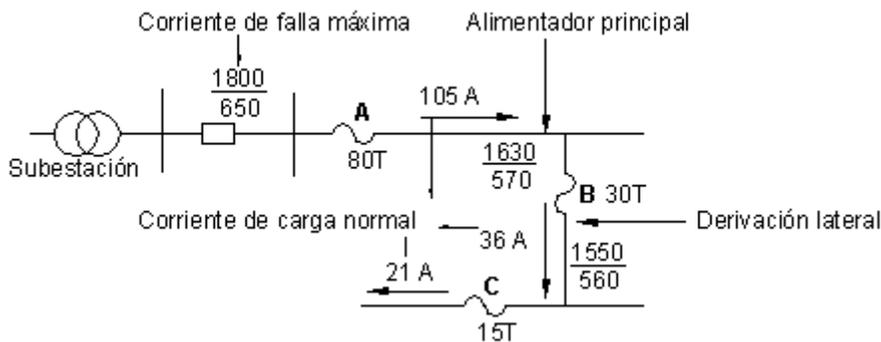


FIGURA 12.61. Ejemplo de coordinación fusible-fusible (de expulsión).

Aparece ahora con un nuevo fusible que llevará 36A continuos de carga, interrumpiendo 1630 A en el punto B y coordinado con el fusible 15T.

El fusible 20T no sirve puesto que puede transportar sólo 30 A (vea tabla 12.4). El siguiente fusible a seleccionar el 25T que puede llevar 38 A (tabla 12.4) continuamente, pero para el fusible 25T el tiempo mínimo de fusión es de 0.016 s a 1550 A.

Puesto que fusible 25T se quema antes de que el fusible 15T despeje la falla, la combinación no sirve para coordinación.

El tiempo mínimo de fusión del fusible 30T a 1550 A es de 0.031 s.

Para obtener buena coordinación se debe cumplir que la relación:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máx del fusible protector}}{\text{Tiempo de fusión mín del fusible protegido}} \times 100 < 75 \% \quad (12.19)$$

Que resulta ser menor al 75% que es el máximo para coordinación (no cumple)

Un fusible 80T interrumpirá satisfactoriamente 1800 A, transportando 105 A continuamente y coordinado con el fusible 30T en el punto B (vea tabla 12.4), por lo tanto:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo para 30T}}{\text{Tiempo de fusión mínimo para 80T}} \times 100 = \frac{0,051}{0,16} \times 100 = 32 \%$$

Este valor resulta ser menor del 75% y la coordinación es satisfactoria.

Los resultados de este estudio se presentan en la tabla 12.22.

**TABLA 12.22.** Resultados del estudio de coordinación

Localización del fusible protegido	Fusible protegido	Fusible protector	Corriente máxima de falla	Corriente de carga	Tiempo de despeje máximo del fusible de protección	Tiempo de fusión mínimo del fusible protegido	Porcentaje CT/MT
C	15T	---	---	21	---	---	---
*B	25T	15T	1550	36	0.021	0.0165	128 (0.021/0.165)
B	30T	15T	1550	36	0.021	0.031	68 (0.021/0.031)
A	80T	30T	1630	105	0.051	0.160	32 (0.0511/0.160)

\* No hay coordinación para la combinación 25T-15T

### 12.15.2.2 Método 2: usando tablas de coordinación.

El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad continua de corriente. Las tablas 12.23 a 12.27 listan los fusibles de protección, los fusibles protegidos y la corriente máxima de falla a la cual la protección es asegurada.

Repetiendo el ejemplo anterior de coordinación usando la tabla 12.24: para el fusible de protección 15T el fusible protegido 25T sólo coordina por encima de 730 A (no sirve).

La tabla 12.24 muestra que fusible 15T coordinará bien con fusible 30T por encima de 1700 A (mayor a 1630A ) con una corriente de transporte de 45 A según tabla 12.4 (mayor a 36 A de corriente de carga).

La tabla 12.24 también muestra que el fusible 30T (como fusible de protección) se coordina con el fusible 80T (como fusible protegido) por encima de 5000 A (mayor a 1800 A) y una corriente de transporte continua de 120 A (tabla 12.4) mayor a 105 A de corriente de carga.

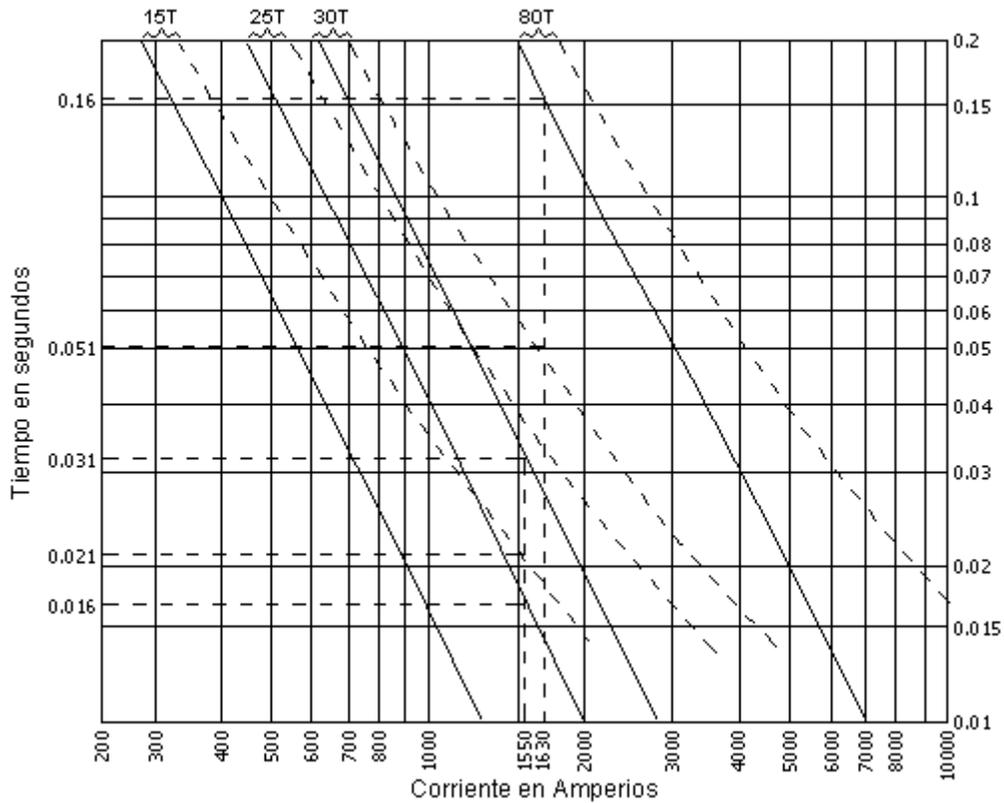


FIGURA 12.62. Curvas t-I para coordinación del circuito dado en la figura 12.61.

Obsérvese en la tabla 12.24 que el fusible 65T no se coordina con 30T puesto que la corriente de transporte continua es de 95 A, menor a 105 A de corriente de carga.

Las tablas 12.23 a 12.27 muestran los valores máximos de las corrientes de falla a las cuales los fusibles EEI, NEMA se coordinan (K con K, T con T, K con H, T con H y N con N). Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo de despeje máximo para los fusibles de protección y el 75% de las curvas de tiempo fusión mínima para los fusibles protegidos.

### 12.15.2.3 Método 3: reglas prácticas o empíricas.

Se han formulado la siguiente reglas prácticas para coordinación de fusibles EEI-NEMA del mismo tipo y categoría. Por ejemplo usando T preferido con T preferido o K preferido con K no preferido.

1. Los fusibles K pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 13 veces el valor nominal de fusible protección.
2. Los fusibles T pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 24 veces el valor nominal del fusibles de protección.

**TABLA 12.23.** Coordinación entre fusibles tipo K (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8 K	10 K	12 K	14 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
6 k		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 k			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10 k				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12 k					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15 k						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20 k							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25 k								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30 k									850	1700	2800	3900	5800	9200
40 k										1100	2200	3900	5800	9200
50 k											1450	3500	5800	9200
65 k												2400	5800	9200
80 k													4500	9200
100 k													2000	9100
140 k														4000

**TABLA 12.24.** Coordinación entre fusibles tipo T (EEI - NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8 K	10 K	12 T	14 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T	200 T
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
6 T		350	680	920	1200	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 T			375	800	1200	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10 T				530	1100	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12 T					680	1280	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15 T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20 T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25 T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30 T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40 T										1700	3800	6100	9700	15200
50 T											1750	4400	9700	15200
65 T												2200	9700	15200
80 T													7200	15200
100 T													4000	13800
140 T														7500

TABLA 12.25. Coordinación entre fusibles tipo K y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8 K	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
1 H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

TABLA 12.26. Coordinación entre fusibles tipo T y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8 T	10 T	12 T	15 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T	200 T
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
1 H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

TABLA 12.27. Coordinación entre fusibles tipo N

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8	10	14	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40									1300	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4950	8900	10000
60											2000	4950	8900	10000
75												3700	8900	10000
85													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

Repetiendo el ejemplo anterior pero aplicando la regla:

El fusible 15T puede coordinarse con un fusible X por encima de  $15 \times 24 = 360$  A. El fusible X tendrá que ser más grande que 25T. En este caso es 30T pues la corriente de falla 1630 A es menor a 1700 A que es la máxima corriente falla que puede despejar el fusible 30T.

Similares resultados se encuentran cuando se chequea el acomodamiento del fusible 30T, el cual puede coordinarse con un fusible Y por encima de  $30 \times 24 = 720$  A, que es la corriente máxima de coordinación. Pero observando la tabla 12.22 se ve que la coordinación sólo puede darse por encima de 1500 A, además la corriente de falla es de 1800 A, esto indica que:

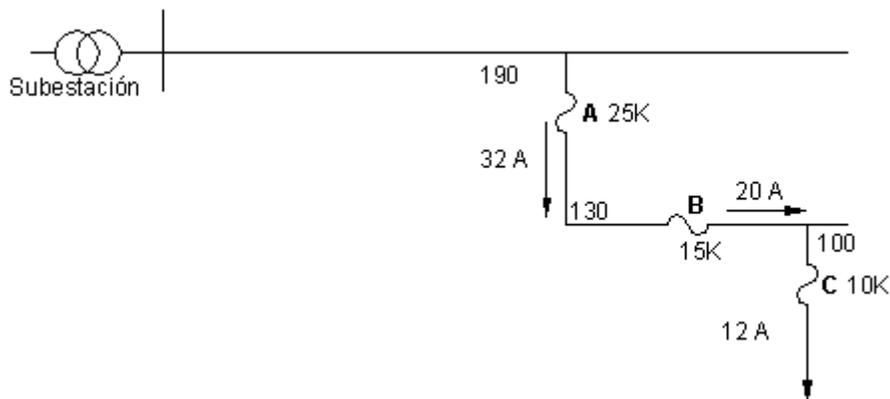
50T no sirve pues 1800 A es mayor a 1500 A.

65T que no sirve pues  $I_{\text{nominal}} = 95$  A menor que 105 A que es la corriente de carga.

80T si sirve pues 5000 A es mayor a 1800 A y la  $I_{\text{nominal}} = 120$  A que es mayor que 105 A que es la corriente de carga.

Donde las reglas empíricas pueden probar uso extremo son los sistemas donde la corriente de carga y la corriente de falla decrecen proporcionalmente a una rata razonablemente lineal a medida que los puntos de coordinación se mueven hacia afuera de la subestación.

Una coordinación confiable puede alcanzarse cuando la reglas empíricas se aplican a circuitos como los de la figura 12.63.



**FIGURA 12.63.** Porción de circuito para la aplicación de las reglas empíricas.

La corriente de carga de 12 A en el punto C sugiere un fusible 10K que según la tabla 12.4 es de 15 A de corriente nominal continua el cual se coordina con el siguiente fusible de la serie 15K por encima de  $10 \times 13 = 130$  A y tienen corriente nominal de 23 A mayor que 20 A puesto que la corriente de falla en el punto B es de 130 A, los fusibles 10K y 15K se coordinarán satisfactoriamente.

Un fusible 25K se coordinará con un fusible 15K por encima de  $15 \times 13 = 195$  A y la coordinación es alcanzada puesto que la corriente de falla en el punto A es de 190A menor que 195A.

12.15.3 Coordinación fusible limitador de corriente-fusible de expulsión.

Aquí se debe verificar que la  $I^2t$  de despeje total del FLC es menor que la  $I^2t$  de fusión mínima de fusible de expulsión.

El problema básico en el uso de FLC de rango completo es que sus características t-I son diferentes a la mayoría de los otros dispositivos y dificultan la coordinación. Una situación muy común de las empresas electrificadoras es el uso de fusibles de expulsión en derivación lateral y un FLC en un transformador como se muestra en la figura 12.64.

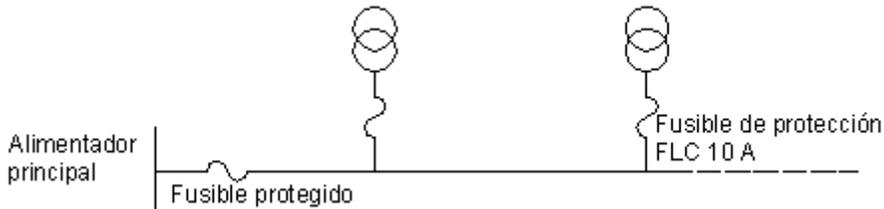


FIGURA 12.64. FLC protegiendo un fusible de expulsión.

Para una falla en el transformador se quiere que el FLC despeje la falla sin dañar el fusible de expulsión 65K (fusible protegido). Una gráfica de las características del fusible usando la regla del 75% es mostrada la figura 12.65

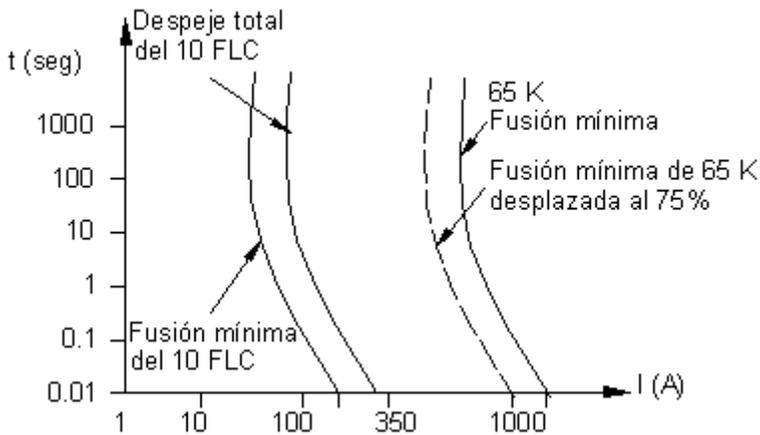


FIGURA 12.65. Coordinación entre FLC y fusible de expulsión.

Como puede verse, estos dos fusibles coordinan bien al menos por debajo de 0.01s y el FLC puede fundirse en menos de 0.01s y la coordinación completa por debajo de 350 A es asegurada.

Otro chequeo se hace comparando el  $I^2t$  de fusión mínima del fusible 65K con el  $I^2t$  de despeje total del fusible 10LC. Por ejemplo, el  $I^2t$  máximo total del 10LC es menor a  $4400 A^2 \cdot seg$  mientras el  $I^2t$  de fusión

mínima del 65K es calculado en el punto 0.01 s por ejemplo  $(3000)^2(0.01)$ . Es evidente que el FLC 10LC siempre fundirá bien antes de que el fusible 65K lo haga y la coordinación por encima de los 5000A es asegurada.

Las tablas 12.28, 12.29, 12.30 y 12.31 muestran la coordinación adecuada cuando fusible limitador de corriente FLC actúa como fusible de protección y los fusibles K y T actúan como fusible protegido.

#### 12.15.4 Coordinación fusible expulsión - FLC.

Por otro lado, cuando el FLC es el fusible protegido y el fusible de expulsión es el fusible protección, la coordinación es limitada.

Un lateral protegido con FLC se muestra en la figura 12.66.

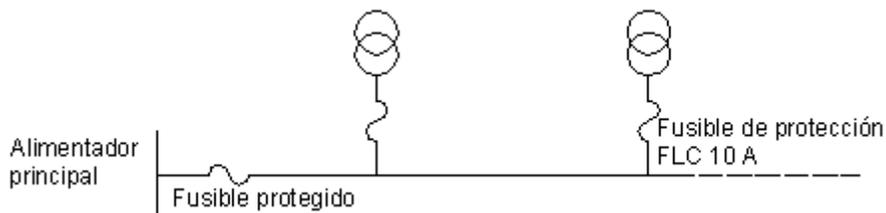


FIGURA 12.66. Fusible de expulsión protegiendo un FLC.

La coordinación es limitada porque el fusible de expulsión debe esperar la corriente 0 para interrumpir. Como resultado una corriente asimétrica puede fluir en el dispositivo por encima de 0.013s. Si graficamos esos fusibles (figura 12.67) se puede ver que la coordinación existe que sólo por debajo de los 500 A. Arriba de este nivel es probable que ambos fusibles operen.

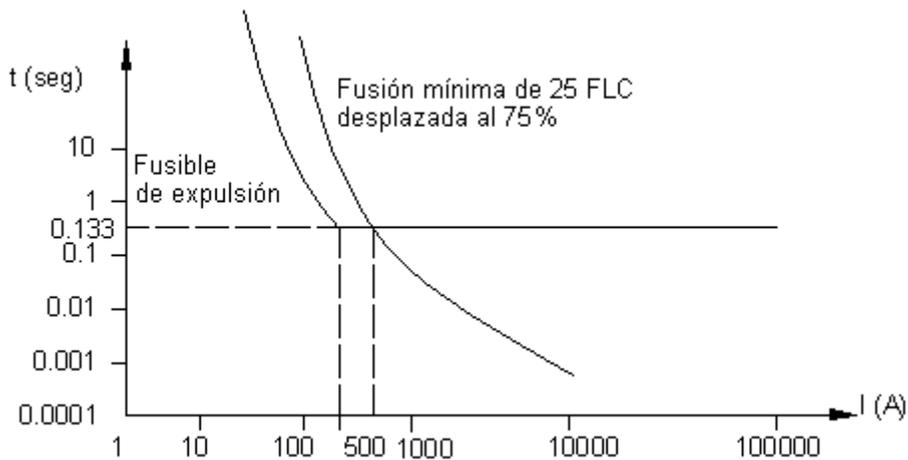


FIGURA 12.67. Coordinación fusibles de expulsión-FLC.

**TABLA 12.28.** Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	860	1000	1300	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36			1100	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54						1.200	50.000	50.000	50.000
90								50.000	50.000
118								610	50.000
175									1.200
230									970

**TABLA 12.29.** Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	1750	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				650	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54					50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90							650	50.000	50.000

**TABLA 12.30.** Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.												
	Fusible protector - ANSI "K"												
	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
16		690	920	1150	2500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36					2500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54							770	6.250	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90										50.000	50.000	50.000	50.000
118												1.000	50.000
175												660	50.000
230													50.000

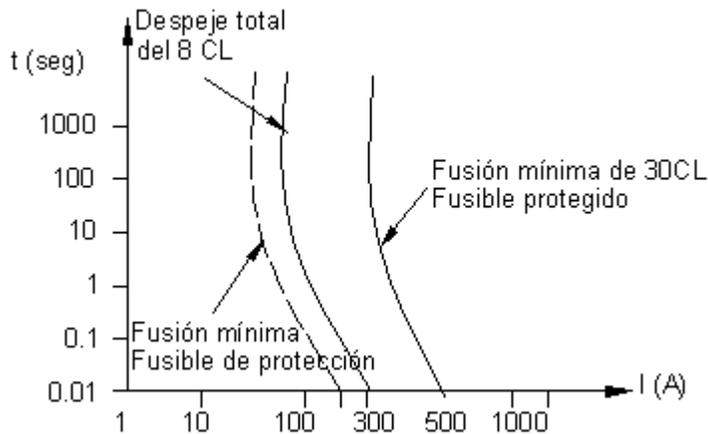
**TABLA 12.31.** Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.											
	Fusible protector - ANSI "K"											
	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200	
18		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54						50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90								50.000	50.000	50.000	50.000	50.000

### 12.15.5 Coordinación FLC - FLC.

Se debe cumplir que el  $I^2t$  de interrupción del FLC de protección sea menor que el  $I^2t$  de fusión mínima del fusible protegido. Cuando un FLC es usado como fusible protección y como fusible protegido que verá coordinación con fusibles de características t-I similares (ver figura 12.68).

Como los FLC pueden operar en menos de 0.01s es necesario hacer un chequeo adicional para asegurar la coordinación. Todos los fabricantes de FLC lo determinan con pruebas y publican la  $I^2t$  de fusión mínima y el  $I^2t$  máximo total para propósitos de coordinación.



**FIGURA 12.68.** Coordinación FLC-FLC.

La tabla 12.32 da estos valores para FLC a 15.5 kV. También se observan en las figuras 12.22 a 12.25.

**TABLA 12.32.** Características de los FLC

Corriente nominal . (A)-	$I^2 t$ fusión mínima. A <sup>2</sup> - s.	$I^2 t$ máximo total A <sup>2</sup> - s.
6LC	150	1.280
8LC	230	2.500
10LC	520	3.200
12LC	1.160	9.800
15LC	1.540	12.000
20LC	2.690	16.500
25LC	4.560	25.000
30LC	4.560	16.000
40LC	10.700	40.000

Para los fusibles 8LC y 30LC en el dibujo de coordinación, se ve que el  $I^2 t$  de fusión mínima del fusible 30LC es casi 2 veces el  $I^2 t$  máximo total del fusible de protección 8LC. Por tanto, la coordinación existe.

La tabla 12.32 ilustra que un fusible grande puede no coordinarse con un fusible pequeño así tengan características similares. Por ejemplo: un fusible de protección mayor a 10LC no coordinará con el fusible de 30LC usado en este ejemplo. Las tablas 12.33 y 12.34 muestran coordinación entre FLC.

Las tablas 12.35 a 12.40 muestran la coordinación entre FLC y fusibles de potencia

Para la aplicación de las tablas 12.28 a 12.40 se deben tener en cuenta las siguientes observaciones:

La coordinación es esperada para esos valores de corriente de falla máximos del sistema.

Ellos están basados en que el fusible de protección despeje la falla en el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, así como que el tiempo de fusión mínimo es mayor de 0.8 ciclos.

Para tiempos menores de 0.8 ciclos la coordinación está basada en que el fusible de protección despeje la falla y limite el  $I^2 t$  total de la falla a un valor por debajo del  $I^2 t$  requerido para fundir el fusible protegido.

**TABLA 12.33.** Coordinación FLC 8.3 kV - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.						
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV						
	18	36	54	90	118	175	230
16		720	2.500	2.500	50.000	50.000	50.000
36			2.500	2.500	50.000	50.000	50.000
54				860	6250	6250	6250
90					6250	6250	6250
118							950
175							

**TABLA 12.34.** coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.			
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 15.5-22 kV			
	18	36	54	90
18		1.250	1.250	50.000
36				2.500
54				2.500
90				

**TABLA 12.35.** coordinación entre fusibles de potencia y FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.									
	Fusible protector - S&C-SM Tipo E fusible estándar									
	15	20	25	40	50	65	80	100	125	150
18	500	770	1.000	2.500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				2.500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54						640	1.550	50.000	50.000	50.000
90									50.000	50.000
118										

**TABLA 12.36.** Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 15.5 - 22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - S&C-SM Tipo E fusible estándar								
	20	25	40	50	65	80	100	125	150
18		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54					50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90								50.000	50.000

**TABLA 12.37.** Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusibles de potencia.

Fusible de protección S&C-SM Tipo E fusible estándar	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.					
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.					
	38	54	90	118	175	230
15		860	1.100	2.250	2.250	2.250
20		710	1.100	2.250	2.250	2.250
25			1.100	2.250	2.250	2.250
40			930	2.300	2.300	2.300
50				2.250	2.250	2.250
65				2.200	2.200	2.200
80					2.000	2.000
100						1.700
125						

**TABLA 12.38.** Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusibles de potencia.

Fusible de protección S&C-SM Tipo E fusible estándar	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.		
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.		
	38	54	90
15		510	1100
20			1100
25			1100
40			830
50			

**TABLA 12.39.** coordinación entre FLC 8.3 kV y fusible NX 8.3 kV

Fusible de protección McGraw Edison NX 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.						
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.						
	18	36	54	90	118	175	230
3	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
4.5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
6		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
8		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
10			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
12			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
18				50.000	50.000	50.000	50.000
25					50.000	50.000	50.000
30					50.000	50.000	50.000
40						50.000	50.000

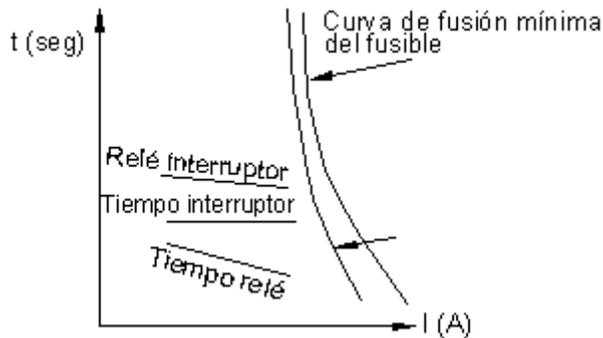
**TABLA 12.40.** Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusible NX 15.5-23 kV.

Fusible de protección McGraw Edison NX 15.5-23 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.			
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.			
	18	36	54	90
3	50.000	50.000	50.000	50.000
4.5	50.000	50.000	50.000	50.000
6	50.000	50.000	50.000	50.000
8		50.000	50.000	50.000
10		50.000	50.000	50.000
12			50.000	50.000
18				50.000
25				

### 12.15.6 Coordinación interruptor (relevador)- fusible ( feeder selective relaying FSR).

La filosofía más común de protección de alimentador establece el uso del FSR, el cual significa que el interruptor del alimentador y el fusible de una derivación lateral son coordinados de tal manera que el fusible de la derivación solamente opere para fallas permanentes en la derivación.

Para llevar acabo esto, el interruptor del alimentador debe operar antes de que el fusible sea dañado, como se muestran en la figura 12.69.



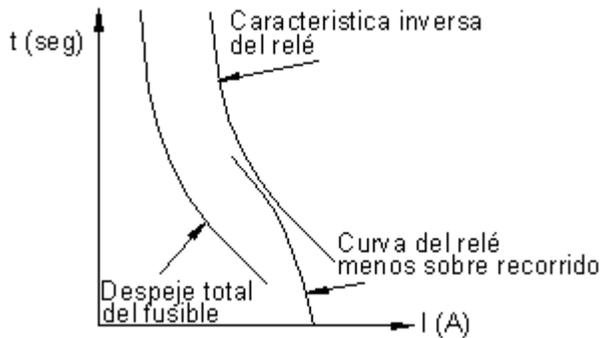
**FIGURA 12.69.** Coordinación relevador (interruptor) - fusible.

Puesto que el fusible es muy rápido a niveles relativamente altos de corriente de cortocircuito, algunas veces es imposible para el interruptor vencer al fusible y consecuentemente ambos dispositivos operan. Por ejemplo, los límites de coordinación para varios tipos de fusible (i.e. La corriente más alta a la cual la coordinación puede ser esperada), asumiendo una respuesta de 6 ciclos del relevador e interruptor, es como se muestra en la tabla 12.41.

**TABLA 12.41.** Corriente máxima a la cual la coordinación es posible

Tamaño del fusible	Ampeios de coordinación
100 K	1.200
100 T	2.000
200 K	3.500
200 T	5.800

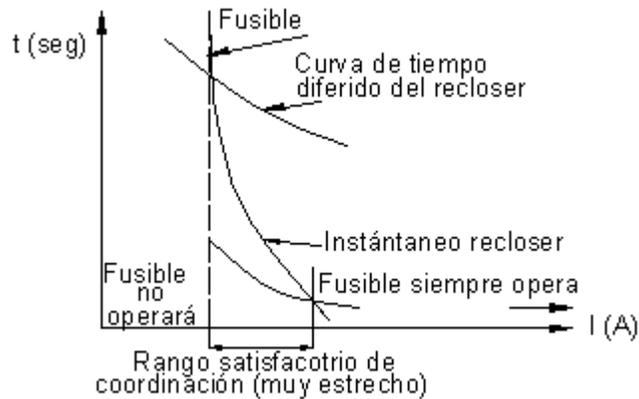
Para fallas permanentes se espera que fusible opere antes de que el disco del relevador complete su recorrido como se muestra en la figura 12.70.



**FIGURA 12.70.** Coordinación durante fallas permanentes.

El error más común cuando se emplea este tipo de coordinación es que se olvida considerar el sobre recorrido del disco del relevador (cuando se usa el relevador electromecánico).

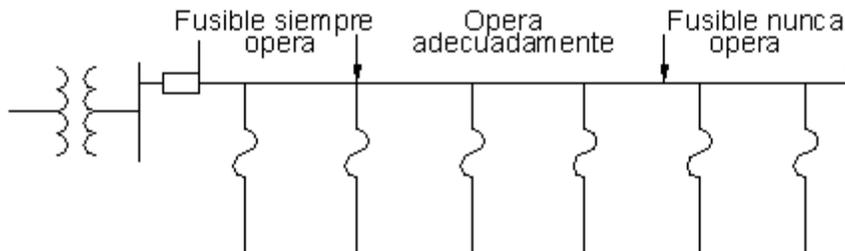
Mientras que la teoría del FSR suena bien, es difícil implementarla puesto que la verdadera coordinación está limitada a un rango muy estrecho de corrientes de falla. La figura 12.71 muestra una ilustración muy simplificada que explica el porque de esto.



**FIGURA 12.71.** Rango de coordinación del FSR.

Como puede verse, para muchos niveles bajos de corriente el fusible puede no operar así como se supuso que lo hacía para fallas permanentes. De otro lado, el fusible es también rápido para altas corrientes y siempre operará. Esto es un problema para condiciones de falla temporales.

En un alimentador de distribución, es concebible que las tres condiciones puedan existir, i.e. Existen áreas donde el fusible: siempre opera, nunca opera y opera adecuadamente. Esta situación se muestra en la figura 12.72.



**FIGURA 12.72.** Ubicación de fusibles que siempre operan, operan adecuadamente y que nunca operan.

Más exactamente, la condición donde el interruptor o recloser es siempre más rápido que el fusible raramente ocurre.

#### 12.15.6.1 Autoextinción de descargas.

La secuencia de recierre de un interruptor es usualmente así: 1 disparo rápido seguido de varios disparos diferidos. El tiempo entre recierres, i.e. cuando el interruptor está abierto, es llamado "tiempo muerto". Una secuencia típica de tiempo muerto es 0, 15, 30s como se muestra en la figura 12.73.

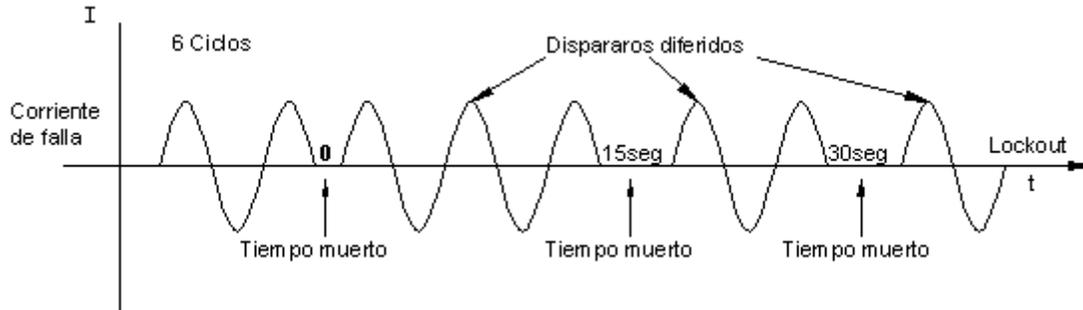


FIGURA 12.73. Recierre de interruptor del alimentador.

El disparo instantáneo toma aproximadamente 6 ciclos, que incluye un ciclo para el relevador (instantáneo) y cinco ciclos para el interruptor. Algunas empresas de energía que operan en áreas de alta actividad de descargas atmosféricas han encontrado que algunas descargas que golpean la línea son autoextinguidas. Lo que significa que después de que la descarga golpea la línea e inicia la corriente de falla (flameo), la falla puede algunas veces autodespejarse. En la mayoría de los casos donde esto es exitoso, la empresa electrificadora usa crucetas de madera.

Se ha encontrado que la madera posee buena capacidad para apagar el arco. Es por esto que algunas de las empresas de energía retrasan un relevador instantáneo, que es aproximadamente un segundo, por unos pocos ciclos eliminando así un disparo innecesario del alimentador.

#### 12.15.6.2 Eliminación del recierre instantáneo.

Un recierre instantáneo significa que sobre su primer disparo, el interruptor es inmediatamente cerrado, es decir, un retraso de tiempo no intencional es introducido a la operación. El tiempo 0 segundos mostrado en la figura 12.73 indica un recierre instantáneo. En realidad, la duración del recierre instantáneo es aproximadamente de 20 a 30 ciclos debido a la inercia de los contactos del interruptor. Algunas empresas de energía encontraron que el recierre instantáneo es usualmente no exitoso y la falla temporal se reinicia sobre el recierre. Esta falla es despejada exitosamente después del primer disparo diferido donde el tiempo muerto es usualmente 5 segundos o más.

La explicación dada para el fracaso con recierre instantáneo es que los gases ionizados formados durante la falla no le da oportunidad para disiparse si el recierre ocurre muy rápidamente.

Algunas empresas de energía han encontrado que introduciendo un retraso de dos o tres segundos (hasta 15 segundos) en el primer tiempo muerto, se puede prevenir la reiniciación.

### 12.15.6.3 Calidad de potencia.

Para una falla temporal sobre un lateral, una compañía eléctrica que usa el FSR esperará que el interruptor abra despejando la falla. El fusible lateral en este escenario no estará afectado.

El problema con esta técnica es que el alimentador completo dé una interrupción momentánea y se crea que "síndrome de parpadeo del reloj".

Es un esfuerzo por reducir el número de interrupciones momentáneas que un consumidor ve, e incrementar así que la calidad de la potencia, muchas electricificadoras están eliminando el disparo instantáneo del interruptor. Esto significa que las fallas temporales en un lateral ahora llegan a ser salidas permanentes afectando así los índices de confiabilidad (los minutos promedio del consumidor fuera de servicio por año se incrementarán).

### 12.15.6.4 Esquema de corriente alta/baja.

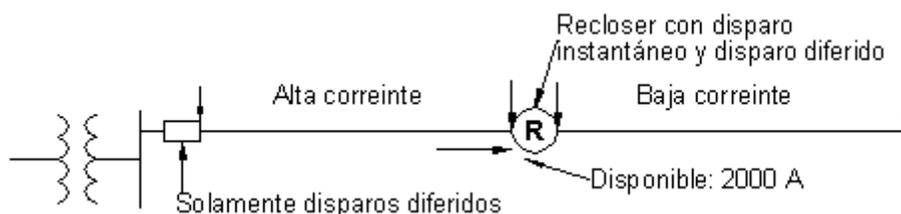


FIGURA 12.74. Alimentador con áreas de corriente de falla bajas y áreas de corriente altas.

La mayoría de los alimentadores como el mostrado la figura 12.74 tienen áreas de corriente de falla alta y corriente de falla baja. Se sugiere que el interruptor proteja justamente el área de altas corrientes de falla. Puesto que el fusible es más rápido que el interruptor en esa área, se debe usar el disparo no instantáneo que ya que el fusible operará de todas formas y el disparo del alimentador sólo causará parpadeo de relojes.

Se sugiere que para áreas del sistema donde las corrientes de fallas son aproximadamente 2000A o menos y la coordinación es posible con fusibles de 100A o menos, los recierres sean usados y la coordinación selectiva sea restaurada (el fusible que sólo opera para fallas permanentes). Este esquema, aunque requiere la adición de recloser, reduce el número de disparos momentáneos así como los minutos promedios de salida el consumidor.

### 12.15.7 Coordinación relevador-recloser.

Si una falla permanente ocurre en cualquier parte del sistema alimentador más allá del interruptor, el dispositivo de recierre operará 1, 2 o 3 veces instantáneamente (dependiendo del ajuste) en un intento por despejar la falla. Sin embargo, como una falla permanente estará aún en la línea al final de esas operaciones instantáneas, debe ser despejada por algún otro medio. Por esta razón, el recloser estará provisto con 1, 2 o 3 operaciones diferidas (dependiendo del ajuste). Estas operaciones adicionalmente, son a propósito más lentas para proporcionar coordinación con fusibles o permitir que la falla se autodespeje. Después de la cuarta operación, si la falla persiste en la línea, el recloser abre y se bloqueará.

La figura 12.75 representa las características instantáneas y de tiempo diferido de un recloser automático convencional.

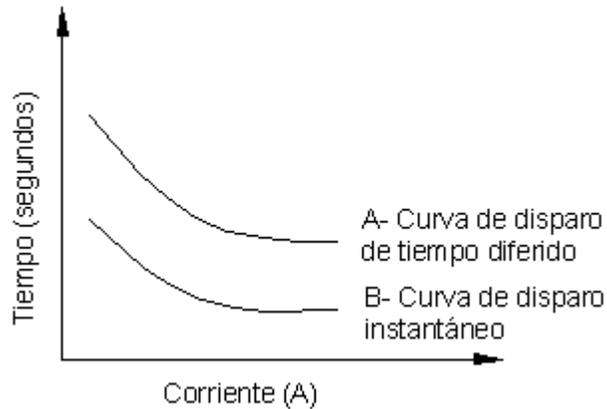


FIGURA 12.75. Características del recloser automático.

En SE donde la potencia de cortocircuito disponible en la barra del alimentador de distribución es 250 MVA o mayor, los circuitos alimentadores están usualmente equipados con interruptores y relevadores de sobre corriente de tiempo extremadamente inverso.

Los relevadores de cada alimentador deben estar ajustados de tal manera que ellos puedan proteger el circuito hasta un punto más allá del primer recloser en el alimentador principal, pero con el tiempo de retraso suficiente para ser selectivo con el recloser durante cualquiera o todas las operaciones dentro del ciclo completo del recloser.

Un factor importante en la obtención de esta selectividad es el tiempo de restablecimiento de los relevador de sobrecorriente. Si habiendo empezado a operar cuando ocurre una falla más allá del recloser, un relevador de sobrecorriente no tiene tiempo para restablecerse completamente después de los disparos del recloser y antes de que este recierre (un intervalo de aproximadamente 1 s), el relé puede continuar avanzando hacia el disparo durante operaciones secuenciales de recierre. Así, se puede ver que no es suficiente hacer que el tiempo del relevador sea ligeramente más grande que el tiempo del recloser.

Es una buena regla de oro considerar que existirá una posible falta selectividad si el tiempo de operación del relevador en cualquier corriente es menor de dos veces la característica de tiempo diferido del recloser. La base de esta regla, y el método de cálculo de selectividad, llegará a ser evidente considerando un ejemplo.

Primero, se debe conocer cuáles son los datos disponibles para calcular la respuesta del relevador bajo condiciones de posible restablecimiento incompleto. La velocidad angular del rotor de un relevador de tiempo inverso para un múltiplo dado de corriente de puesta en marcha es sustancialmente constante a través del recorrido desde la posición de restablecimiento (completamente abierto) hasta la posición de cerrado donde los contactos cierran. Por lo tanto, si se conoce (de las curvas t-I) cuánto tiempo toma un relevador para cerrar sus contactos a un múltiplo dado de corriente de puesta en marcha y con un ajuste dado del dial de tiempo, se puede estimar que porción de recorrido total hacia la porción de contacto cerrado el rotor se moverá en cualquier tiempo dado.

---

Similarmente, la velocidad de restablecimiento del rotor de un relevador es sustancialmente constante a través de su recorrido. Si el tiempo de restablecimiento desde la posición de contacto cerrado es conocida para cualquier ajuste de tiempo dado, el tiempo de restablecimiento para cualquier porción del recorrido total (cuando se usa un ajuste de tiempo diferido más grande) es generalmente dado para cada tipo de relevador.

El tiempo de restablecimiento para un dial de tiempo ajustado en 10 es de 6 s aproximadamente en el caso de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso y aproximadamente 60 s para un relevador de sobrecorriente de tipo muy inverso o extremadamente inverso.

## **EJEMPLO**

Considere se el circuito de la figura 12.76 para

Chequear la selectividad para una falla de 500A, asumiendo que la falla persistirá a través de todos los recierres. El relevador I AC no debe disparar el interruptor para una falla más allá del recloser.

Curva A:

Característica t-I instantánea de un recloser de 35A.

Curva B:

Característica t-I de tiempo diferido de un recloser de 35A.

Curva C:

Característica t-I del relevador muy inverso IAC que ajustado en el 1.0 del dial de tiempo y en el tap de 4A (primario de 160A con TC de 200/5).

Tiempo de reposición del relevador de 60 s en el dial 10 de ajuste de tiempo.

Los tiempos de operación del relevador y del recloser para este ejemplo son:

(de la figura 12.76).

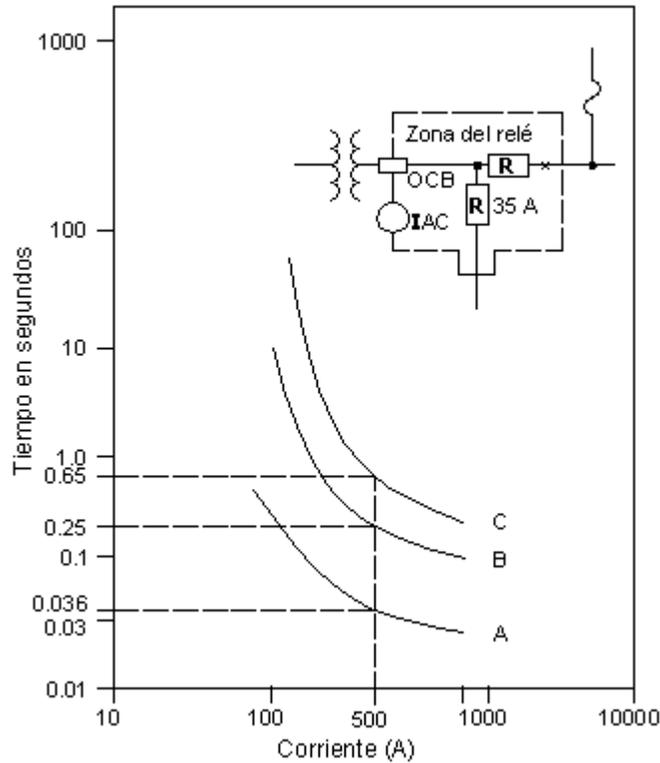


FIGURA 12.76. Ejemplo de coordinación relevador-recloser.

Para el recloser:

Instantáneo = 0.036s.

retraso de tiempo=0.25s.

Para el relevador:

Tiempo de puesta en marcha=0.65s.

Restablecimiento =  $(1.0 / 10) \times 60$  segundos = 6.0 segundos.

El % de recorrido total del relevador IAC durante varias operaciones disparo que es como sigue, donde el signo (+) significa que el recorrido está en la dirección de cierre del contacto (dirección de disparo) y el signo (-) significa que el recorrido es en la dirección de reposición:

Durante el primer disparo instantáneo del recloser (curva A):

$$\% \text{ de recorrido de cierre del relé} = \frac{\text{Tiempo instantáneo recloser (+)}}{\text{Tiempo puesta en marcha relé}} \times 100 = \frac{0,036}{0,65} \times 100 = + 5.5 \%$$

Asumiendo que el recloser se abre por 1 segundo

$$\% \text{ de recorrido de reposición del relé} = \frac{\text{Tiempo de apertura recloser (-)}}{\text{Tiempo reposición del relé}} \times 100 = -\frac{1,0}{6,0} \times 100 = -16,7 \%$$

---

Puede observarse que:

$|\text{Recorrido cierre del relé}| < |\text{Recorrido reposición relé}|$

$|5,5 \%| < |16,67 \%|$

Y por lo tanto, el relevador se repondrá completamente durante el tiempo que el recloser está abierto después de cada apertura instantánea.

Similarmente los % de recorrido durante las operaciones de disparo diferido se pueden calcular de la siguiente manera:

Durante la primera operación de disparo diferido (curva B) del recloser:

$$\% \text{ de recorrido de cierre del relé} = \frac{\text{Tiempo instantáneo recloser (+)}}{\text{Tiempo puesta en marcha relé}} \times 100 = + \frac{0,25}{0,65} \times 100 = + 38,5 \%$$

Asumiendo ahora que el recloser abre por 1 segundo.

$$\% \text{ de recorrido de reposición del relé} = \frac{\text{Tiempo de apertura recloser (-)}}{\text{Tiempo reposición del relé}} \times 100 = - \frac{1,0}{6,0} \times 100 = -16,7 \%$$

Durante el segundo disparo de tiempo diferido del recloser.

$$\% \text{ de recorrido de reposición del relé} = \frac{0,25 (+)}{0,65} \times 100 = + 38,5 \%$$

El recorrido neto del relé es de  $= + 38,5 \% - 16,7 \% + 38,5 \%$

Recorrido neto = 60.3 % del total hacia la posición de contacto cerrado.

De acuerdo a lo anterior, se ve que al recorrido del relevador le falta aproximadamente el 40% ( $0.4 \times 0.65 = 0.24$  segundos) del necesario para que el relevador cierre sus contactos y dispare su interruptor; y por lo tanto, el relevador IAC será selectivo. Se considera deseable un margen de 0.15 a 0.20 segundos adecuado contra variaciones de características, errores en la lectura de curvas, etc. El relevador de sobrecorriente estático tipo SFC previene algunos de estos problemas ya que su sobrecorrido es aproximadamente 0.01s y el tiempo de restablecimiento es de 0.1s o menos.

Si recloser automático es usado como interruptor de un alimentador, para seleccionar su tamaño es necesario reunir la siguientes condiciones:

- La capacidad interrupción del recloser debe ser más grande que la corriente de falla máxima calculada sobre la barra.
- La corriente de carga nominal (I bobina) del recloser debe ser más grande que la corriente carga pico del circuito. Se recomienda que la corriente nominal de la bobina del recloser sea de tamaño suficiente que permita el crecimiento normal de la carga y esté relativamente libre de disparos innecesarios debido a corrientes inrush que siguen a una salida prolongada. El margen entre la carga pico en el circuito y la corriente nominal del recloser es aproximadamente 30%.

- c) La corriente de puesta en marcha mínima del recloser es dos veces su corriente nominal de bobina. Esto determina la zona de protección como establecida por la corriente de falla mínima calculada en el circuito.

La corriente nominal mínima de puesta en marcha debe alcanzar más allá del punto de seccionalización del recloser de primera línea; por ejemplo, la sobreposición de la protección debe estar proporcionada entre el recloser de la subestación y el recloser de primera línea. Si la sobreposición de la protección no puede obtenerse cuando se satisface la condición a), será necesario relocalizar el recloser de primera línea para hacer que caiga dentro de la zona de protección del recloser de la subestación.

#### **Método práctico de coordinación relevador - recloser.**

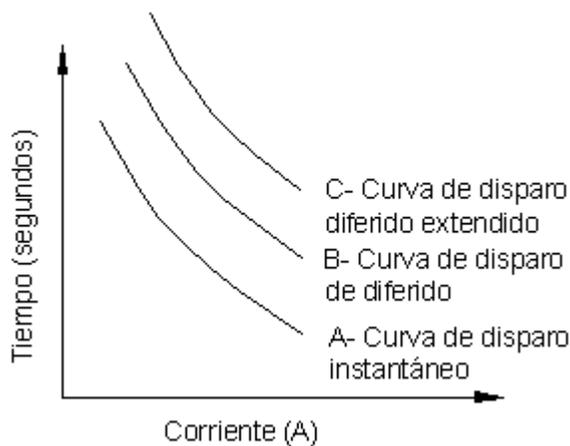
Si el tiempo de operación del relevador a cualquier valor de corriente de falla dado es menor que dos veces el tiempo diferido de disparo del recloser, asumiendo una secuencia de operación del recloser que incluye 2 disparos diferidos, existirá una posible falta de coordinación. Cuando falta la coordinación el ajuste del dial de tiempo o el ajuste de puesta en marcha del relevador debe aumentarse o el recloser debe localizarse para que la coordinación sea obtenida. En general los reclosers son localizados al final del alcance del relevador.

Los valores nominales de cada recloser deben ser tales que llevarán la corriente de carga, tener suficiente capacidad de interrupción para esa ubicación, y coordinarse ambos con el relevador y los dispositivos del lado de carga. Si existe una falta de coordinación con los dispositivos del lado de carga, los valores nominales del recloser tienen que ser aumentados. Después de que son determinados los valores nominales adecuados, cada recloser tiene que ser chequeado por alcance. Si el alcance es insuficiente se deben instalar reclosers adicionales serie en el primario principal.

#### **12.15.8 Coordinación recloser - fusibles (lateral).**

Para proporcionar protección contra fallas permanentes, se instalan cortacircuitos fusibles sobre las derivaciones (laterales) de un alimentador aéreo. El uso de un dispositivo de recierre automático como protección de respaldo contra fallas temporales evita muchas salidas innecesarias que ocurren cuando se usan sólo fusibles. Aquí el recloser de respaldo puede ser el recloser del alimentador en la subestación usualmente con una secuencia de operación rápida seguida de 2 operaciones de disparo diferidas o un recloser de rama de alimentador con dos operaciones instantánea seguidas de dos operaciones de disparo diferido como se muestra en la figura 12.77.

El recloser se ajusta para aclarar una falla temporal antes de que cualquiera de los fusibles se pueda quemar y luego restablece el circuito una vez que desaparezca la causa de la falla (temporal). Pero si la falla es permanente, esta es despejada por el fusible correcto al alcanzar la temperatura de fusión después de las operaciones diferidas del recloser (el cual queda en la posición lockout).



**FIGURA 12.77.** Características t-I de disparo instantáneo y diferido del recloser.

#### 12.15.8.1 Tamaño estandarizado del fusible.

La mayoría de las compañías electrificadoras seleccionan un tamaño de fusible, (como 65K) y es usado para todas las derivaciones laterales. La razón dada es que es fácil para las cuadrillas tratar con un solo tamaño. También afirman que las carga laterales no son realmente importantes y la coordinación no es consistente.

Por ejemplo la figura 12.78 muestra una coordinación recloser-fusible. La coordinación existe sólo para los puntos entre a y b los cuales son niveles de corriente de falla. Considerando el diagrama unifilar y asumiendo que los niveles a y b ocurren en la mitad del lateral, se puede concluir que los laterales cercanos y más lejanos de este punto no coordinarán totalmente. Esto es, como el fusible es del mismo tamaño, el esquema de coordinación y por lo tanto, sus límites siguen siendo los mismos. Esta técnica, sin embargo, es probablemente tan válida como cualquier otra.

La idea es la siguiente: Si ocurre una falla temporal, las operaciones instantáneas del recloser protegen al fusible de cualquier daño, ya que la curva de disparo instantáneo del recloser está por debajo de la curva del fusible para corrientes menores que la asociada con el punto de intersección b.

Sin embargo, si la falla más allá del fusible C es permanente, el fusible despejará la falla una vez que recloser alcanza la posición lockout después de las operaciones diferidas (curva B). Esto porque la curva de disparo diferido B del recloser está por encima de la porción de curva de despeje total del fusible C para corrientes más grandes que la asociada con el punto de intersección a.

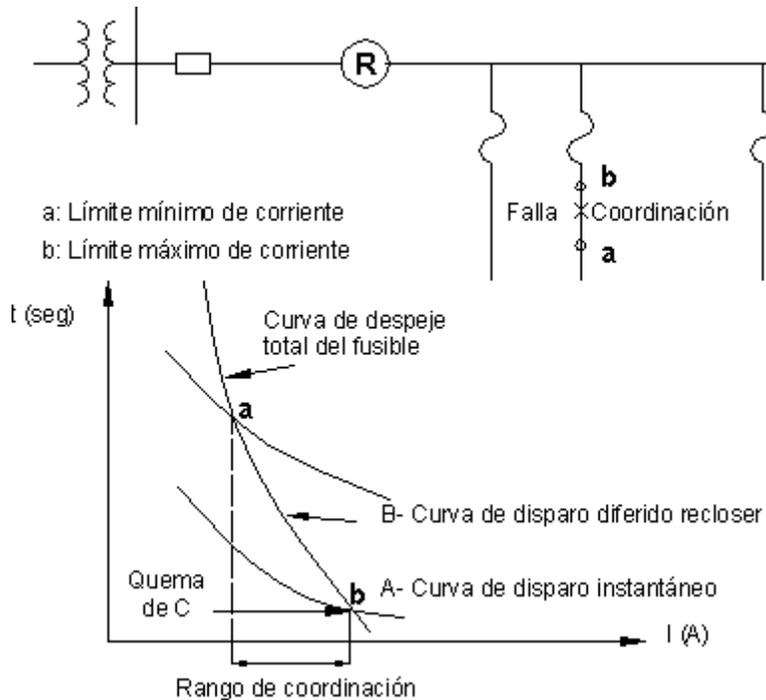


FIGURA 12.78. Coordinación recloser-fusible.

Por lo tanto, una coordinación adecuada de las operaciones de disparo del recloser y el tiempo de despeje total del fusible previene que este se queme durante las operaciones de disparo instantáneo del recloser. La coordinación requerida del recloser y fusible puede obtenerse:

- Comparando las curvas t-I respectivas.
- Considerando factores como:

Precarga.

Temperatura ambiente.

Tolerancia de curvas.

Calentamientos y enfriamientos del fusible: durante operaciones instantáneas del recloser.

El método de coordinación recloser - fusible anterior es aproximado ya que no tiene en cuenta las condiciones de enfriamientos y calentamientos del fusible.

### 12.15.8.2 Nivel de carga.

Algunas empresas de energía dimensionan el fusible de los laterales de acuerdo a la carga de estos. Se puede decir esto ya que los fusibles laterales varían considerablemente y el tamaño no es una función del nivel de cortocircuito (fusibles de mayor capacidad cerca a la subestación podrían indicar un intento para coordinar).

---

Los fusibles usados para laterales deben ser ratados para al menos dos veces la carga lateral para permitir las corrientes de puesta marcha en frío, corrientes inrush, y retroalimentación de emergencia. Debe notarse que la protección con fusible de los laterales se hace con pequeñas capacidades si se busca prevenir sobrecargas. La filosofía de protección con fusibles en este caso es la de eliminar la falla, y no la de proteger contra sobrecargas.

Donde los tamaños de fusibles para laterales son aún más pequeños que 25K o 15T, existe con frecuencia un problema con las corrientes de descarga (rayos) que queman el fusible. La mayoría de las operaciones de fusibles durante las descargas atmosféricas son causadas sin embargo, por el flameo de la línea (corriente de falla) el cual operará cualquier capacidad de fusible.

#### **12.15.8.3 Coordinación con relevador selectivo de alimentador (FSR).**

Algunas empresas de energía seleccionan un tamaño de fusible para permitir la máxima coordinación con el interruptor o el recloser. Las empresas usando fusibles laterales de 100 o 200A posiblemente pueden no estar haciéndolo debido a la carga lateral pero más aún debido a que los niveles de cortocircuito son relativamente altos y esa es sólo una forma de retraso suficiente para el fusible ante fallas temporales para permitir que el interruptor opere.

#### **12.15.8.4 La coordinación recloser-fusible adecuada.**

La figura 12.79 muestra que las curvas t-I del fusible y recloser. Se ilustra aquí un método práctico suficientemente seguro de coordinación. Aquí, la corriente máxima de coordinación se encuentra por la intersección (en el punto b') de 2 curvas: la curva de daño del fusible (75% de la curva de fusión mínima) y la curva de tiempo de despeje máximo de la operación de disparo rápido del recloser (el cual es igual a 2A en el tiempo, puesto que hay 2 disparos rápidos).

Similarmente, el punto a' (corriente mínima de coordinación) se encuentra en la intersección entre la curva despeje total del fusible con la curva B' (lo cual es igual a 2A+2B en el tiempo) ya que además de los 2 disparos rápidos existen dos disparos diferidos.

Todo esto permite tener en cuenta los calentamientos y enfriamientos alternativos del elemento fusible a medida que el recloser completa su secuencia de operaciones. La figura 12.80 ilustra el ciclo temperatura de un fusible durante las operaciones del recloser.

#### **EJEMPLO**

Un método usado para representar el calentamiento del fusible es desplazar la curva disparo instantáneo hacia la derecha. Si la calibración del recloser es para 2 disparos instantáneos seguido de dos disparos diferidos y el tiempo muerto entre recierres fue instantáneo, luego la curva A simplemente será duplicada.

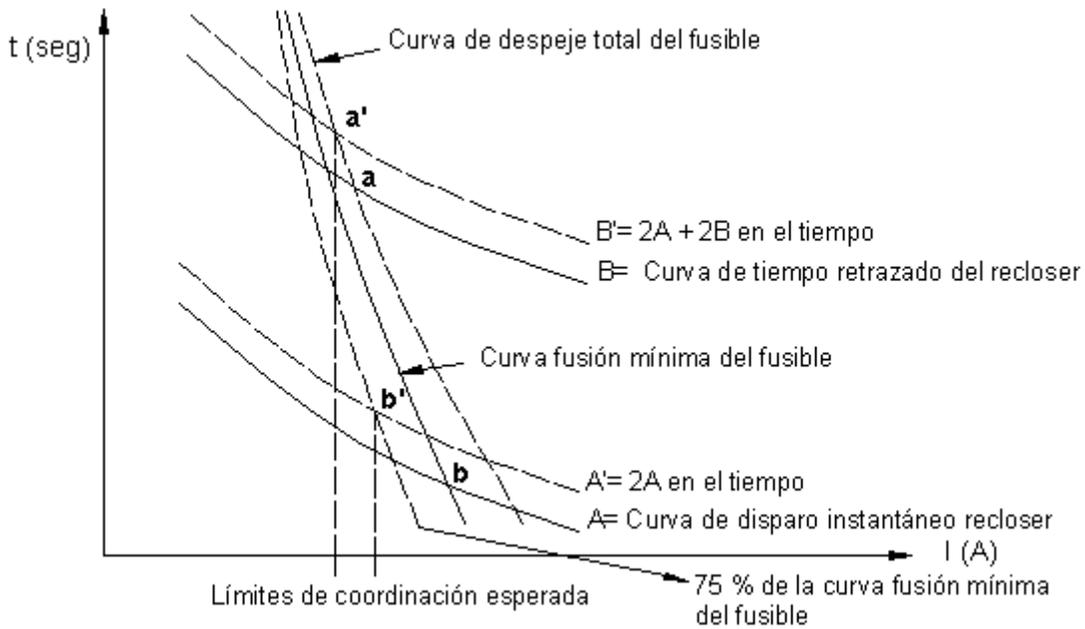


FIGURA 12.79. Coordinación recloser-fusible adecuada.

Puesto que hay usualmente aproximadamente 2 a 5s entre recierres, el fusible logra enfriarse. Para tener en cuenta esto, se usa un factor menor a 2. Si se asume el sistema de la figura 12.81 dando al recloser 2s de tiempo muerto se debe desplazar la curva instantánea por un factor de 1.35 y tener el dibujo de coordinación de la figura 12.82.

El límite de coordinación será ahora de aproximadamente 1000A para fallas más allá del fusible 30T y sobre 5000A para fallas más cercanas. Si el sistema más allá del fusible 30T está dentro de estos límites, existe coordinación total. (Vea figura 12.82)

Existen tablas de coordinación desarrollados por los fabricantes que para coordinar recloser con elementos fusible de una manera muy sencilla, tales valores se muestran en la tabla 12.42

### 12.15.9 Coordinación recloser-recloser.

La necesidad de esta coordinación puede aparecer debido a que pueden existir cualquiera de las siguientes situaciones en un sistema de distribución.

1. Cuando se tienen 2 reclosers trifásicos.
2. Cuando se tienen 2 reclosers monofásicos.
3. Cuando se tiene 1 recloser trifásico en la subestación y un recloser monofásico sobre una de las ramas de un alimentador dado.

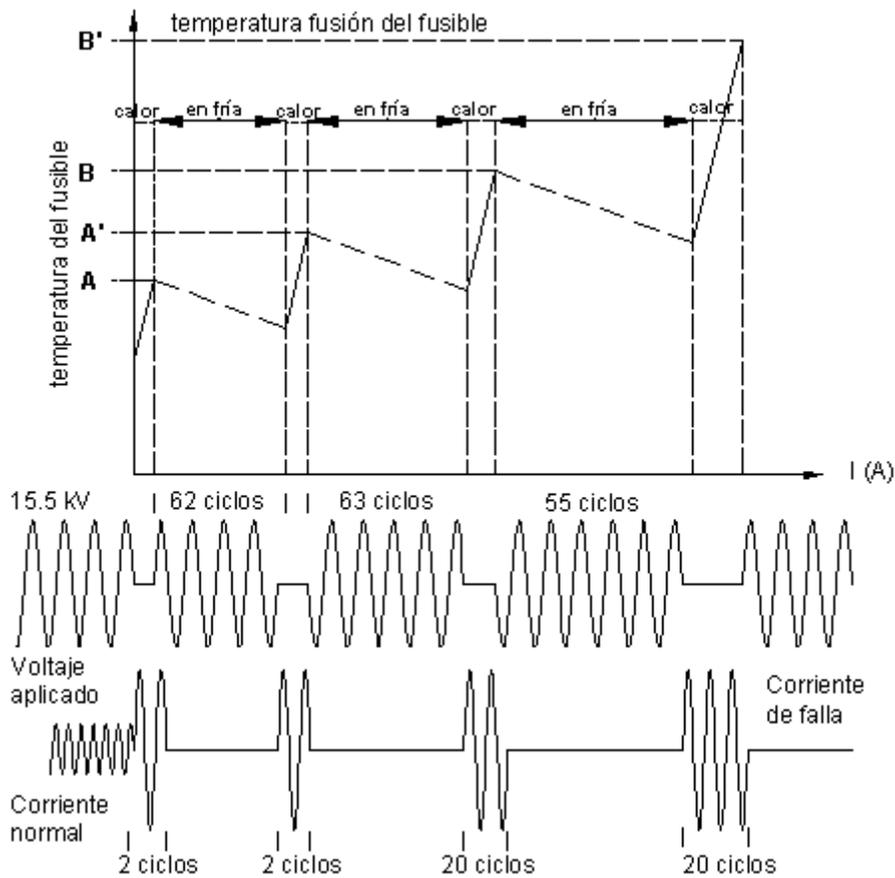


FIGURA 12.80. Ciclo de temperatura del fusible durante las operaciones del recloser.

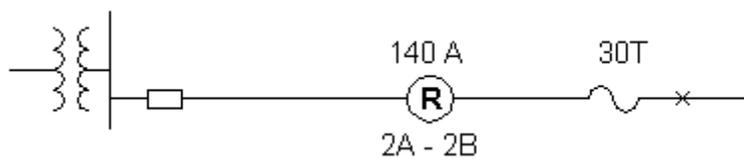


FIGURA 12.81. Coordinación recloser-fusible en un ejemplo práctico.

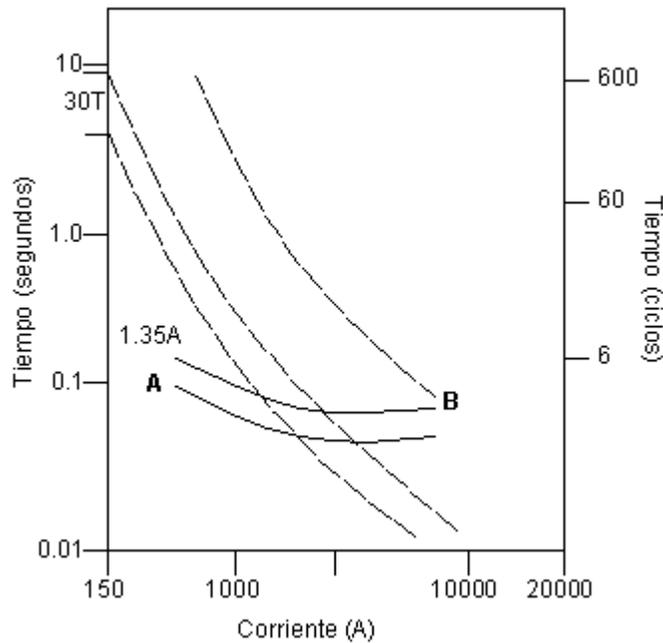


FIGURA 12.82. Coordinación resultante recloser-fusible (ejemplo).

La coordinación requerida entre los recloser puede obtenerse usando una de la siguientes medidas:

1. Empleando tipos diferentes de recloser y alguna combinación de tamaños de bobinas y de secuencia de operación.
2. Empleando el mismo tipo de recloser y secuencia de operación pero usando diferentes tamaños de bobina.
3. Empleando el mismo tipo de recloser y tamaño de bobinas pero usando diferentes secuencia de operación.

En general, la industria eléctrica de suministro prefiere usar la medida N° 1 sobre las otras dos.

Cuando las curvas TCC de 2 reclosers están separadas menos de 12 ciclos una de la otra, los recloser pueden efectuar sus operaciones instantáneas o rápidas al mismo tiempo.

Para obtener la coordinación entre las curvas de disparo retardadas de 2 recloser, al menos un margen de tiempo del 25% debe ser aplicado.

#### 12.15.10 Coordinación recloser-fusible de alto voltaje del transformador de la subestación.

Usualmente, un fusible de potencia localizado en el lado primario de un transformador delta-Y, proporciona protección al transformador contra las fallas en los terminales y también proporciona protección de respaldo por fallas en el alimentador. Estos fusibles tienen que ser coordinados con el recloser o con los recloser de los interruptores localizados en el lado secundario del transformador para prevenir daño en el fusible durante las

operaciones secuenciales de disparo. Los efectos de los calentamientos y enfriamientos acumulados del elemento fusible pueden ser tomados en cuenta para ajustar el tiempo disparo diferido del recloser.

**TABLA 12.42.** Coordinación de recloser con fusibles.

Corriente nominal continua del recloser A rms	A rms fusible	Valores nominales de GE, fusibles tipo T, A.								
		2N+	3N+	6T	8T	10T	12T	15T	20T	25T
5	min	14	17.5	68						
	max	55	55	123						
10	min			31	45	75	200			
	max			110	152	220	250-300			
15	min			30	34	59	84	200	380	
	max			105	145	210	280	375	450	
25	min			50	50	50	68	105	145	300
	max			89	130	190	265	360	480	610

+ Secuencia de recloser: 2 operaciones instantaneas + 2 operaciones diferidas.

Corriente nominal continua del recloser A rms	A rms fusible	Capacidades nominales de fusibles A rms							
		25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T
50	min	190	480	830	1200	1730	2380		
	max	620	860	1145	1510	2000	2525		
70	min	140	180	365	910	1400	2000	2750	
	max	550	775	1055	1400	1850	2400		
100	min	200	200	200	415	940	1550		
	max	445	675	950	1300	1700	2225		
140	min		280	280	280	720	710		
	max		485	810	1150	1565	2075		
200	min				400	400	400		
	max				960	1380	1850		
280	min						620		
	max						1.500		

Para obtener una coordinación, el tiempo de disparo ajustado es comparado con el tiempo que fusión mínimo del elemento fusible, el cual es dibujado para una falla fase-fase que puede ocurrir sobre el secundario del transformador.

Si el tiempo de fusión mínimo del fusible de respaldo es más grande que el tiempo de disparo ajustado del recloser, la coordinación entre fusible y recloser es obtenida. La coordinación del interruptor de una subestación con los fusibles primarios del transformador de una subestación dictamina (ordena) que el tiempo de despeje total del interruptor (i.e tiempo del relevador + tiempo de interrupción del interruptor), es menor que el 75 al 90% del tiempo de fusión mínima de los fusibles para todos valores de corriente superiores a la corriente máxima de falla.

El fusible seleccionado debe ser capaz de llevar el 200% de la corriente a plena carga del transformador continuamente en cualquier emergencia a fin de que pueda soportar la corriente inrush "magnetizante" del transformador (lo cual es usualmente de 12 a 15 veces la corriente a plena carga del transformador) para 0.1s.

#### **12.15.11 Principios básicos de coordinación que deben ser observados en la aplicación de seccionizadores.**

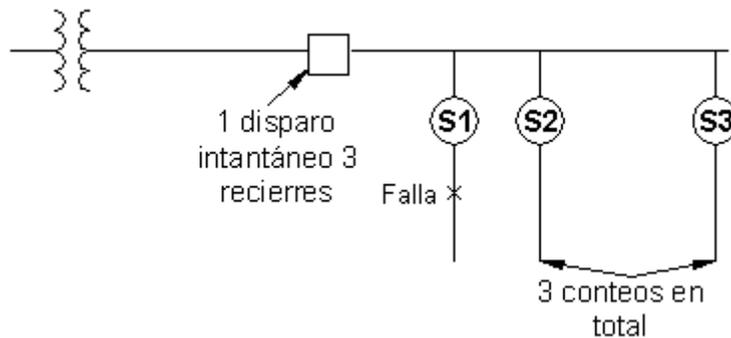
1. La corriente actuante mínima de los seccionizadores debe ser el 80% del disparo mínimo de los dispositivos del lado fuente. Para unidades controladas electrónicamente, el nivel actuante mínimo es usado directamente.

Para unidades controladas hidráulicamente, se usa el mismo valor nominal de la bobina serie.

La corriente mínima actuante es 1.6 veces el valor nominal de la bobina del seccionizador para proporcionar coordinación adecuada con el disparo mínimo del recloser.

2. Los seccionizadores no equipados con sensores de falla a tierra deben ser coordinados con el nivel de disparo mínimo (puesta en marcha) de fase del dispositivo de respaldo. La calibración del nivel de actuación del seccionizador para coordinarse con el nivel de puesta en marcha de tierra del dispositivo de respaldo puede causar operaciones lockout erróneas debido a la corriente inrush.
3. El seccionizador debe ser ajustado al lockout en una operación menos que el dispositivo de respaldo. Esta regla general no necesita aplicarse en el caso de muchos seccionizadores en serie, donde unidades sucesivas pueden estar ajustadas para 1, 2 o 3 operaciones menos que el recloser de respaldo.
4. Los tiempos de apertura y recierre del dispositivo de respaldo debe ser coordinado con el tiempo de retención de conteos del seccionizador. El disparo combinado (excepto para el primer disparo) y los tiempos de recierre del respaldo deben ser más cortos que el tiempo de memoria del seccionizador. Si el tiempo de operación del respaldo es más grande que el tiempo de memoria del seccionizador, el seccionizador parcialmente olvidará el número de operaciones de disparo del respaldo. Esto resultará en un locking out del respaldo para una falla más allá del seccionizador y puede requerir una operación de disparo extra del respaldo, y luego ambos (dispositivo de respaldo y seccionizador) deben estar lockout.
5. Los seccionizadores trifásicos están limitados a la coordinación con las aperturas trifásicas simultáneas de los dispositivos de respaldo. Los disparos no simultáneos de los dispositivos de respaldo pueden resultar en un intento de interrupción de falla por el seccionizador, el cual no es diseñado para tal operación.

Una condición problemática para seccionizadores sin restricción de corriente inrush se muestra en la figura 12.83. En este ejemplo ocurre una falla en el lateral protegido por el seccionizador S1. Después de que el interruptor del alimentador abre, este seccionizador contará 1. Los otros seccionizadores contarán 0, ya que ellos no ven corriente de falla. Si la falla es permanente, el restaurador del interruptor de nuevo cierra y abre. En este momento el seccionizador S1 contará 2 pero S2 y S3 contarán 1 (ver tabla 12.43), ya que la corriente inrush a través de ellos y en el restaurador es de una magnitud similar a la corriente de falla.



**FIGURA 12.83.** Condición indeseada para aplicación de seccionizadores.

Este proceso continúa hasta que el interruptor abre y S1 realiza 3 conteos y queda abierto aislando la falla. Los otros seccionizadores que han contado hasta 2 ven otra corriente inrush durante este recierre sucesivo y tratan de abrir durante una condición de energizada normal. Como algunos seccionizadores no pueden interrumpir corrientes de carga también puede resultar en falla.

**TABLA 12.43.** Conteos del seccionizador.

Paso	Secuencia de eventos			Comentario
	S1	S2	S3	
1	0	0	0	Iniciación de falla.
2	1	0	0	Abre interruptor.
3	1	0	0	Cierra interruptor.
4	2	1	1	Abre interruptor.
5	2	1	1	Cierra interruptor.
6	3	2	2	Abre interruptor y S1 abre.
7	3	2	2	Cierra interruptor pero el inrush de nuevo produce puesta en marcha.
8	3	3	3	El inrush produce un conteo y S2 y S3 tratan de abrir bajo carga.

La secuencia de eventos que se muestra indica uno de los problemas que los seccionizadores sufren debido a la corriente inrush. En este caso (y existen otros) los seccionizadores más allá de la falla cuentan incorrectamente debido a la corriente inrush.

### EJEMPLO

Considérese el circuito de la figura 12.84.

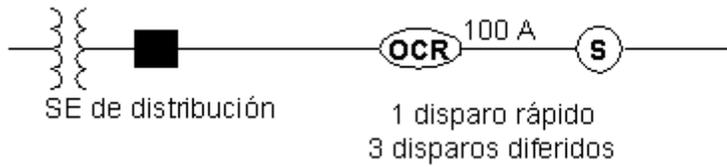


FIGURA 12.84. Ejemplo de aplicación de seccionizadores.

En este alimentador de distribución, el seccionizador debe coordinarse con un recloser hidráulico de 100 A, el recloser se ajusta para una operación rápida y 3 diferidas.

Hallar el tamaño del seccionizador.

$$\text{disp mín del recloser} = 2 \cdot I_{\text{nom}} = 2 \times 100\text{A} = 200\text{A}$$

$$\text{Ajuste disp S} = 0,8 \cdot 200 = 160\text{A}$$

$$I_{\text{nom}} \text{ de S} = \frac{\text{Ajuste disp mín}}{1,6} = \frac{160}{1,6} = 100\text{A}$$

$$I_{\text{nom}} \text{ de S} \leq 100\text{A}$$

# *Protección de redes de distribución contra sobretensiones*

- 
- 13.1 Características de la descarga atmosférica.**
  - 13.2 Causas de sobrevoltajes**
  - 13.3 Pararrayos de Carburo de Silicio vs MOV**
  - 13.4 Clases de pararrayos.**
  - 13.5 Selección de pararrayos.**
  - 13.6 Coordinación de aislamiento.**
  - 13.7 Ondas viajeras.**
  - 13.8 Protección de líneas.**
  - 13.9 Descargas inducidas.**
  - 13.10 Metodología para calcular el desempeño de las líneas de distribución ante la incidencia de descargas atmosféricas.**

### 13.1 CARACTERÍSTICAS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, como se causa y donde es más probable que ocurra. Los términos más usados para describir este fenómeno son los siguientes.

#### 13.1.1 Conductor de descarga (predescarga).

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan y se neutralizan entre si resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: Cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logra alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 60.000 ft) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer; el aire va ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 100 MPH) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el límite para el aire, esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aprox. 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 microsegundos vacilantes entre pasos.

Como el conducto se dirige a tierra, los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran se establece la conexión nube-tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra; esta liberación de energía es la descarga visible llamada RAYO.

#### 13.1.2 Duración de la descarga.

La duración de la descarga es usualmente menor de 200  $\mu$ seg. Se ha considerado que la honda de corriente es del tipo 8 x 20  $\mu$ seg, que es una aceptable aproximación de la descarga.

Algunas descargas tienen relativamente alta corriente de descarga en cortos periodos de tiempo; estas descargas producen efectos explosivos. De otro lado otras descargas duran pocos cientos de  $\mu$ seg. Con corrientes de descarga < 1000 Amperios. Este tipo de descarga comúnmente llamado rayo caliente produce quemaduras considerables, incendios, fusión de metales, etc. Muchas descargas son una combinación de ambas.

Los siguientes datos muestran una de las distribuciones estadísticas de duración de descarga reportado a la industria (tabla 13.1).

**TABLA 13.1.** Duración de la descarga simple

Duración de una descarga simple ( $\mu$ seg)	%
> 20	96
> 40	57
> 60	14
> 80	5

Tiempo promedio = 43  $\mu$  seg

La energía de un rayo no es tan grande como la gente piensa ya que la duración de la onda es muy corta, por ejemplo una onda de 43  $\mu$ seg. dura solo el 0.26% de la duración de un solo ciclo de CA a 60 Hz.

### 13.1.3 Magnitudes de corriente.

Las medidas de corrientes de descarga sobre los últimos años muestran que las corrientes de descarga caen en el siguiente rango:

El 5%	excedieron los 90000 Amperios.
El 10%	excedieron los 75000 Amperios.
El 20%	excedieron los 60000 Amperios.
El 50%	excedieron los 45000 Amperios.
El 70%	excedieron los 30000 Amperios.

### 13.1.4 Rata de elevación.

Es interesante que mientras la industria eléctrica prueba con ondas de 8 x 20  $\mu$ seg, esta forma de onda no está totalmente sustentada por los datos de campo.

Los siguientes tiempos de cresta son mucho más representativos que la onda de 8 x 20 mseg.

Tiempos de cresta >	6.8 $\mu$ seg.	Tienen probabilidad del:	90 %
Tiempos de cresta de :	5 $\mu$ seg.	Tienen probabilidad del:	80 %
Tiempos de cresta de :	4 $\mu$ seg.	Tienen probabilidad del:	75 %
Tiempos de cresta de :	3 $\mu$ seg.	Tienen probabilidad del:	60 %
Tiempos de cresta de :	1.5 $\mu$ seg.	Tienen probabilidad del:	45 %
Tiempos de cresta de :	1 $\mu$ seg.	Tienen probabilidad del:	17 %

Se han reportado ratas de elevación tan altas como 10 kA / $\mu$ seg. para el 50 % de las corrientes de descarga. Ratas de 65 kA /  $\mu$ seg para corrientes de descarga también fueron reportadas por muchos investigadores.

### 13.1.5 Descargas múltiples.

Más de la mitad de las descargas son múltiples y van desde 2 hasta 40. Son causadas por la recarga rápida de las nubes del área. Después de que ocurre la primera descarga, algunas de las cargas eléctricas en otras partes o en nubes adyacentes se mueven para rellenar el área descargada. Este relleno ocurre antes de que la trayectoria gaseosa de la primera descarga se haya disipado y consecuentemente cumple la misma trayectoria que la descarga anterior.

Algunos valores típicos para descargas múltiples son las siguientes:

El 50 % de las descargas directas tiene al menos 3 componentes

El 24 % de las descargas directas tiene al menos 4 componentes

El 15 % de las descargas directas tiene al menos 6 componentes

La duración promedio de las descargas múltiples tiene aproximadamente 1 / 10 seg.

La duración máxima para descargas múltiples tiene aproximadamente de 1.5 seg.

### 13.1.6 Polaridad.

La carga de la tierra es (+) y la de la nube es (-) en el 90 % de las medidas registradas.

### 13.1.7 Nivel isoceráunico.

Es el número de días tormentosos al año en cualquier lugar: En Colombia las hay desde 5 a 100 días tormentosos por año.

## 13.2 CAUSAS DE SOBREVOLTAJE

### 13.2.1 Descargas atmosféricas.

### 13.2.2 Desplazamientos de neutro durante fallas línea - tierra.

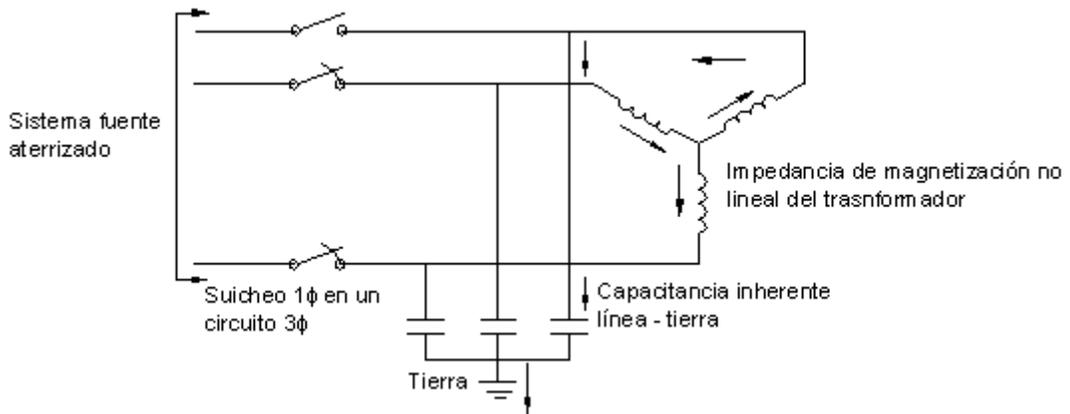
### 13.2.3 Operación de fusibles limitadores de corriente.

### 13.2.4 Ferresonancia (FR).

En circuitos trifásicos, el swicheo monofásico, la quema de un fusible, o la rotura de un conductor puede ocasionar sobrevoltaje cuando ocurre resonancia entre la impedancia de magnetización del transformador y la capacitancia del sistema de la fase o fases aisladas (ver figura 13.1).

Gran cantidad de situaciones prácticas en circuitos pueden ocurrir y pueden resultar en el fenómeno de ferresonancia. Básicamente, las condiciones necesarias pueden elevarse cuando uno o dos fases abiertas resultan en una capacitancia que está siendo energizada en serie con la impedancia de magnetización no lineal del transformador, donde los suiches pueden ser cortacircuitos fusible montados en un poste.

La capacitancia puede ser dada por la longitud del cable que conecta el devanado a tierra con el transformador Pad Mounted.



**FIGURA 13.1.** Swicheo 1  $\phi$  en un circuito 3  $\phi$

La ferresonancia no puede ser totalmente evitada. Las condiciones que probablemente producen ferresonancia son las siguientes:

- Transformadores de pequeña capacidad: A más pequeña capacidad la susceptibilidad es más grande. Los bancos con capacidad > 300 kVA son raramente sensibles.
- Vacío: Una carga tan pequeña como 4 % resultaría en cercana inmunidad.
- Cualquier conexión 3  $\phi$  es sensible: Un transformador 1  $\phi$  conectada a fase - fase en un sistema primario aterrizado es sensible.
- Suministro primario por cables subterráneos: El blindaje aumenta la capacitancia y la susceptibilidad. Los cables primarios aéreos generalmente proporcionan inmunidad a menos que el voltaje sea mayor a 15 kV a 34.5 kV la ferresonancia es definitivamente una posibilidad con suministro aéreo puesto que la capacitancia interna del transformador es suficiente para resonancia.
- Voltaje primario superior a 5 kV: Voltajes superiores a 5 kV proporcionan sustancial inmunidad. Por encima de 15 kV la ferresonancia es bastante probable. Las opiniones difieren sobre susceptibilidad (sensibilidad) en el rango de 5 a 15 kV.
- Banco de capacitores secundario con neutro flotante: Incluso en una conexión Y aterrizada - Y si una fase del primario es desenergizada puede energizar la reactancia de magnetización de la fase desenergizada a través de la capacitancia y así causa resonancia.

En la actualidad, el método más práctico para evitar la ferresonancia es por medio de la instalación de transformadores conectados en Y-Y con los neutros primario y secundario del transformador aterrizados y conectados al neutro del sistema primario. El primario en Y con neutro aterrizado elimina por cortocircuito la conexión serie de la reactancia del transformador y la capacitancia del cable previniendo de ese modo el establecimiento del circuito resonante. Otras técnicas de mitigación son las siguientes:

- Los transformadores 1  $\phi$  deberían ser conectados a línea - neutro.

- Instalando switches tripolares y dispositivos de protección que evitan que el faseo 1  $\phi$  pueda ocurrir. Esto puede no ser posible en muchos casos y puede no ser completamente efectivo pero es la mejor y más simple prevención.
- La FR puede ser prevenida si los cables y transformadores nunca son suicheados al mismo tiempo. Para llevar a cabo a cabo esto los suiches del transformador deben estar localizados en los terminales del transformador justo en la parte elevada del poste y es deseable un enclavamiento para asegurar que al energizar, primero son cerradas las fases de los suiches de la parte superior del poste y luego cerrar los suiches del primario del transformador. Al desenergizar, deben abrirse primero las fases del suiche del transformador y luego las del poste elevado.(ver figura 13.2)

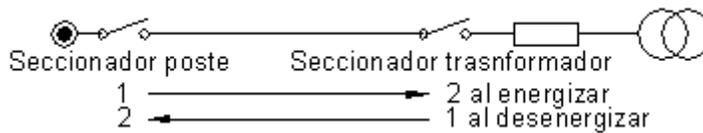


FIGURA 13.2. Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferresonancia.

- El requerimiento para nunca suichear el cable de suministro y transformadores simultáneamente también se aplica a fusibles y a otros dispositivos de protección. Esto requiere que los fusibles, reclosos o seccionadores en la parte elevada del poste y sobre el alimentador de distribución sean coordinados para controlar una falla del transformador y así la protección primaria del transformador disparara primero. Por supuesto que, una falla del cable primario quemaría un fusible en parte superior del pote primero, pero una falla de estas es más probable que elimine por cortocircuito la capacitancia de la sección del cable fallado conectado al transformador y así prevenir la resonancia.
- Si una conexión susceptible debe ser usada, y si el cable primario corre a lo largo y debe ser suicheado con el transformador, y si el suicheo trifásico y la protección no es posible, arreglar luego el sistema para tener todo el suicheo dado con al menos 5 % de carga en el transformador.
- Los bancos de capacitores secundarios deben ser conectados con neutro a tierra.

### 13.2.5 Suicheo de capacitores.

El suicheo de bancos de capacitores pueden causar un sobrevoltaje al energizar o al desenergizar. Considérese la energización del banco con neutro aterrizado de la figura 13.3. Si las condiciones iniciales (pre - cierre) son tales que el banco de capacitores no tiene carga (sin voltaje) y el voltaje del sistema cierra en un máximo, el voltaje se excederá como se muestra en la figura 13.4.

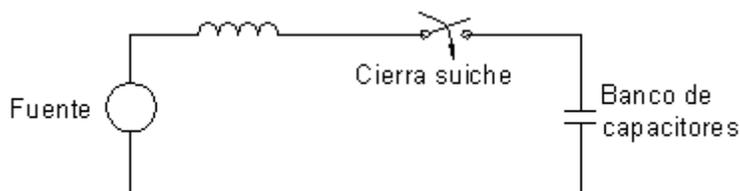
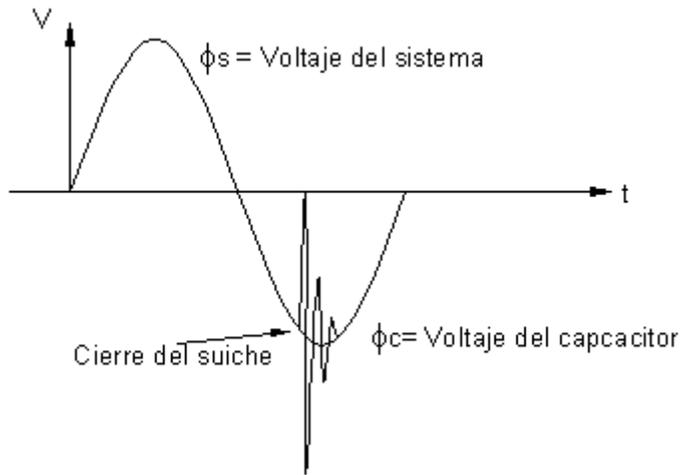


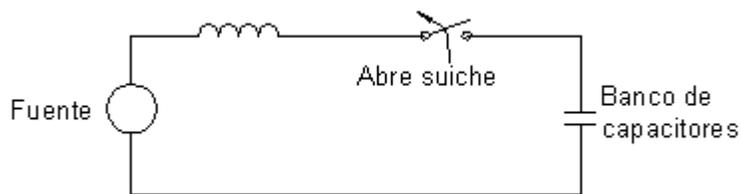
FIGURA 13.3. Energización de un banco de capacitores.



**FIGURA 13.4.** Sobrevoltaje debido a la energización.

La desenergización de un banco de capacitores ( figura 13.5) es un aspecto que preocupa. Al abrir el suiche se crean las condiciones de sobrevoltaje que se muestra en la figura 13.6

Asúmase que  $R$  y  $X_L$  son muy pequeños comparados con la reactancia capacitiva tal que el voltaje de estado estable del capacitor es esencialmente el mismo de la fuente de voltaje. Si se asume que el suiche se ha abierto en algún tiempo breve antes del tiempo  $0$ , la interrupción de corriente se llevará a cabo en un tiempo normal  $0$  de la corriente tal como el tiempo  $a$  de la figura 13.6.



**FIGURA 13.5.** Desenergización de un banco de condensadores.

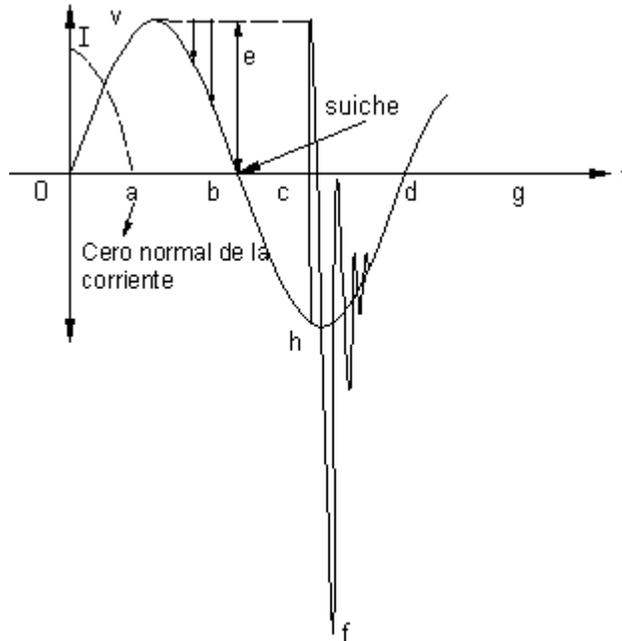


FIGURA 13.6. Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores.

Por lo supuesto antes, la corriente de estado estable de 60 Hz. se adelanta al voltaje de la fuente en  $90^\circ$ , tal que el voltaje de la fuente y el voltaje del capacitor alcanzan su valor máximo en el tiempo a.

El resultado de la interrupción es que el voltaje del capacitor permanecerá en el valor pico puesto que la carga queda atrapada en él. Sin embargo, la fuente de voltaje continua su variación normal de 60 Hz y el voltaje que gradualmente aparece alrededor del suiche es la diferencia entre el voltaje fijo del capacitor por un lado y el voltaje de la fuente en el otro. Como se ve, el voltaje de la fuente alcanza un máximo de 2 veces el valor normal en el punto e, medio ciclo después de la interrupción.

Si el suicheo puede resistir 2 veces el voltaje normal en este tiempo, una interrupción exitosa ha sido obtenida. A causa de sus resistores de descarga normalmente incluidos en los capacitores, el voltaje del capacitor se descargará totalmente hasta desaparecer.

Sin embargo, si el suiche no alcanza a recobrar el adecuado dieléctrico, el arco se puede reencender entre los contactos alguna vez durante el periodo de a y c, que reenergizará el capacitor. Los voltajes de los transitorios máximos resultarán si un reencendido se lleva a cabo a voltaje máximo del suiche (tiempo c). Cuando la corriente es reestablecida en este tiempo, el voltaje del capacitor el cual es a + 1.0, trata de reincorporar el voltaje del sistema a -1.0 o h. El debe recorrer 2.0 para alcanzar el valor h y así puede pasar del punto h por 2. luego el voltaje resultante en f es 3 veces el normal.

Puesto que la corriente del capacitor también experimenta una frecuencia natural de oscilación, es teóricamente posible que una corriente cuya frecuencia natural pueda ocurrir justo después del tiempo  $c$ . Una segunda interrupción aquí puede dejar una carga atrapada en el capacitor con voltaje  $f$  de  $-3$  p.u.

Como el voltaje del sistema se voltea a  $+10$ , el voltaje máximo del suiche de  $4.0$  puede resultar, y un reencendido en el tiempo  $g$  podría dar  $4.0 + 1.0 = 5.0$  veces el voltaje normal, etc. Sin embargo, un compuesto de esta naturaleza es raro encontrarlo en la práctica.

Los suiches modernos generalmente no reinciden o reencienden más de una vez durante el despeje. Los voltajes que se aproximan a 3 veces el normal ocurrirán solo si ocurre el reencendido en el peor tiempo posible. Voltajes del orden de 2.5 veces son más típicos en medidas de campo.

### 13.2.6 Corrientes cortadas.

La mayoría de los dispositivos de interrupción de corrientes de falla tales como fusibles, reclosers, interruptores, etc, realizan la extinción del arco cuando la corriente (de 60 Hz) pasa por cero.

Los transitorios producidos de esta manera son usualmente 2 veces el normal o menos. Es posible bajo algunas condiciones tales como la operación de fusibles limitadores de corriente o de interruptores que la interrupción de bajas corrientes ocurra antes de que la corriente pase por cero. Estas corrientes cortadas así pueden causar excepcionalmente altos voltajes dependiendo de la rata de interrupción de la corriente, de la cantidad de corriente cortada y de la configuración del sistema.

Para analizar el corte abrupto de corriente, se asume que la corriente es forzada a que instantáneamente baje a cero desde algún valor finito. Si esta corriente esta fluyendo en una inductancia, ella no puede cambiar instantáneamente, y por lo tanto, resulta que prácticamente debe haber una capacitancia y/o resistencia asociada con la inductancia si el arco de voltaje es ignorado.

Considérese el circuito de la figura 13.7 donde la resistencia es ignorada y asumiendo que la reactancia capacitiva es mucho mayor que la reactancia inductiva  $X_C \gg X_L$  esto es  $i_{normal} \ll i$

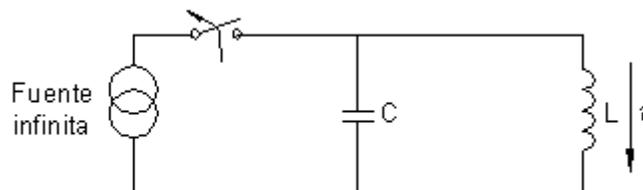


FIGURA 13.7. Circuito que ilustra las corrientes de corte.

$$\text{por ejemplo } \omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ es muy grande.} \quad (13.1)$$

Cuando la corriente en el suiche cambia de repente desde un valor  $i$  hasta 0,  $i$  continua fluyendo instantáneamente en L; por lo tanto, debe también fluir en C. Una oscilación de frecuencia natural máxima que aparece alrededor de L y C es:

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot i \quad (13.2)$$

Esta ecuación puede ser manipulada como sigue para expresar el voltaje transitorio de una manera diferente.

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot i = \sqrt{\frac{wL}{wC}} \cdot i = \sqrt{X_L \times X_C} \cdot i = X_L \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \cdot i \quad (13.3)$$

Sin embargo,  $\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$  es la frecuencia natural p.u.,  $\frac{w_n}{w}$  y así  $e = \frac{w_n}{w} X_L \cdot i$  (13.4)

Si  $X_L \cdot i$  es el voltaje normal, o alguna medida del voltaje normal alrededor de la inductancia, luego, el voltaje transitorio,  $e$ , es varias veces el voltaje normal en la relación  $\frac{w_n}{w} \left( e = \frac{w_n}{w} \right)$

Teóricamente, el corte puede producir voltajes muy altos. En la práctica, sin embargo, L es con frecuencia la impedancia no lineal de magnetización de un transformador.

Las características magnéticas de los transformadores modernos, acoplados en suiches típicos usualmente no dan elevaciones de voltaje de más de 2 veces el normal.

### 13.2.7 Contacto accidental con sistemas de alto voltaje.

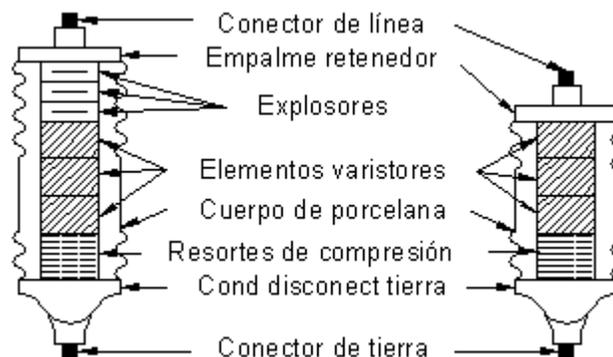
Con frecuencia los circuitos aéreos de distribución primaria están construidos debajo de circuitos de alto voltaje en el mismo poste. Caen conductores de alto voltaje rotos sobre circuitos primarios de voltaje más bajo posiblemente causan que los pararrayos rotados más bajo fallen a lo largo de la línea completa y causen daños en la mayoría de equipos.

## 13.3 PARARRAYOS DE CARBURO DE SILICIO VS MOV

El sector eléctrico ha visto cambios en el diseño de los pararrayos en los últimos años. Mientras muchos diseños más viejos pueden aun encontrarse en sistemas de distribución, la gran mayoría de los pararrayos de ahora son de:

- Carburo de silicio con explosores.
- Varistores de óxido metálico MOV.

En la figura 13.8 se comparan los 2 tipos básicos de pararrayos.



**FIGURA 13.8.** Pararrayos de carburo de silicio y MOV.

La mayoría de los pararrayos en sistemas de distribución son del tiempo más viejo (Carburo de Silicio con explosores), la introducción del pararrayos de óxido metálico al final de los 70's es uno de los avances más significativos en el sector eléctrico y fue totalmente aceptado en el mundo en la década de los 80's.

Un pararrayos de Carburo de Silicio tiene elementos valvulares de Carburo de Silicio que están protegidos de los voltajes continuos a frecuencia industrial por una serie de explosores que actúan como aisladores durante condiciones de voltaje normal e interrumpe la corriente de 60 Hz que sigue a cualquier corriente descargada por el pararrayos.

El hace esto por el no reencendido en los subsecuentes medios ciclos de voltaje de frecuencia industrial después de que la siguiente corriente cero ha ocurrido. El voltaje y la corriente cero ocurren simultáneamente, permitiendo que el explosor despeje el circuito establecido a través del pararrayos.

En el pararrayos MOV, los discos de óxido metálico aíslan eléctricamente el pararrayos de tierra. El disco está compuesto de una variedad de materiales en concentraciones variables que determinan las características del varistor. Partículas altamente conductoras (usualmente ZnO) están suspendidas en un verdadero semiconductor en características ajustadas a las de un diodo zener (back to back).

El procesamiento de los discos de varistor de óxido metálico es extremadamente crítico. La pureza de los materiales y su dispersión uniforme por todo el disco debe ser cuidadosamente monitoreado. Para demostrar cuán crítico es el monitoreo, un experimento fue realizado en el cual, la concentración de uno de los materiales en un disco fue incrementando en 50 partes por millón más allá de las partes especificadas en la concentración de partes por millón. El varistor que resultó de ese incremento demostró un mejoramiento del 15% en las características de protección, pero el tiempo de vida esperado total del varistor bajó al 90%. Un disco de óxido metálico empieza su conducción bruscamente a un nivel preciso del voltaje y cesa de conducción cuando el voltaje cae por debajo de ese nivel. Un explosor serie no es requerido para aislar el pararrayos de tierra o interrumpir el flujo de corriente (la cual no existe mientras el voltaje aplicado a 60 Hz esté por debajo del nivel del voltaje de conducción).

La diferencia principal entre el pararrayos de Carburo de Silicio y el MOV es que los bloques valvulares MOV son tan no lineales que ninguna o al menos una pequeña corriente de potencia es provocada a voltaje normal línea – tierra. El pararrayos MOV consecuentemente no requiere de explosores serie. El MOV sencillamente facilita la entrada o salida de conducción. Una comparación de las características no lineales se muestran en la figura 13.9 dramáticamente ilustra el extremo no lineal del MOV.

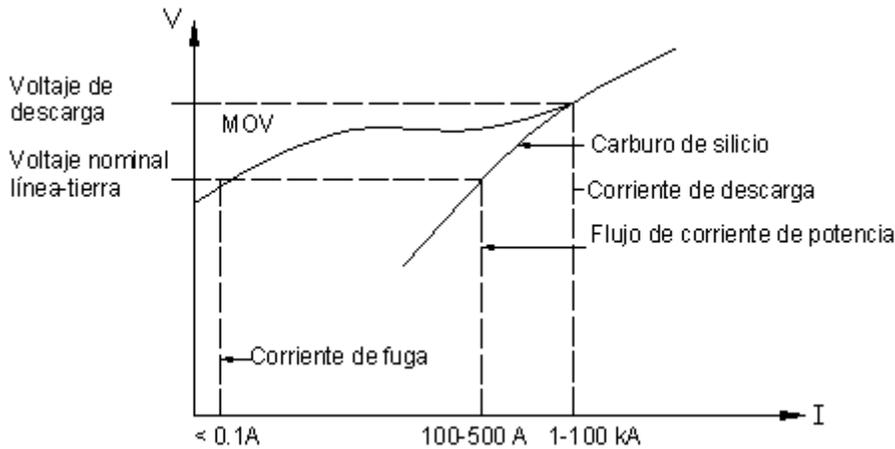


FIGURA 13.9. Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los pararrayos de carburo de silicio.

### 13.4 CLASES DE PARARRAYOS

Existen tres clases de pararrayos: distribución, intermedio y estación. Para la mayoría, las principales diferencias de estos tipos de pararrayos es el tamaño del bloque. Un bloque más grande reduce el voltaje de descarga IR e incrementa bastante la capacidad de energía y su confiabilidad. Todas las 3 clases de pararrayos estan disponibles para distribución como se muestra en la tabla 13.2.

TABLA 13.2. Voltajes nominales para las clases de pararrayos

Voltajes nominales en kV	
Distribución	1 - 3 - 6 - 9 - 10 - 12 - 15 - 18 - 21 - 25 - 27 - 30
Intermedios	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120
Estación	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120

Los pararrayos del tipo distribución son usados en los alimentadores mientras que el intermedio y el tipo estación son usadas en las subestaciones (SE).

---

---

## 13.5 SELECCIÓN DE PARARRAYOS

La selección de voltaje nominal de un pararrayos para un sistema de distribución esta basada en el voltaje línea – tierra del sistema y en la forma como esta aterrizado dicho sistema. La condición limitante para un pararrayos usualmente no tiene nada que ver con la magnitud de la descarga (de suicheo o de rayo) que puede ser contrastante con la selección de pararrayos para transmisión. En distribución, el voltaje nominal del pararrayos esta basada en el voltaje máximo línea – tierra de estado estable que el pararrayos puede ver. Esta condición limitante es normalmente causada cuando existe una falla línea a tierra en una de las otras fases.

De acuerdo con la norma ANSI C62.22, “Guía para la aplicación de pararrayos de oxido metálico para sistemas de corriente alterna”, la aplicación de pararrayos en sistemas de distribución requiere del conocimiento de:

1. El voltaje máximo de operación normal del sistema de potencia.
2. La magnitud y duración de los sobrevoltajes temporales TOV, durante condiciones anormales de operación. Esta información debe ser comparada con el MCOV nominal y la capacidad TOV del pararrayos.

### 13.5.1 MCOV: Voltaje máximo de operación continua.

Este término suena bastante simple pero ha sido difícil de determinar para muchas empresas de energía. En un sistema de distribución donde el voltaje es siempre cambiante debido a la variación de las demandas de las cargas, y donde el voltaje en una parte del sistema puede ser diferente al de otras partes (por ejemplo cerca de la SE y al final del alimentador), es algunas veces imposible definir solo un MCOV.

El MCOV de un pararrayos sin embargo, se considera que es aproximadamente el 84% del voltaje nominal del pararrayos de ciclo de trabajo nominal como se muestra en la tabla 13.3.

**TABLA 13.3.** Pararrayos y su MCOV

Vnominal pararrayos	3	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30
MCOV	2.55	5.1	7.65	8.4	10.2	12.7	15.3	17	19.5	22	24.4

Lo que esto significa es que un pararrayos de ciclo pesado de 10 kV, típicamente usado para un sistema de 13.2 kV sería operado continuamente con un voltaje máximo continuo línea - tierra de 8.4 kV o menos.

La tabla 13.4 extractada de la norma ANSI C62.22, muestra los voltajes nominales comúnmente aplicados de pararrayos de oxido metálico para sistemas de distribución. Todos estos voltajes nominales de ciclo pesado son de distribución. y son los mismos valores nominales para pararrayos de carburo de silicio mas viejos excepto en el nivel 13.8 kV, típicamente, un sistema multiaterrizado de 4 hilos de 13.8 kV ha empleado pararrayos con explosores de 10 kV. Hoy, la mayoría de esas mismas compañías aun usan pararrayos MOV de 10 kV. Algunas compañías electrificadoras sin embargo, han reconocido que el pararrayos de 10 kV es muy marginal y debería posiblemente ser reemplazado por uno de 12 kV para estar en un lado más conservativo.

13.5.2 TOV: Sobrevoltaje temporal.

La cantidad de voltaje que aparecerá es una función del tipo de puesta a tierra del sistema. Por ejemplo, en un sistema  $\Delta$  una falla línea – tierra causará una compensación total. Por ejemplo el voltaje línea – línea. La figura muestra esta condición. Por ejemplo, el voltaje línea - tierra llegará a ser el voltaje línea - línea. La figura 13.10 ilustra esta situación.

Como puede verse, cuando una fase tiene una falla a tierra no hay corriente puesto que el transformador está conectado en  $\Delta$ . La fase A quedó puesta a tierra y los pararrayos conectados desde la fase B y la fase C a tierra, ahora hará que quede conectada la fase B a la fase A y la fase C a la fase A o sea, una conexión línea – tierra. Esto significa que el voltaje a través de esos pararrayos se incrementa a 1.73 pu.

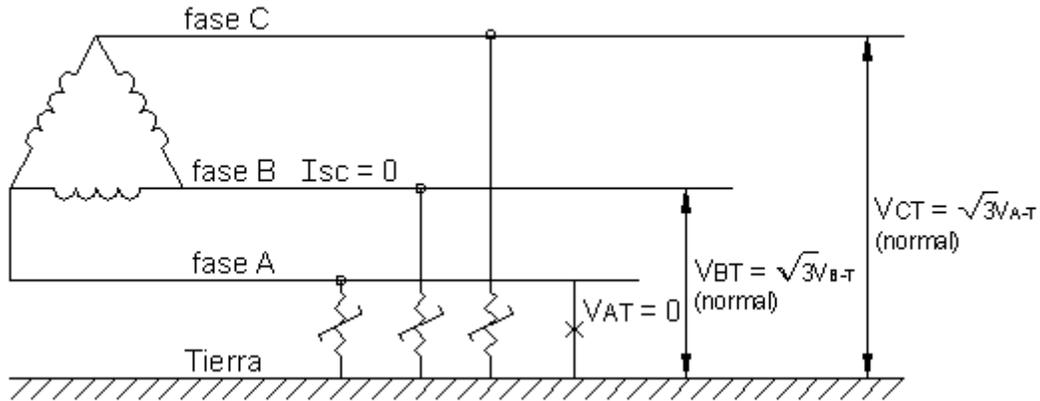


FIGURA 13.10. Fallo línea - tierra en un sistema delta.

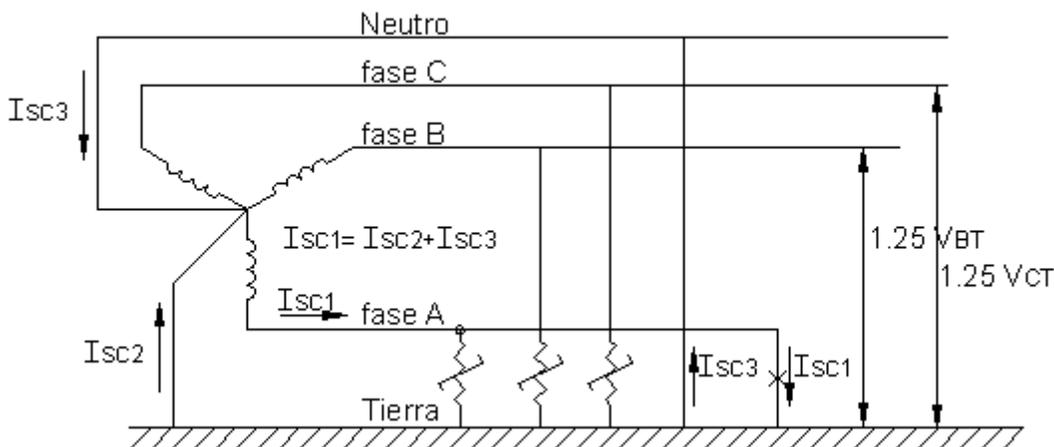
TABLA 13.4. Voltajes nominales de pararrayos de oxido - metálico comunmente aplicados en sistemas de distribución \*.

Voltaje del sistema kV rms		Voltajes nominales de pararrayos comunmente aplicados kV rms (MCOV) +++ Ciclo de trabajo nominal		
Voltaje nominal	Voltaje máximo rango B **	Multiterrizado 4 h Y y con neutro.	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de baja impedancia. +++ +	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de alta impedancia.
4160 Y / 2400	4400 Y / 2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4160	4400			6 (5.1)
13200 Y / 7620	13970 Y / 8070	10 (8.4)	15 (12.7) ++	
13800 Y / 7970	14605 Y / 8430	12 (10.1)	15 (12.7) ++	
13800	14520			18 (15.3)
34500 Y / 19920	36510 Y / 21080	27 (22)	36 (29) ++	

- \* Los circuitos (Spacer Cable) no han sido incluidos. La experiencia ha sido insuficiente con la aplicacion de pararrayos de oxido metálico en estos circuitos para incluirlos en esta tabla.
- \*\* Ver ANSI C84.1 - 1989.
- \*\*\* La duración de la falla línea - tierra no excede en 30 min.
- + Los circuitos de baja impedancia tipicamente son: 3 hilos uniterrizados en la fuente. Los circuitos de alta impedancia son  $\Delta$  o no aterrizados.
- ++ Estudios de casos individuales que muestran voltajes nominales más bajos que pueden ser usados.
- +++ Para cada valor nominal de trabajo pesado el MCOV está también listado entre paréntesis.

Este es el voltaje que define el voltaje nominal del pararrayos si él es de Carburo de Silicio o MOV.

La mayoría de los sistemas de distribución están clasificados como sistemas de 4 hilos multiaterrizados. El cuarto hilo es por supuesto, el hilo neutro el cual es periódicamente aterrizado en poste. La figura 13.11 ilustra este tipo de sistema bajo una condición de falla simple línea – tierra.



**FIGURA 13.11.** Falla línea - tierra en un sistema Y aterrizado.

Como puede verse, para este sistema sólidamente puesto a tierra, fluirá una corriente de falla considerable. Si el sistema de puesta a tierra fue perfecto no debe existir diferencia de potencial entre la tierra de la subestación y el punto de la falla. Si este fuera el caso, el voltaje en el punto de la falla debería permanecer a potencial cero y en los pararrayos conectados a las otras dos fases no debe haber cambio en el voltaje. La tierra, sin embargo, no es perfecta y alguna elevación va a ocurrir. Para este tipo de sistema, la elevación asociada con una falla simple línea tierra es considerada como de un 25%. En consecuencia, los pararrayos en las fases B y C varían aproximadamente 1.25 pu a través de sus terminales para esta condición.

Los voltajes nominales de pararrayos con descargadores seleccionados para un sistema con neutro multiaterrizado y con conductores desnudos es igual o mayor al voltaje nominal línea tierra multiplicado por el producto del factor de regulación (1.05) y el factor de elevación de voltaje 1.2.

$$V_{np} = V_{nL-T} \times 1.05 \times 1.20 \quad (13.5)$$

Esto es equivalente a 1.25 veces el voltaje nominal línea tierra del sistema.

Para un pararrayos tipo MOV este voltaje es comparado con el TOV nominal del MOV. Puesto que el pararrayos MOV es más sensible a tierras pobres, a la regulación mala y a la reducida saturación algunas veces encontradas en los nuevos transformadores, se recomienda generalmente un factor de 1.35 para MOV'S.

## RESUMEN DE ESTAS Y OTRAS RECOMENDACIONES

### Para sistemas multiterrizados en Y, conductores desnudos.

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos explosores} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,25 \quad (13.6)$$

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos MOV} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,35 \quad (13.7)$$

### Para sistemas en $\Delta$ , pararrayos con explosores o MOV

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,73 \quad (13.8)$$

### Para sistemas SPACER CABLE (Cables agrupados)

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,5 \quad (13.9)$$

### Para sistemas Y uniterrizados

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1.4 \quad (13.10)$$

La dificultad ahora es determinar la duración del TOV. Si se asume que la duración máxima de la falla es 300 s, luego el sobrevoltaje máximo temporal del sistema es 1.025 pu del ciclo de trabajo nominal o 1.3 pu del MCOV puesto que el ciclo de trabajo nominal es aproximadamente 19% mas alto que el MCOV.

Un ejemplo de cálculos para determinar el voltaje nominal del pararrayos es mostrado en la tabla 13.5.

#### 13.5.3 Selección.

Como se ha observado, los voltajes nominales de pararrayos para sistemas de 4 hilos multiterrizados tienden a ser determinados por el MCOV, mientras los sistemas menos efectivamente aterrizados tienden a determinarse usando el TOV. Un resumen de los voltajes nominales recomendados para pararrayos en sistemas de varios voltajes y prácticas de aterrizajes y duraciones de falla < 300 s, son mostrados en la tabla 13.6.

#### 13.5.4 Consideraciones en las aplicaciones de MOVs

La selección de un pararrayos MOV esta previamente basada en el MCOV que es aplicado al pararrayos en servicio (línea tierra). Para pararrayos en sistemas eléctricamente puestos a tierra, este es normalmente el máximo voltaje línea – tierra, (por ejemplo un sistema a 13.8 kV, el voltaje máximo de estado estable línea – tierra es calculado como  $\frac{1,05 \times 13,8}{\sqrt{3}} = 8,37 \text{ kV}$  .

**TABLA 13.5.** Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos.

Voltaje del sistema kV	Sistema de puesta a tierra	Factor de multiplicación	$V_{\text{máx L - T}}$ kV	MCOV mínimo requerido *	Ciclo nominal de trabajo de pararrayos	MCOV real del pararrayos
13.2	Multiaterrizado	1.35	10.3	7.9	10	8.4
13.8	Multiaterrizado	1.35	10.76	8.3	10	8.4
34.5	Multiaterrizado	1.35	26.9	26.7	27	22
34.5	Δ	1.82	36.25	27.9	36	29
34.5	Spacer	15	29.9	23	30	24
34.5	Uniaterrizado	1.4	27.8	21.4	27	22

**TABLA 13.6.** Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo)\*

Voltaje del sistema	4 hilos multiaterrizado	Δ	Uniaterrizado	Spacer
13.2	10	15	10	12
13.8	12	15	12	12
34.5	27	36	27	30

\* Voltaje nominal basado en duraciones de falla menores de 300 segundos.

Para un sistema no aterrizado mediante impedancia, el MCOV debería ser al menos el 90% del voltaje máximo fase – fase.

Otras consideraciones en la aplicación de MOV son las condiciones temporales en el sistema de distribución que elevan el voltaje tales como una falla línea – tierra. El MOV tiene curvas de sobrevoltaje temporal, las cuales deben ser consideradas para las siguientes condiciones.

#### 13.5.4.1 Regulación de voltaje.

Las normas de voltaje establecen un límite no mayor que el 5% sobre el nominal. Estas normas sin embargo, no limitan la fluctuación de voltaje hacia afuera del alimentador. Por ejemplo, un estudio de la EPRI mostró que el voltaje de la subestación puede ser tan alto como 17% sobre el nominal (el promedio fue del 7%) con el voltaje promedio de la subestación, los voltajes fuera en el alimentador son generalmente no mayores al 5% sobre el nominal.

Se sospecha que la operación de capacitores durante baja carga del sistema o que ajustes inapropiados de los reguladores de voltaje están resultando en voltajes del sistema 10% arriba del nominal o aun mas altos sin el conocimiento de la empresa de energía. La principal preocupación considerando estos cuasi sobrevoltajes de estado estable es que la estabilidad a largo plazo de los elementos valvulares de óxido metálico esta normalmente demostrada.

#### 13.5.4.2 Ferroresonancia.

Niveles de voltaje más altos, líneas largas y cables subterráneos son susceptibles cuando ocurre la ferroresonancia, no siempre resulta en falla de un componente. Esto es debido en parte al hecho de que los sobrevoltajes pueden ser bastante bajos y la condición no puede durar más de unos pocos segundos. Por ejemplo, al cerrar o abrir un suiche. La mayoría de los sobrevoltajes de ferroresonancia están en el rango de 1.5 a 2.0 pu.

Y como se anotó antes, la descarga disruptiva de frecuencia del potencia del pararrayos del Carburo de Silicio con explosores es usualmente de 2 a 2.4 pu. El efecto de la ferroresonancia puede luego ser ignorado en muchos casos, puesto que el voltaje de descarga disruptiva del pararrayos es raramente excedido. De otro lado como el pararrayos de Oxido Metálico no tiene explosores y conducen corriente en función del voltaje aplicado, hará un esfuerzo no exitoso para reducir los sobrevoltajes de ferroresonancia.

La corriente conducida por un pararrayos de distribución de oxido metálico a 2 pu puede ser superior a unos pocos cientos de amperios; dependiendo de la impedancia del sistema y el pararrayos puede fallar a menos que sean tomados para limitar la posible duración de los sobrevoltajes.

#### 13.5.4.3 Cogeneración.

Los sobrevoltajes pueden ocurrir en muchos circuitos principalmente a causa de problemas asociados con aplicación y operación de relés. Por ejemplo, los cogeneradores están con frecuencia interconectados al sistema de distribución primario por medio de un transformador conectado en  $\Delta$ . Esta conexión utiliza solamente 3 hilos de un sistema estándar de 4 hilos. Durante una falla a tierra del alimentador, el interruptor del alimentador abrirá para separar la sección fallada del sistema pero a causa de la conexión  $\Delta$ , la protección de sobrecorriente del cogenerador no operará. Después de algún retraso el relé de baja frecuencia y de bajo voltaje del cogenerador operará para desconectarlo de la sección fallada. Durante el periodo del tiempo entre la operación del interruptor del alimentador y la separación del cogenerador, la sección de 4 hilos fallada opera a medida que el sistema de 3 hilos y los voltajes línea tierra en las fases no falladas pueden alcanzar 1.73 pu.

Este sobrevoltaje puede no tener efecto en pararrayos con explosores pero el pararrayos de óxido metálico en este alimentador conducirá corriente durante el sobrevoltaje. Si el voltaje es alto, el pararrayos de óxido metálico fallará a menos que la duración del sobrevoltaje sea corta.

#### 13.5.4.4 Fallas línea - tierra.

La selección del voltaje nominal del pararrayos de distribución de carburo de silicio esta basado en la experiencia y en los valores calculados de sobrevoltaje en las fases no falladas de un circuito  $3\phi$  durante una falla a tierra de una fase.

La regla de aplicación más comúnmente usada para sistemas de 4 hilos con neutro multiaterrizado es que el voltaje nominal del pararrayos sea  $\geq V_{LN \text{ nominal}} \times 1,05 \times 1,2$  la cual es la máxima elevación de voltaje en las fases no falladas de un circuito cargado.

Esto es equivalente a  $1,25 V_{LN \text{ nominal}}$  del sistema .

Esta regla es muy conservativa para pararrayos de carburo de silicio, ya que el voltaje máximo calculado es igual al voltaje nominal del pararrayos y la descarga disruptiva del pararrayos esta excediendo el voltaje nominal; por lo tanto, otro transitorio debe ser sobreimpuesto para causar descarga disruptiva durante el corto tiempo que el voltaje exista. Además, los pararrayos de carburo de silicio tolerarán al menos unas pocas operaciones a sobrevoltajes tan altos como  $1,2 \times 1,5 \times V_{LN \text{ nominal}}$ .

Por estas razones, la regla de aplicación dada ha sido satisfactoria para pararrayos de carburo de silicio aun para muchos sistemas de distribución que no son efectivamente puestos a tierra. Fallos de algunos pararrayos de óxido metálico están siendo experimentados con fallas parecidas a los sobrevoltajes que exceden la capacidad temporal de sobrevoltaje. Es necesario tener en cuenta factores tales como el calibre del conductor de tierra, el espaciamiento de las varillas de tierra, la resistencia de las fallas, la resistividad de tierra y la impedancia del sistema. Algunas compañías están usando un factor de 1.35 en lugar del 1.25 para acomodarse a esto.

## 13.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

### 13.6.1 Márgenes para equipo de redes aéreas

Es importante notar que la aplicación de los pararrayos para transmisión y distribución es diferente. En transmisión, la descarga atmosférica es de interés secundario en la aplicación de pararrayos. El interés principal es la sobretension por suicheo.

En un circuito de distribución, sin embargo, el relativo bajo voltaje y las líneas cortas tienden a hacer que las sobretensiones por suicheo sean mínimas y consecuentemente, la descarga atmosférica es de importancia primaria. Las tablas 13.7 y 13.8 muestran las características típicas de los pararrayos de distribución.

**TABLA 13.7.** Características de los pararrayos de distribución de carburo de silicio.

Voltaje nominal pararrayos kVrms	Descarga disruptiva máx fuente de onda kV típico		Voltaje máximo de descarga kV pico con impulso de corriente indicado de 8x20 $\mu$ s		
	Con desconectador	Explosores externos	500 A	10.000 A	20.000 A
3	14.5	31	11	12	13.5
6	28	51	22	24	27
9	39	64	33	36	40
10	43	64	33	36	40
12	54	77	44	48	54
15	63	91	50	54	61
18	75	105	61	66	74
21	89		72	78	88
27	98		87	96	107

**TABLA 13.8.** Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado)

Voltaje nominal	MCOV	nivel de protección de fuente de onda *	Voltaje máximo de descarga onda de corriente de 8x20 µs		
			kV rms	5 kA	10 kA
3	2.55	10.7	9.2	10.0	11.3
6	5.10	21.4	18.4	20.0	22.5
9	7.65	32.1	27.5	30.0	33.8
10	8.40	35.3	30.3	33.0	37.2
12	10.2	42.8	36.7	40.0	45.0
15	12.7	53.5	49.5	50.0	56.3
18	15.3	64.2	55.1	60.0	67.6
21	17.0	74.9	64.3	70.0	78.8
24	19.5	84.3	72.3	78.8	88.7
27	22.0	95.2	81.7	89.0	100.2
30	24.4	105.9	90.9	99.0	111.5
36	30.4	124.8	107.0	116.6	131.3

\* basado en un impulso de corriente que resulta en voltaje de descarga que alcanza la cresta en 0.5 µs

Como puede verse, las características de protección son mostradas para el frente de onda de la descarga disruptiva y para las descargas IR, pero no para ondas de impulso de conmutación (como se muestra para pararrayos de transmisión más grandes).

Las dos características de protección normalmente usadas para coordinación de aislamiento son:

### 13.6.1.1 Frente de onda de la descarga disruptiva.

Esto es lo primero que le ocurre al pararrayos con explosores (carburo de silicio), la descarga disruptiva. Es comparada con las características de aislamiento del equipo de frente de onda rápido tales como el nivel de aislamiento para ondas cortadas del transformador. Un pararrayos MOV no tiene explosores pero tiene una descarga disruptiva equivalente como se muestra en la tabla 13.8.

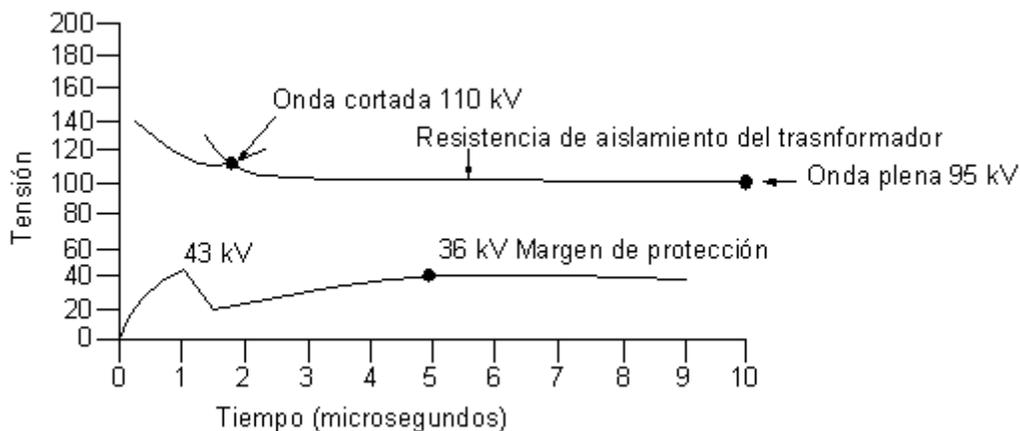
### Descarga IR a 10 kA

Después de la descarga disruptiva del pararrayos sobre el explosor, la corriente del rayo descarga a través del bloque. Las normas recomiendan que el nivel de descarga de 10 kA sea usado para propósitos de coordinación. Muchas empresas de energía, sin embargo, usan un nivel de descarga de 20 kA para ganar algún margen adicional (las características de descarga alrededor del MOV son muy similares tal que el margen de cálculo es virtualmente idéntico).

Los equipos de distribución están normalmente definidos para 15 kV, 25 kV, etc. Las empresas de energía usan equipos que operan en la clase 15 kV. Un transformador de distribución clase 15 kV esta definido por las siguientes características de aislamiento.

- 60 Hz, tensión resistente a 1 minuto = 36 kV
- onda cortada (de corto tiempo) = 110 kV a 1.87 μs.
- BIL = 95 kV.

Se resumen estas características en la figura 13.12.



**FIGURA 13.12.** Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento.

Asumiendo un sistema de 12470 V multiterrizado (7200 V línea tierra) se puede seleccionar el voltaje nominal del pararrayos basado en las reglas ya indicadas; pararrayos de 9 kV de carburo de silicio o MOV.

De las tablas 13.7 y 13.8 se puede ver que el pararrayos de carburo de silicio de 9 kV tiene una tensión disruptiva de 39 kV y una descarga IR a 10 kA de 36 kV, lo cual se dibuja como la curva inferior de la figura 13.2.

Las normas recomiendan márgenes del 20 % calculados por la formula:

$$\text{Margen} = \frac{\text{Aislamiento resistente} - \text{Nivel de protección}}{\text{Nivel de protección}} = 100 \quad (13.11)$$

Dos márgenes son calculados, uno para la onda cortada y otro para la onda plena (BIL) de un transformador. Estos cálculos son:

$$\% \text{ Margen} = \frac{110 - 39}{39} \times 100 = 182 \% \text{ (onda cortada)}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{95 - 36}{36} \times 100 = 164 \% \text{ (BIL)}$$

Como puede verse, estos márgenes (182% y 164%) son mucho mayores al recomendado del 20% y como consecuencia muestran buena protección práctica. Si se fuera a usar un pararrayos MOV simplemente se puede usar la tensión disruptiva equivalente o comparar solamente la descarga IR y el BIL puesto que este es el margen más bajo. Las márgenes serian similares.

### 13.6.2 Márgenes para equipo subterráneo.

Si el sistema es subterráneo, lo que preocupa ahora es el fenómeno de las ondas viajeras y en consecuencia la duplicación de los impulsos de voltaje en un punto abierto. Por ejemplo, se muestra en la figura 13.13 el diseño de un sistema residencial subterráneo típico.

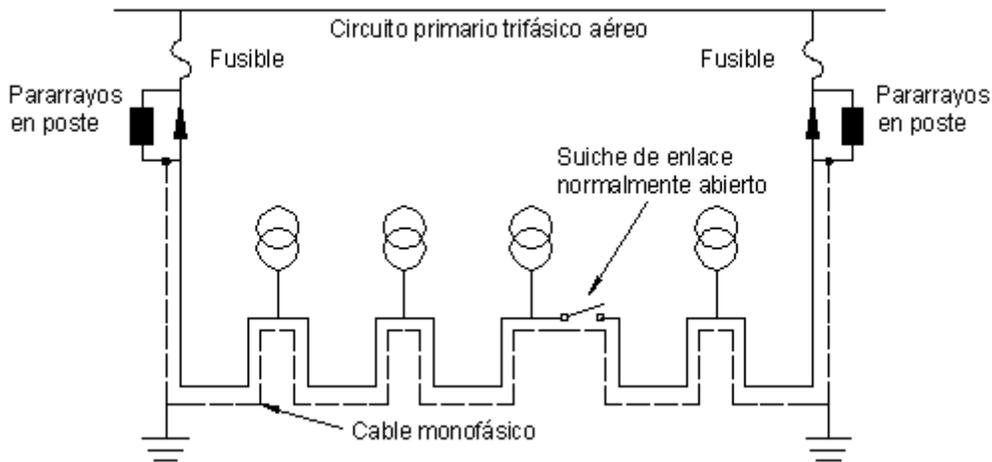


FIGURA 13.13. Lateral subterráneo.

Una descarga que entra al cable viajará hasta el punto abierto donde el voltaje se duplicará como se muestra en la figura 13.14 y comienza su camino de regreso.

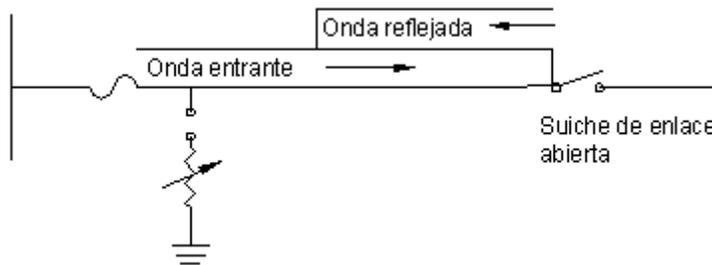


FIGURA 13.14. Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto.

La onda reflejada más la onda de entrada impone aproximadamente 2 veces el voltaje normal sobre todo el cable y sobre todo el equipo conectado a él. Por ejemplo, si se tiene un pararrayos con un nivel de descarga de 36 kV (considerando solo el margen de BIL), se puede ahora esperar que se vean 72 kV impuestos alrededor del aislamiento de este equipo. El nuevo margen se calcularía como sigue:

$$\% \text{ Margen} = \frac{95 - 72}{72} \times 100 = 32 \%$$

Como el % margen es mayor que el recomendado (20%) no se anticipará ningún problema. Sin embargo, es bien conocido para muchas empresas de energía que fallas de impulso a este voltaje ocurren. Márgenes similares pueden calcularse para otras clases de voltajes y se muestran en la tabla 13.9.

**TABLA 13.9.** Cálculo de márgenes para otros voltajes

Voltaje sistema de distribución	BIL	Voltaje nominal pararrayos	IR a 10 kA	% Margén aéreo	% Margén subterráneo
12470	95	9	36	164	32
24940	125	18	66	89	-5
34500	150	27	96	58	-22

Como puede verse, los sistemas subterráneos que solamente pueden ser protegidos usando un pararrayos estándar de clase distribución son de 15 kV o menos. A 34.5 kV y 25 kV los márgenes son realmente negativos. Las recomendaciones generales a niveles de alto voltaje son:

- Usar un pararrayos en poste elevado (clase intermedio o estación).
- Colocar un pararrayos en el puesto abierto.

El uso del pararrayos clase intermedia en el poste puede crear ligeramente más margen pero usualmente no es suficiente para mantener el nivel recomendado del 20%. Los pararrayos del punto de enlace abierto no previenen totalmente que se duplique la tensión pero son aun muy efectivos para incrementar el margen.

En sistemas subterráneos de 25 kV, muchas empresas de energía aun usan protección solamente en el poste pero colocan un pararrayos tipo intermedio (IR=55 kV) que proporciona un margen de aproximadamente 14% y aparentemente lo considera suficientemente ajustado. En los sistemas de 34.5 kV muchas empresas de energía están ahora colocando una protección en el punto de enlace abierto y asumen que a pesar de la característica del pararrayos o tipo de instalación hay mucho margen ya que no hay duplicación de tensión.

### 13.6.3 Factores que afectan los márgenes.

Ningún voltaje de disrupcion de pararrayos ni el BIL de los equipos son constantes. Se revisarán ahora algunos aspectos que reducen los márgenes.

#### 13.6.3.1 Rata de elevación / características de los pararrayos.

La descarga IR de un pararrayos se encuentra usando la onda de impulso estándar de 8x20  $\mu$ s. Esta onda ha sido usada por muchos años y ha sido considerada como representativa para descargas atmosféricas, los datos experimentales han indicado que los tiempos del frente de onda reales son mucho más rápidos. Los tiempos de frente de onda de 2  $\mu$ s o menos no son inusuales.

Un tiempo de cresta de  $1 \mu\text{s}$  ocurriría el 17% de las veces. Si una onda con este tiempo de elevación incide en un pararrayos, la descarga disruptiva y la IR del pararrayos cambiará los valores publicados para una onda estándar de  $8 \times 20 \mu\text{s}$ .

Se ha llegado a concluir que la característica IR de un pararrayos de carburo de silicio se incrementa aproximadamente el 30% y para un MOV el 10%. Esta es una de las principales desventajas del MOV con respecto al de Carburo de Silicio.

### 13.6.3.2 Longitud del conductor.

Se refiere a la longitud del cable desde el conductor fase de la línea hasta el terminal superior del pararrayos y la pantalla metálica del cable subterráneo. Estos conductores producen una caída de voltaje debido a la rata de elevación de la corriente que pasa a través de su inductancia y sumada a la caída IR a través del pararrayos a fin de establecer la magnitud total del voltaje de descarga impuesto en el sistema.

Se ha establecido ultimamente los años que la caída es de aproximadamente 2 kV por pie basado en la inductancia del conductor de  $0.4 \mu\text{H}$  por pie a 40 kA y a una rata promedio de elevación de 5 kA por  $\mu\text{s}$ .

Hace algún tiempo se realizaron pruebas usando conductores de prueba de 7.5 pies y una corriente de solo 9.5 kA pico y con una onda de  $2.6 \times 8 \mu\text{s}$  mostrando que el voltaje que aparece alrededor del conductor es de 24.6 kV o sea 3.28 kV por pie. No siempre se entiende que la rata inicial de elevación de corriente es usualmente mucho más rápida que la rata promedio. Aun asumiendo que el frente de onda es senoidal la rata inicial de elevación llegó a ser 1.57 (corriente de cresta/tiempo de cresta).

La figura 13.15 muestra el voltaje del pararrayos por pie del conductor para varias corrientes y tiempos de cresta, asumiendo una corriente senoidal y una inductancia del conductor de  $0.4 \mu\text{H}$ /pie.

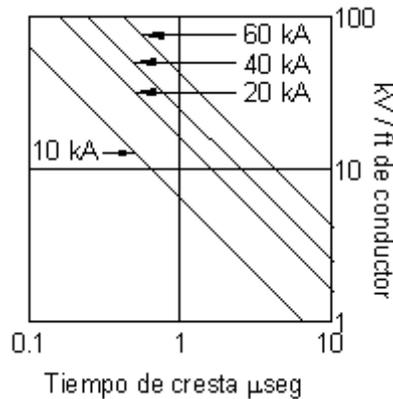
Mientras las normas ANSI no señalan que voltaje de descarga del pararrayos sería considerado como el total del IR del pararrayos y el voltaje del conductor, es raro cuando los márgenes calculados para protección subterránea incluyen esto. También la norma C62.2-1981 sugiere que el voltaje aceptable por pie del conductor es de 1.6 kV/pie, el cual puede ser considerado bajo.

### 13.6.3.3 Deterioro del BIL.

El deterioro del BIL en transformadores y cables ha recibido considerable atención en años recientes principalmente debido a ratas de fallas mucho más altas que las esperadas. Hace más de 2 décadas se estudio el efecto del envejecimiento y carga en el BIL de un transformador de distribución. Las unidades probadas de muchos fabricantes era de 25 kVA con BIL de 95 kV pico, a  $65^\circ\text{C}$  de elevación de temperatura del sistema de aislamiento.

Algunas de las conclusiones de este estudio son las siguientes:

- Casi el 50% de las unidades envejecidas fallaron por debajo del nivel de 95 kV.
- El envejecimiento y el BIL inicial a carga reducida a un 64% en promedio.



**FIGURA 13.15.** Voltaje vs Longitud de conductor.

#### 13.6.3.4 Reflexiones.

Las reflexiones en el punto abierto pueden reducirse usando pararrayos en el enlace abierto pero no son eliminadas. Los estudios indican que el voltaje máximo que puede ser visto en un cable subterráneo usando pararrayos de carburo de silicio en el poste inicial y protección en el enlace abierto es igual a la descarga  $IR + 1/2$  (tensión de disrupcion).

Como la tensión disruptiva (S.O) es aproximadamente igual a  $IR$  a 10 kA, el voltaje máximo es aproximadamente el 150% de  $IR$ . La idea inicial fue que los MOVs sin tensión de disrupcion eliminaría este problema. Este no es el caso. Estudios realizados con MOVs en el punto abierto indican que las reflexiones con picos de aproximadamente 130% de  $IR$  son típicos.

#### 13.6.3.5 Otros.

Existen muchas otras áreas que también contribuyen a la incertidumbre del nivel de protección. Por ejemplo, mientras la mayoría de las empresas de energía calculan los márgenes basados en una corriente de descarga de 10 kA y las más conservativas con una corriente de descarga de 20 kA, hay ciertamente una evidencia considerable para sugerir que las corrientes de descarga pueden ser considerablemente más altas. También, el efecto de la polaridad de voltaje del sistema, la efectividad del sistema de puesta a tierra, derivaciones múltiples, etc., pueden todos tener un mayor efecto en los márgenes de protección.

### 13.6.4 Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes.

El uso actual de un margen de protección del 20 % no direcciona adecuadamente todos los factores discutidos. Como la descarga atmosférica es una variable, así también lo son los grados de protección dados a los equipos de la empresa de energía. Es posible y necesario, sin embargo, direccionar los aspectos como las características de variación del pararrayos, longitud del conductor, deterioro del BIL, reflexiones, magnitudes, etc, y definir si estos factores pueden todos razonablemente ser tenidos en cuenta dentro de ese 20%. Mientras que las guías mencionan muchos de los ítems discutidos, ellos no son claros así como los métodos de cuantificación de sus efectos.

La tabla 13.10 es un intento por colocar valores a varios grados de importancia. Por ejemplo, un sistema de 13.2 kV localizado en un área de bajo nivel isocerámico y con una tasa de fallas históricamente baja puede acomodarse en la categoría de importancia pequeña. Un sistema de 34.5 kV en un área de alto nivel isocerámico y que experimenta una tasa de fallas alta, puede acomodarse en la categoría de importancia extrema.

**TABLA 13.10.** Cambio en las características del BIL del pararrayos.

Categoría de importancia	Cambio en las características del pararrayos rata de elevación	Caída de voltaje del conductor kV	Deterioro del BIL	Coefficiente de reflexión del pararrayos del enlace abierto MOV
Pequeña	5%	3.2	-10%	1.3
Moderada	10%	8	-20%	1.3
Externa	15%	24 *	-30%	1.3

\* 6 pies a 4 kV / pie = 24 kV.

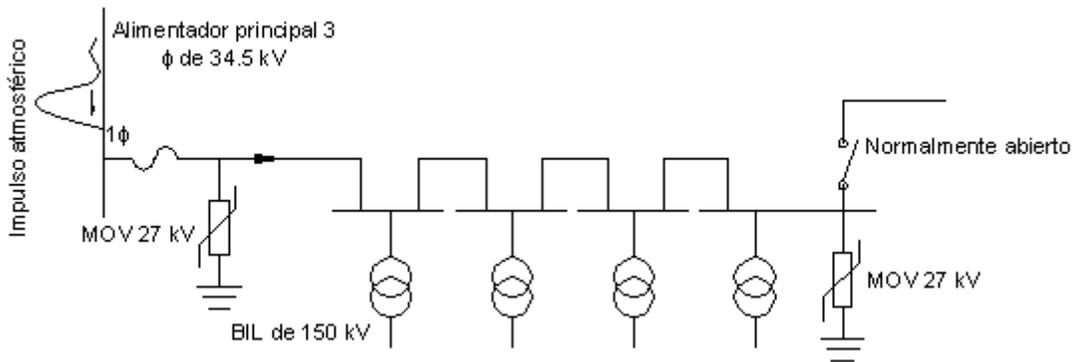
### EJEMPLO

Supóngase que se desea proteger un sistema subterráneo de 34.5 kV de 4 hilos multiaterrizado usando pararrayos MOV clase distribución de 27 kV en el poste inicial y en el punto de enlace abierto. La figura 13.16 ilustra el sistema. Algunos parámetros estándar usados en el cálculo del margen de protección son los siguientes:

BIL = 150 kV

IR a 20 kA = 100 kV

Caída de voltaje en el conductor = 6,4 kV (4 ft de cond a 1.6 kV/ ft)



**FIGURA 13.16.** Derivación lateral subterráneo de 34.5 kV.

El método de cálculo del margen más común se considera asumiendo que el pararrayos del enlace abierto previene el doblaje y la caída de voltaje en el conductor es mínima. El calculo será el siguiente:

$$\% \text{ Margen} = \frac{\text{BIL} - \text{IR}}{\text{IR}} = 100\% = \frac{150 - 100}{100} \times 100 = 50 \%$$

Este margen es por supuesto casi el doble del valor de la guía y puede interpretarse como que proporciona un muy buen nivel de protección.

La guía ANSI sugiere que la caída de tensión a considerar en los conductores hace parte de la descarga IR. Si esto se da, el nuevo margen puede calcularse como sigue:

$$\% \text{ Margen} = \frac{150 - (100 + 64)}{100 + 64} \times 100 = 41 \%$$

Así, como puede verse, los métodos comúnmente usados producen un margen que parecen proporcionar márgenes muy adecuados de protección.

Si, sin embargo, se consideran los ítems ilustrados en la tabla 13.10, se puede ver porque los márgenes asumidos pueden ser también optimistas si se aplican los factores de los 3 niveles de importancia, se calculan los siguientes márgenes.

- Importancia pequeña

$$\text{BIL nuevo} = 150 \times 0,9 = 135 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(100 \times 1,05 + 3,2) = 141 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{135 - 141}{141} \times 100 = -4 \%$$

- Importancia moderada

$$BIL \text{ nuevo} = 150 \times 0,8 = 120 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(100 \times 1,10 + 8) = 153 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{120 - 153}{153} \times 100 = -22 \%$$

- Importancia extrema

$$BIL \text{ nuevo} = 150 \times 0,7 = 105 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(109 \times 1,15 + 24) = 181 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{105 - 181}{181} \times 100 = -42 \%$$

### 13.6.5 Efecto de las ondas viajeras.

La sección previa trata las condiciones que son ampliamente discutidas y generalmente aceptadas como condiciones en una completa evaluación de la coordinación de aislamiento. Existen otros ítems que resultan del hecho de que la descarga atmosférica es una onda viajera completa, que un buen ingeniero de protecciones debe entender que puede explicar la causa de algunas fallas donde se pensaba que la protección era la adecuada.

La figura 13.17 muestra un sistema de 12.47 kV con una derivación lateral subterránea de 400 m.

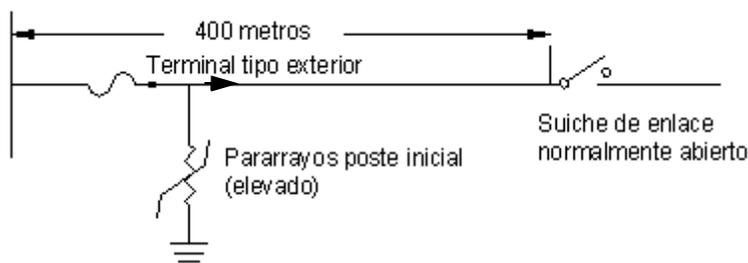


FIGURA 13.17. Derivación lateral subterránea de 12.47 kV.

Como se mostró previamente, la protección de sobrevoltaje de este sistema es normalmente considerada como adecuada por la mayoría de las empresas de energía con el uso de un pararrayos en un poste elevado.

Estos pararrayos tienen mejores características que los pararrayos tipo distribución y como tal dan mayores márgenes, esto por supuesto, tiende a soportar el argumento de que es necesario un pararrayos.

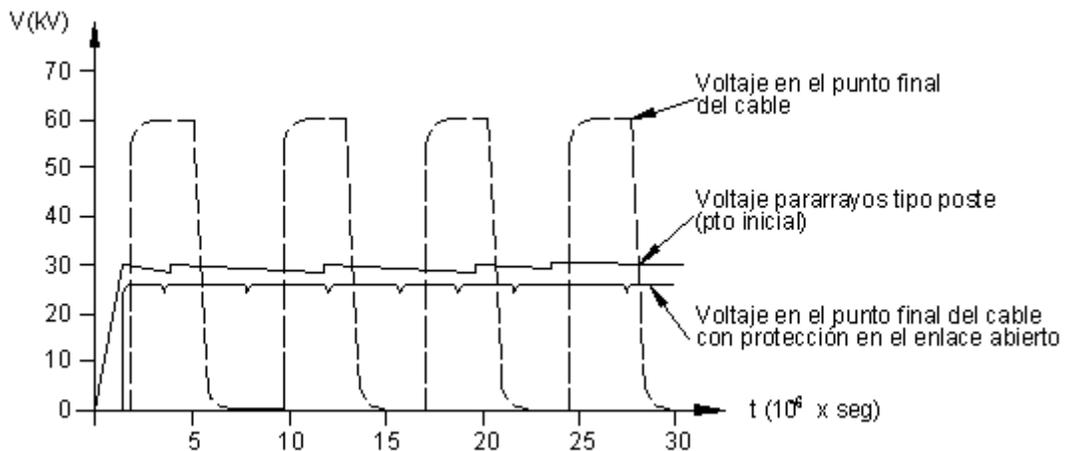
Las condiciones del sistema, las formas de onda de la descarga atmosférica, y el hecho de que la descarga es una onda viajera complica cualquier análisis, agregando a esto el hecho de que el pararrayos no es perfecto pues pocos sistemas subterráneos tienen adecuada protección.

Los siguientes son algunos ejemplos de fenómenos de ondas viajeras que disminuyen el margen de protección. Para todos los ejemplos una onda de impulso de  $1 \times 20 \mu s$  es usada en la simulación puesto que es mucho más representativa de la descarga real que la onda estándar de  $8 \times 20 \mu s$ . El pararrayos del poste elevado tiene un voltaje de descarga IR de 30 kV para una corriente de descarga de 10 kA.

## 13.7 ONDAS VIAJERAS

### 13.7.1 Duplicación de voltaje.

La figura 13.18 muestra el voltaje de descarga de un pararrayos de 9 kV tipo poste. La descarga IR es igual a 30 kV aproximadamente y a descarga dc. Esta forma de onda se propaga a lo largo de los 400 m del cable y es reflejado en el punto de enlace abierto causando una duplicación de voltaje a 60 kV como se puede observar en la misma figura.



**FIGURA 13.18.** Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con pararrayos tipo poste en el inicio.

Esta duplicación del voltaje de descarga permitirá un margen de aproximadamente el 58% si algunas de las consideraciones como el deterioro del BIL, la longitud del conductor del pararrayos, etc, son ignoradas.

La adición de un pararrayos en el enlace abierto a este sistema previene que se duplique el voltaje en el enlace abierto como puede verse en la figura 13.18. Mientras que esta forma de protección es muy efectiva en el punto abierto no previene todas las reflexiones. La figura 13.19 muestra el voltaje en el punto medio del cable para esta condición. Como puede verse, las ondas positivas son reflejadas hacia atrás, las cuales se suman al voltaje de entrada y producen un voltaje máximo de 40 kV aproximadamente o sea un margen del 137%.

### 13.7.2 Carga negativa atrapada.

Si una descarga positiva impacta una línea de distribución en el tiempo preciso, el voltaje del sistema es a un pico negativo de  $(12.47\sqrt{3}) \times \sqrt{2} = 10.18 \text{ kV}$ , el pararrayos no entra en conducción completa hasta que el impulso de voltaje ha compensado para el voltaje negativo del sistema de 10 kV y el voltaje normal de descarga de 30 kV. El impulso equivalente produce una onda viajera de 40 kV en el poste inicial como se muestra en la figura 13.19.

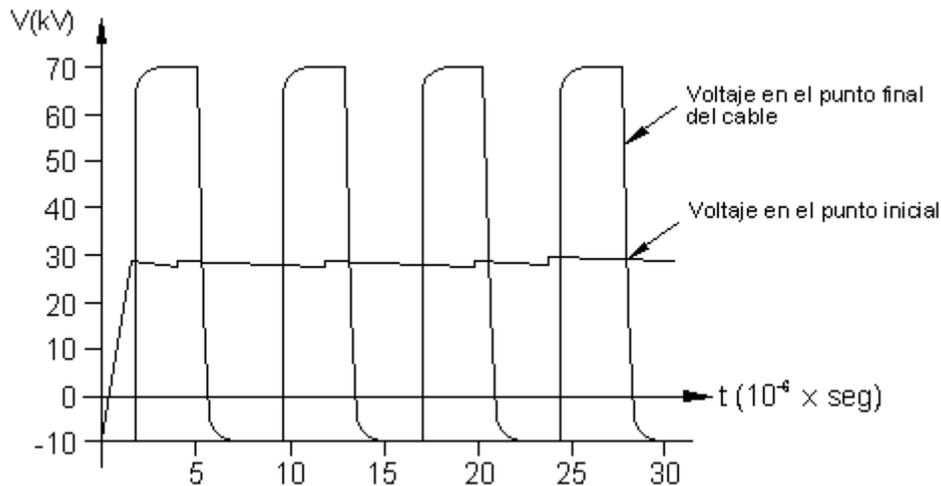


FIGURA 13.19. Voltajes en el punto inicial y en el punto medio.

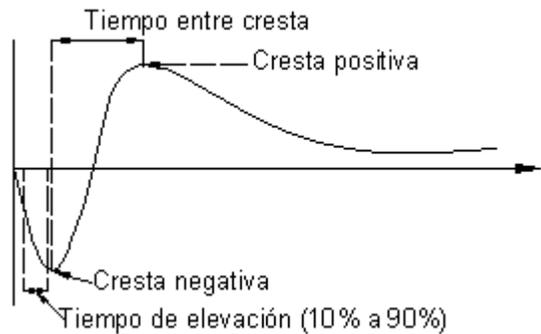
Este voltaje se reflejará en el punto de enlace abierto a aproximadamente 70kV y reduce efectivamente el margen a aproximadamente el 35% mientras se argumentó que este margen es considerablemente más grande que el recomendado del 20%, debería resaltarse que si algunas de las consideraciones previas son incluidas, el margen del 20% no será logrado.

### 13.7.3 Cuadruplicación del voltaje.

Una serie de investigaciones sobre descargas atmosféricas han advertido que mientras la mayoría de los impactos son monopolares, algunos son bipolares como se muestra en la figura 13.20.

---

El artículo de Phil Barker denominado “Voltage Quadrupling on UD Cable” fue el primero en señalar que si el aumento de ocurrencia de la onda bipolar y la longitud del cable fueran correctos, la cuadruplicación del voltaje puede ocurrir.



**FIGURA 13.20.** Descarga bipolar.

La onda de la figura 13.20 fue simulada y descargada por un pararrayos tipo poste inicial. La figura 13.21 ilustra las características de descarga del pararrayos mostrando el efecto dramático de la no linealidad que el pararrayos tiene sobre la forma de onda viajera entrando al cable. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, es reflejada como una algo más compleja resultando en un voltaje línea neutro de aproximadamente 120 kV (ver figura 13.21) el cual es 25% más grande que el BIL del sistema.

#### 13.7.4 Lateral derivado.

Un lateral derivado es difícil de calcular puesto que el modelo de onda viajera es mucho más complejo. Para este ejemplo, 2 derivaciones fueron agregadas a los 200 m de cable, una de 400 m y la otra de 800 m de longitud, como se muestra en la figura 13.22.

Bajo circunstancias normales, el voltaje del pararrayos (del poste inicial) de 30 kV, sería doblado a 60 kV en el punto abierto. A causa de la interacción más compleja de los 2 puntos abiertos, el voltaje al final de la rama más larga de 800 m alcanzó aproximadamente 80 kV (ver figura 12.23 el cual da un margen menor que el recomendado del 20%).

Los voltajes en el punto de derivación fueron casi de 50 kV mientras que los voltajes al final de la rama más corta fueron tan altos como 60 kV (ver figura 13.23). En tanto que es difícil pronosticar el sobrevoltaje máximo visto en cualquier sistema derivado, se puede asegurar que la filosofía de duplicación típica no debe ser aplicada.

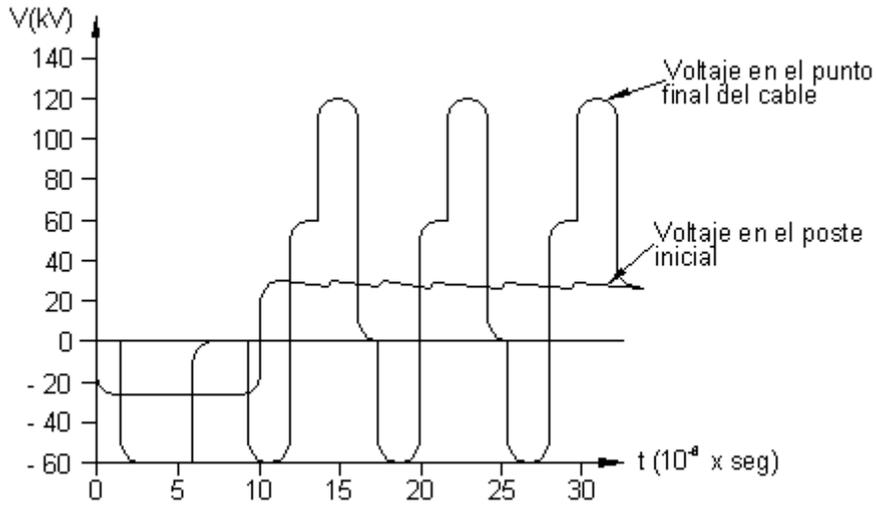


FIGURA 13.21. Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable.

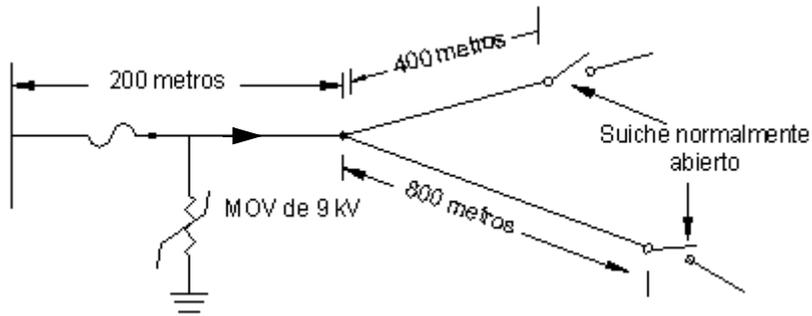
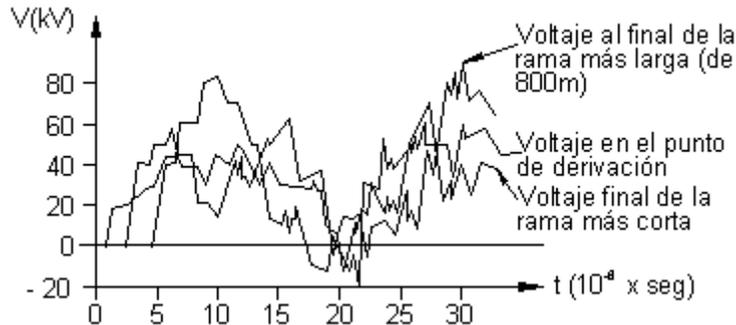


FIGURA 13.22. Lateral derivado.



**FIGURA 13.23.** Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación.

### 13.7.5 Efecto de la longitud del lateral.

Por simplicidad una onda viajera en un cable subterráneo es mostrada como una onda cuadrada o en efecto, una onda que tiene una infinita "rata de elevación". Cuando esta onda alcanza el punto abierto, inmediatamente se duplica. El pararrayos del poste inicial no tiene efecto sobre la prevención de esta duplicación como fue mostrado previamente. Mientras que esta técnica simplifica la explicación de la duplicación de voltaje, ella no cuenta la historia completa si la longitud del cable es relativamente corta.

El frente de la onda en realidad se mira más como una función rampa, toma tiempo para alcanzar su valor máximo. Por ejemplo, la onda estándar  $8 \times 20 \mu\text{s}$  que se muestra en la figura 13.24, toma  $8 \mu\text{s}$  para alcanzar la cresta, mientras esto puede verse como una onda de muy corto tiempo en realidad desde el punto de vista de una onda viajera es una muy larga. Si se asume que la velocidad de la onda viajera es de aproximadamente 50 pies por  $\mu\text{s}$  luego la onda puede estar alcanzando la cresta en aproximadamente 4000 pies. Para cables menores de 2000 pies la longitud, la onda reflejada ya ha retornado antes de que la cresta de la corriente sea descargada en el poste inicial.

El coeficiente de reflexión de la onda de impulso en el punto abierto es positivo puesto que el punto abierto representa una impedancia infinita para la onda. De otro lado, el coeficiente de la onda de impulso en el poste inicial es negativa puesto que el pararrayos en el poste inicial tiene una impedancia más baja que la impedancia que el cable ofrece al impulso. Este coeficiente negativo significa que las ondas reflejadas serán de polaridad opuesta (es decir, las ondas reflejadas positivas llegan a ser ondas reflejadas negativas y viceversa).

La figura 13.25 ilustra la interacción de ondas viajando sobre líneas cortas. Como puede verse, las ondas incidentes entran en el cable. En este punto es pequeña si la operación de cualquier pararrayos se esta llevando a cabo puesto que el nivel de corriente y consecuentemente el nivel de voltaje son aun muy bajos.

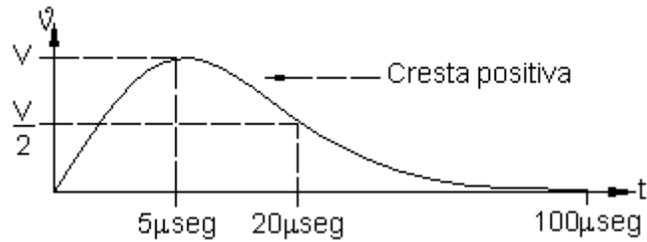


FIGURA 13.24. Onda normalizada de 8 x 20 μ seg.

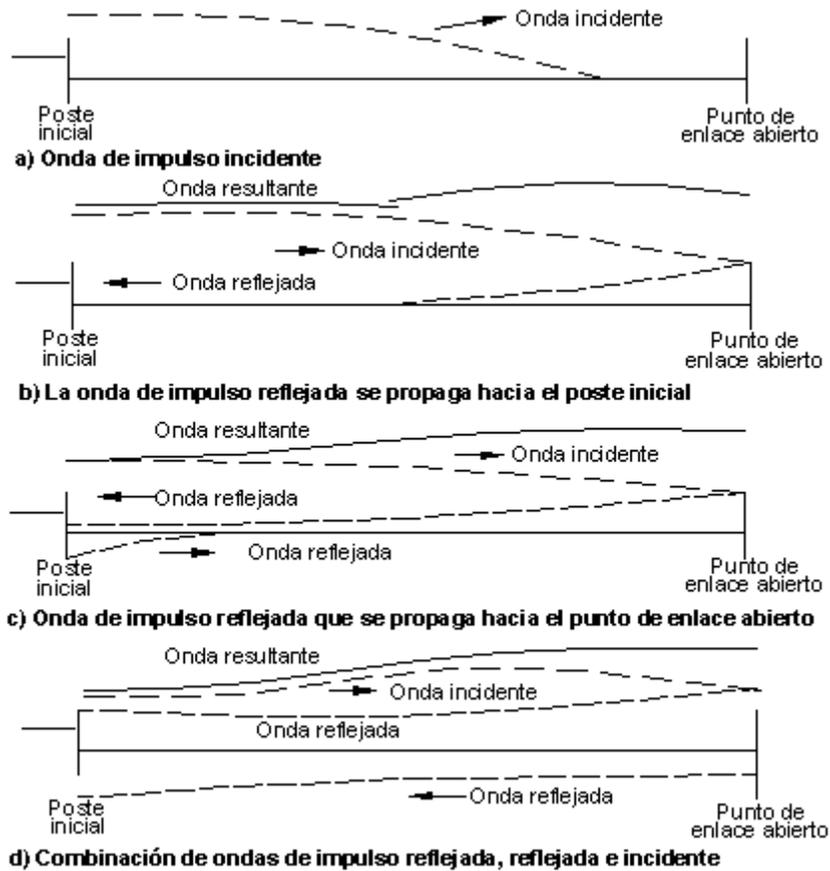


FIGURA 13.25. Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta.

---

La onda incidente es reflejada y se suma a la onda entrante como se muestra en la figura 13.25 (debe notarse que la onda entrante es aun baja en magnitud).

La onda reflejada es ahora rereflejada debido al coeficiente negativo del pararrayos y en efecto más bajos los voltajes en el cable puesto que él es negativo como se muestra en la figura 13.25. El proceso continua a medida que la onda incidente se incrementa en magnitud. El efecto neto sin embargo, es que mientras el voltaje en realidad se incrementa por encima del nivel de descarga del pararrayos, el no es el doble.

Mientras que algunos ingenieros sostienen que debido al fenómeno antes descrito, los cables cortos no necesitan protección en un punto de enlace abierto, esto no puede ser completamente correcto. La onda de  $8 \times 20 \mu\text{s}$  no es realmente representativa de la descarga atmosférica. La descarga atmosférica tiene tasas de elevación mucho más altas y puede esperarse que alcancen la cresta en  $1 \mu\text{s}$  o aun menos. Mientras que un cable de 2000 pies o menos puede ver algún beneficio con una onda de  $8 \times 20 \mu\text{s}$  y ser clasificada como una línea corta, en el mismo cable el efecto de duplicación plena de una onda de  $1 \times 20 \mu\text{s}$  puede ser clasificada como una línea larga.

Simultáneamente se ha mostrado que el cable que tenga 200 pies o menos (para una onda de  $1 \times 20 \mu\text{s}$ ) podría comenzar a ver algún beneficio atribuido a una línea corta.

### **13.7.6 Resumen de las recomendaciones.**

Como se ha demostrado, los factores y consideraciones que afectan los márgenes de protección para redes subterráneas son los siguientes:

- Efecto del potencial de elevación de tierra.
- Rata de elevación de corriente.
- Longitud del conductor del pararrayos.
- Deterioro del BIL debido al envejecimiento.
- Reflexiones (con y sin protección en el punto de enlace abierto).
- Cambios en la descarga IR debido al envejecimiento.
- Formas de onda bipolares.
- Laterales derivados.
- Carga negativa atrapada.

En tanto que no es posible elaborar estos ítems para tener en cuenta todas las situaciones, James J. Búrke después de muchos años de análisis opina que las reglas generales mostradas en la tabla 13.11, para ambas configuraciones (línea radial sin laterales y con laterales derivados) deberían seguirse para una protección adecuada de redes subterráneas.

**TABLA 13.11.** Localización recomendada de pararrayos.

Voltaje	Configuración del alimentador	Localización de pararrayos
15 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial
		Punto de enlace abierto
25 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial
		Punto de enlace abierto
35 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial
		Punto de enlace abierto
		Punto medio
15 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
25 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
35 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación Todos los enlaces abiertos

## 13.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS

### 13.8.1 Aislamiento de línea.

El aislamiento principal para líneas de distribución aéreas es el aire y en las estructuras se usan los dieléctricos sólidos. Si se rompe un dieléctrico (salto de arco) y el arco es desenergizado con un dieléctrico autorecuperable como el aire, el aislamiento se restaura y la línea puede ser reenergizada sin reparación del aislamiento. Con dieléctricos sólidos algunas fallas ocurren y el aislamiento debe ser reparado o reemplazado antes de reenergizar la línea.

Las líneas deben soportarse en las estructuras que tienen aislamiento más débil que el aire. Para maximizar la fortaleza del aislamiento, se usan aisladores de porcelana y de polímeros en conjunto con postes de madera.

El nivel de tensión al cual ocurre la descarga disruptiva en las estructuras de distribución es una función del nivel básico de aislamiento (BIL) de las estructuras. Una descarga directa en la línea de distribución que impacte a no más de 200 pies de una estructura, el arco (disruptivo) ocurrirá en la estructura más cercana al impacto. El arco en varias estructuras a ambos lados del impacto también es común que ocurra.

Mientras que el BIL preciso para las estructuras es obtenido probando las estructuras con un generador de impulsos, la estimación del BIL puede ser hecho. Para líneas de distribución, los valores de arco en seco para impulso son usados y sumados directamente al valor del impulso disruptivo para la madera. El BIL para la madera varía con el tipo de madera pero generalmente se puede asumir de 100 kV por pie en seco. El valor en húmedo es de aproximadamente 75 kV por pie. Para una estructura con aislador de 100 kV de BIL y un espaciado de 3 pies en madera, el BIL sería aproximadamente de 325 kV. El interés principal cuando se

---

diseñan estructuras, es alcanzar un BIL de 300 kV o más para asegurar que solamente los impactos directos a la línea causarán la descarga disruptiva.

Una estructura estándar para 13.2/7.62 kV tiene un BIL de aproximadamente 300 kV. Esta estructura utiliza una cruceta de madera de 8 pies con tirantas (pieamigos) de madera, estas tirantas de madera son importantes para alcanzar el BIL de 300 kV (nótese que si se usan tirantas metálicas, parte del aislamiento de la madera es cortocircuitada resultando un BIL mucho mas bajo).

La meta en el diseño de las estructuras de distribución es la de igualar o de exceder el BIL para esta estructura. En muchas áreas se utilizan estructuras con aisladores tipo poste (sin crucetas) de 20 kV y alcanzar un BIL de aproximadamente 150 kV.

### **13.8.2 Tipos de protección contra descargas atmosféricas.**

#### **13.8.2.1 Sin protección.**

Las líneas de distribución de este tipo tendrán equipo como transformadores, bancos de capacitores, reclosers y reguladores localizados a lo largo de la línea. Este equipo usualmente será protegido por pararrayos, los cuales protegerán el equipo adecuadamente pero tendrán solo un modesto efecto en la rata de descargas disruptivas de la línea misma. El grado de protección sería proporcional a la cantidad de equipo y al numero de pararrayos.

#### **13.8.2.2 Cable guarda (apantallamiento).**

Este tipo de protección es muy usado en las líneas de transmisión. En líneas de distribución es usado ocasionalmente (áreas rurales). Puede servir de neutro si la red es aérea y el aterrizaje se hace a lo largo de la línea. Cuando es instalado adecuadamente, el cable de guarda aéreo interceptara casi todas las descargas atmosféricas que caen en la línea. Esto es efectivo solamente cuando las impedancias de tierra de pies de postes pueden ser mantenidas en un valor bajo.

Ocasionalmente, un impacto terminará en un conductor de fase a causa de una falla del apantallamiento. Las fallas de apantallamiento son una función de la altura medida desde tierra y del ángulo de apantallamiento. Para conductores elevados en sistemas de distribución, las fallas de apantallamiento no se espera que sean un problema si se proporciona un ángulo de apantallamiento menor que 40° o 50°. El ángulo de apantallamiento es el ángulo (medido desde la vertical) desde el cable guarda hasta el conductor de fase.

Básicamente, a medida que el voltaje de impulso entre dos conductores (cable guarda y el conductor de fase más cercano) entra en el rango de rompimiento, pequeñas corrientes de predescarga erupcionan entre los dos conductores. La corriente total alcanza miles de amperios si los conductores son de suficiente longitud y causan un retraso pronunciado en el rompimiento por la reducción del voltaje en la misma forma como un pararrayos limita el voltaje al aparecer una corriente alta. El rompimiento puede aun llevarse a cabo, pero a causa de la reducción en el voltaje por las corrientes de predescarga, este rompimiento puede ocurrir a 5  $\mu$ s o más (el valor clásico es de 1 a 2  $\mu$ s).

En el tiempo medio a causa de este retraso en el rompimiento, las reflexiones tienen oportunidad de llegar desde los postes puestos a tierra más cercanos y reducir el voltaje entre conductores. Una reducción suficiente en el voltaje dentro del tiempo de rompimiento prevendrá una descarga disruptiva (arco) en el punto impactado.

### 13.8.2.3 Pararrayos en la fase superior.

Este tipo de protección no es considerada como efectiva aunque es muy común. La combinación de pararrayos en la fase superior actúa como cable de guarda en el cual la resistencia de puesta a tierra de pie de torre es aumentada por la resistencia del pararrayos. En la figura 13.26 se muestra una línea simplificada que tiene dos conductores aislados. Uno de los conductores (la fase superior esta protegida por un pararrayos).

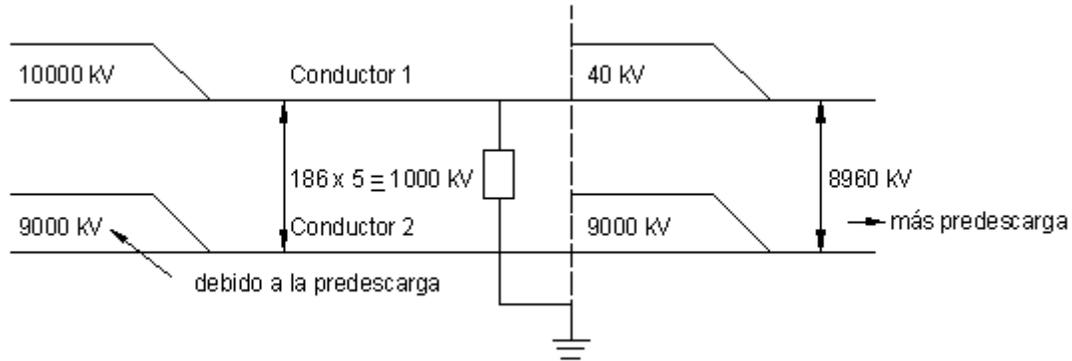


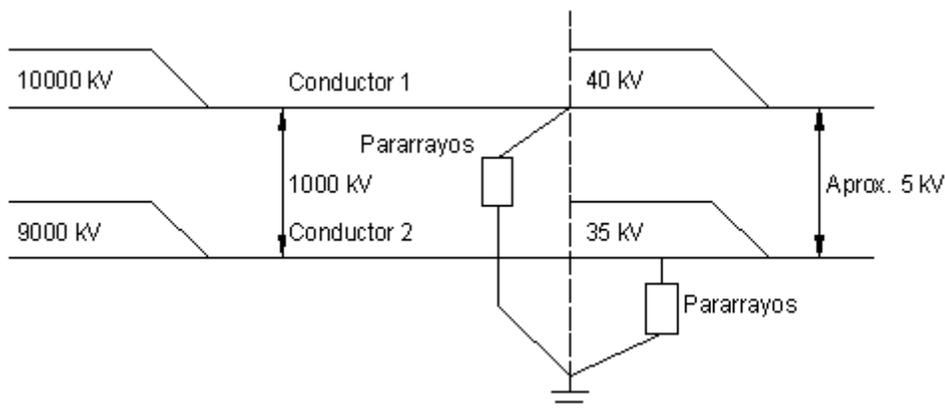
FIGURA 13.26. Sistema de 13.2 kV (pararrayos en la fase superior).

Ahora se asume que una descarga atmosférica impacta la línea. Este impacto causará un voltaje de la misma polaridad en las líneas adyacentes debido a las corrientes de predescarga. El voltaje de predescarga es 186 kV por pie; así, para un espaciamiento de 5 pies se tendría una diferencia aproximada de 1000 kV entre estas 2 líneas. Para este ejemplo, puede asumirse que el voltaje del conductor 2 es de 9000 kV (10000 – 1000) kV. Puesto que la diferencia de voltaje efectivo entre las líneas se ha reducido ahora a 1000 kV debido a la predescarga, existe menos posibilidad de flameo en la línea.

Cuando los 2 impulsos llegan al poste donde la fase superior esta protegida, el pararrayos descargará y reducirá el voltaje de la fase superior a aproximadamente 40 kV para un sistema de 13.2 kV. El voltaje de la fase inferior es aun de 9000 kV así que la diferencia de potencial es ahora de 9000 – 40 o sea 8960 kV, haciendo que la probabilidad de descarga disruptiva sea mayor. Esta situación cambiará con el tiempo a causa de que la predescarga tendrá lugar de nuevo hasta el punto de ubicación del próximo pararrayos donde el proceso se repite por si mismo a un nivel de energía mas bajo.

### 13.8.2.4 Pararrayos en las dos fases.

La figura 13.27 muestra la misma situación con pararrayos en los dos conductores. Aquí se puede ver fácilmente que cuando los impulsos llegan al poste, ambos pararrayos descargarán y los voltajes transmitidos hacia el próximo poste serán muy bajos. Esta situación reduce enormemente la probabilidad de arco (disruptivo).



**FIGURA 13.27.** Sistema de 13.2 kV (pararrayos en las 2 fases).

### 13.8.2.5 Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico)

Las corrientes de predescarga tienen el efecto de reducir la probabilidad de arco en el tramo (entre dos postes contiguos) y de incrementar el esfuerzo de voltaje en los postes con puestas a tierra para los cables de guarda aéreos. Además, se nota que el voltaje en esos postes aparece alrededor del aislamiento de los conductores no involucrados en el impacto. Los pararrayos en todas las fases eliminarían los flameos en los postes que tienen pararrayos, resultando en una reducción significativa en el número total de flameos.

Con pararrayos instalados en todas las fases, sus conexiones de puesta a tierra serían enlazados juntos cerca de la parte superior del poste y a una conexión de tierra común en el pie de los postes. Las ondas de voltaje viajeras serían similares a aquellas vistas en la figura 13.27 (pararrayos en las dos fases). Los pararrayos en todas las fases deben localizarse en el mismo poste para asegurar que las ondas de voltaje se eleven y caigan simultáneamente, minimizando así los esfuerzos de tensión entre conductores.

Es interesante notar que este esquema es inmune a los efectos de las resistencias de pie de poste pobres puesto que en la línea completa se elevará y se caerá el voltaje simultáneamente, y el voltaje del pararrayos que está entre cada conductor y la cima del poste (aproximadamente de 40 kV) será relativamente constante. Esto es a menos que el cable de guarda (apantallamiento) con una alta resistencia de pie de poste pueda causar que este cable guarda tenga un voltaje más alto que el conductor de fase y pueda ocurrir un flameo inverso.

### 13.8.3 Comparación de los esquemas de protección de línea

Hoy es posible evaluar el comportamiento de diseños específicos de línea usando simulaciones en computador que pueden evaluar el efecto de los cables de guarda, pararrayos en cada fase, espaciamento, rata de elevación de la corriente, sistema de puesta a tierra, ubicación del neutro y otros parámetros importantes.

La tabla 13.12 muestra una comparación de algunos de estos parámetros para un sistema de 13.2 kV. Como puede verse, el mejor esquema de protección es el que emplea pararrayos en las 3 fases y el peor es el que tiene un solo pararrayos en la fase superior. El efecto del BIL de la línea también ha sido evaluado y se ilustra que para una protección muy efectiva, un BIL de 300 kV o mayor sin reparar en el esquema utilizado.

**TABLA 13.12.** Comparación de los diferentes parámetros de protección de una línea de distribución.

Parámetros de protección de la línea de distribución	% de impactos de rayo que causan flameo					
	Espaciamiento de las puestas a tierra, f t					
	200	400	600	800	1000	1200
Pararrayos en la fase superior BIL = 300 kV	45	61	68	76	80	84
Cable de guarda aéreo con neutro por debajo BIL = 300 kV	28	45	57	68	74	78
Cable de guarda aéreo BIL = 300 kV	26	44	56	67	68	70
Pararrayos en todas las fases BIL = 100 kV	10	34	48	61	63	66
Pararrayos en todas las fases BIL = 300 kV		1	2	3	4	7

Los tipos de construcción usados y llamados: horizontal, triangular y vertical (o poste), tienen una probabilidad de flameo que es una función del BIL de la línea. La tabla 13.13 ilustra la probabilidad de flameo como una función del BIL de la línea y el espaciamiento de las puestas a tierra (o pararrayos aterrizados), con todas las fases y resistencias de pie de poste de 10 a 100 Ω.

### 13.9 DESCARGAS INDUCIDAS

Existe una considerable cantidad de evidencias que sugieren que muchos de los flameos que ocurren en una línea de distribución aérea puede ser el resultado de una descarga inducida (que impacta cerca de la línea pero que no directamente). Los voltajes causados por estas descargas son considerablemente más bajos que los causados por descargas directas (usualmente menores, haciendo que el espaciamiento entre pararrayos sea menos crítico).

La protección para flameos debidos a descargas inducidas puede en algunos casos, llegar a ser más efectiva incrementando simplemente el BIL de la línea. Esto se da aumentando los valores nominales de los aisladores, cambiando la posición del neutro, incrementando el espaciamiento de las fases, etc.

El espaciamiento de los pararrayos cada cuarto de milla puede ser muy efectiva para descargas inducidas.

**TABLA 13.13.** Probabilidad de impactos que causan flameos (en porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento.

Tipo de construcción	BIL kV	Espaciamiento de puestas a tierra de pararrayos en pies					
		200	400	600	800	1000	1200
Horizontal	100	38	65	74	82	84	87
● ● ●	200	17	44	57	68	72	78
● N	300	3	12	22	32	38	44
	500	0	0	0	0	2	4
Triangular	100	8	34	48	60	64	68
●	200	0	4	14	25	28	32
● ●	300	0	0	0	1	3	4
● N							
Vertical en poste	100	35	58	68	76	80	84
●	200	10	26	41	52	59	67
●	300	1	5	10	15	20	26
●	500	0	0	0	0	1	2
● N							

### 13.10 METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL DESEMPEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ANTE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Una amplia variedad de parámetros tales como BIL, configuraciones, apantallamiento, resistencias de pies de poste, esquemas de protección, calidad del equipo y conexiones son usadas en las líneas de distribución de potencia eléctrica. Debido a esa cantidad de variables, solamente estimativos aproximados del comportamiento antes descargas atmosféricas de esas líneas han sido posibles con el estado del arte actual. Se describe ahora un método que puede usarse para realizar ese estimativo. Debe realizarse mucho trabajo de laboratorio y de campo para cuantificar el problema. Sin embargo, este método debe ser suficiente para realizar estimativos comparativos.

#### 13.10.1 Preliminares.

Los impactos de las descargas atmosféricas en o cerca de las líneas de distribución son responsables de una gran cantidad de daños del sistema eléctrico e interrupciones al usuario. Aunque la física de las descargas atmosféricas no es completamente entendida, la descarga atmosférica esta generalmente asociada con las siguientes condiciones meteorológicas.

- Tormentas causadas por la convección de calor local que ocurre con más frecuencia durante los meses de verano.
- Sistemas frontales, que ocurren con más frecuencia en invierno.
- Movimiento de aire sobre las laderas de las montañas.

El aislamiento eléctrico en la mayoría de sistemas de distribución no es homogéneo. La reducción en el uso de crucetas de madera en la construcción de redes y la introducción de nuevos materiales de construcción y de nuevas configuraciones han resultado en una marcada disminución de los niveles de aislamiento.

Las ratas de salidas altas por descargas atmosféricas ocurren al tiempo que los consumidores están demandando calidad de servicio.

Los circuitos de distribución en Y multiaterrizados consisten de derivados de línea trifásicas, a 2 fases y monofásicas de variada longitud. El BIL de esos segmentos puede variar ampliamente de estructura a estructura en un segmento de línea dado. Además, las líneas de distribución son circuitos eléctricos complejos que no se prestan fácilmente para el modelamiento y análisis para la determinación del BIL. Por lo tanto, los métodos recomendados aquí son matemáticamente simples y proporcionan solamente aproximaciones indicadas para el diseño de las líneas de distribución más comunes.

Como el BIL puede variar de estructura a estructura en una línea de distribución dada, el BIL de un segmento particular de línea se asume que es el BIL de la estructura con el BIL más bajo de ese segmento.

Las características eléctricas de la descarga y la respuesta eléctrica de una línea cuando esta sujeta a voltajes inducidos causados por descargas indirectas que luego es usada para predecir si el flameo ocurrirá. El diseño de la protección contra descargas de líneas de distribución requiere que los siguientes asuntos sean direccionados.

- El número de descargas directas que ocurrirán en la línea.
- El número de descargas indirectas que ocurrirán en la línea.
- El comportamiento deseado de la línea ante descargas.

### **13.10.2 Descargas directas en las líneas.**

El número de impactos de descargas a tierra es una función de la incidencia en una región dada (densidad de rayos a tierra  $N_g$ ) o el número de descargas a tierra por unidad de área por año.

De año a año  $N_g$  puede variar de 2 a 1 para una región geográfica dada. Por muchos años, los observadores del estado del tiempo han registrado la actividad de descargas, contabilizando el número promedio de días tormentosos al año en los cuales se escuchan las descargas y construyendo los mapas de niveles isoceráunicos.

Las correlaciones para conocer las densidades de descargas a tierra para regiones específicas, fueron usadas para calcular  $N_g$  del número de tormentas para líneas no apantalladas por estar cerca de objetos altos,

el número de impactos a la línea (N) por año puede calcularse de la siguiente expresión.

$$N = Ng(b + 28H^{0.6}) \times 10^{-1} \text{ por 100 km de línea} \quad (13.12)$$

donde:

- $Ng$  = Densidad de descargas a tierra.
- $b$  = Distancia horizontal entre los conductores externos en m.
- $H$  = Altura de la línea por encima del suelo en metros.

Para longitudes de postes usados en sistemas de distribución (35, 40, 45 y 50 pies), la relación aproximada entre  $Ng$  y las descargas directas a la línea no apantallada por otras estructuras pueden ser calculadas y se muestran en la tabla 13.14 y en la figura 13.28, y pueden ser usadas como sigue:

Para una línea no apantalla de una altura dada, el mapa de niveles isoceraúnicos puede ser usado para determinar  $Ng$  para la región en la cual la línea es construida y luego para determinar el primero de los impactos directos a la línea por km o por milla de la figura 13.28.

**TABLA 13.14.** Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución.

Longitud poste pies	Longitud enterramiento pies	longitud entre conductor y cima del poste φ 8" pies	Altura de la línea desde tierra pies	Altura de la línea desde tierra m	$(b + 28H^{0.6}) \times 10^{-1}$ Impactos de descargas a la línea por año por 100 km de línea Ng (impactos por km <sup>2</sup> )									
					con cruceta				sin cruceta					
					5	10	15	20	5	10	15	20		
35	6.0	0.66	29.66	9.04	10.721	10.50	53.6	107.2	168.8	214.4	52.5	105.0	157.5	210.4
40	6.0	0.66	34.66	10.56	11.746	11.52	58.7	117.5	176.2	234.9	57.6	115.2	172.8	230.9
45	6.5	0.66	39.16	11.94	12.627	12.40	63.1	126.3	189.4	252.5	62	124.0	186.0	248.0
50	7.0	0.66	46.66	13.31	13.462	13.23	67.3	134.6	201.9	269.2	66.2	138.3	198.5	264.6

Para determinar los impactos a la línea apantallada por objetos cercanos, todos los objetos ubicados dentro de una distancia de 4 veces la altura de la línea a ambos lados de la línea deben ser considerados. Cualquier objeto tales como arboles o edificios cuya altura es mayor o igual a la altura de la línea reducirá la incidencia de impactos directos en la línea (ver figura 13.29).

En áreas urbanas, las edificaciones son con frecuencia más altas que la línea y apantallan efectivamente a las líneas. En áreas suburbanas los arboles apantallan más frecuentemente a las redes de distribución. Para diseños prácticos de líneas, el área donde se va a construir la línea debe estudiarse para determinar la porción de línea que será apantallada por otras estructuras.

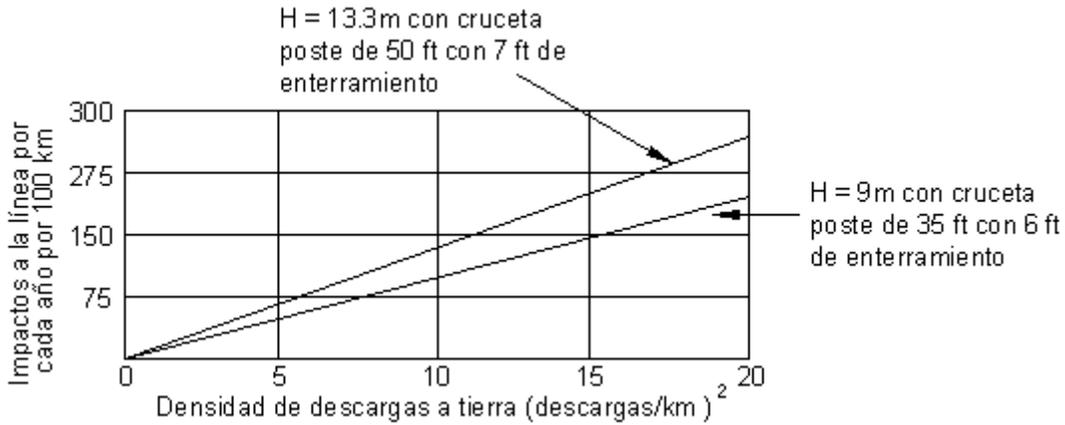


FIGURA 13.28. Impactos a la línea vs densidad de descargas a tierra.

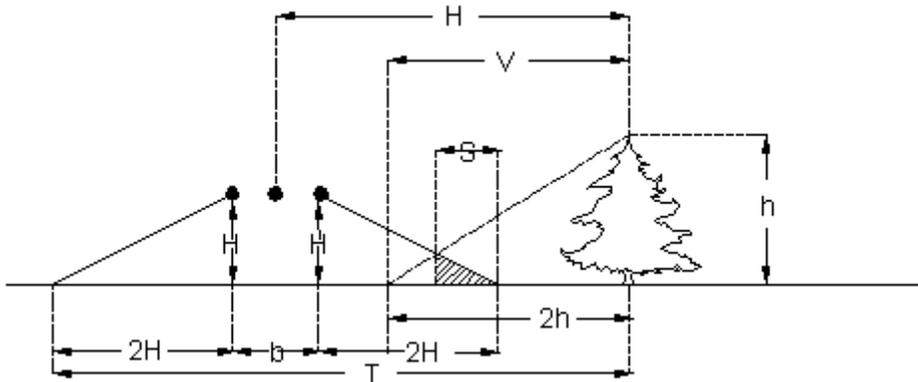


FIGURA 13.29. El ancho de apantallamiento  $S$  creado por un árbol cercano a línea de distribución.

A causa de la variedad de alturas y formas de los objetos apantalladores, no es posible definir el grado de apantallamiento con alguna exactitud. Tampoco hay consensos cuantitativos de los mecanismos de apantallamiento involucrados. Lo mejor que se puede dar hoy es aplicar la regla simple de que el ancho (a lado y lado de la línea) del área protegida o apantallada en la superficie de la tierra es aproximadamente 2 veces la altura del objeto apantallador. En el caso de la figura 13.29, el ancho sería  $2H$ . Adoptando esta regla para el caso donde el ancho  $b$  de la figura 13.29 es mucho menor que la altura de la línea  $H$ , se pueden construir un conjunto de curvas de apantallamiento (ver figura 13.30).

El factor de apantallamiento variable  $S_f$  es la porción por unidad de la línea apantallada por un objeto

cercano. El número de impactos a la línea es luego

$$N_s = N(1 - S_f) \quad (13.13)$$

donde:

$N_s$  = Número ajustado de impactos a la línea por 100 km por año.

$N$  = Impactos calculados por la ecuación 13.12.

Para líneas de distribución en áreas urbanas cerca de árboles y casas,  $S_f$  puede estar entre 0.3 a 0.5. Para líneas construidas con cables de guarda aéreos,  $S_f$  será aproximadamente de 1.0; sin embargo, una tensión de flameo inversa debe ser considerada.

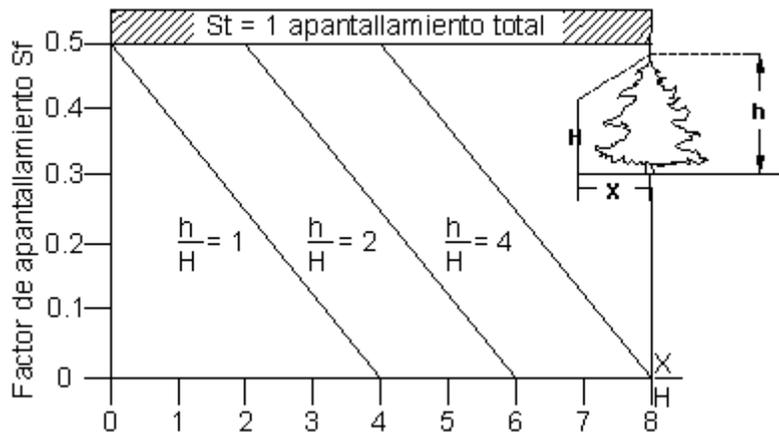


FIGURA 13.30. Curvas aproximadas para factor de apantallamiento  $S_f$  vs. Altura de línea y distancias de apantallamiento.

### 13.10.3 Descargas indirectas (o inducidas).

El voltaje pico inducido en una línea de distribución debido a descargas que caen cerca de ella es una función de los siguientes parámetros:

- El pico y el tiempo de pico (cresta) de la corriente de descarga de retorno.
- La velocidad de la descarga de retorno.
- La altura de la línea.
- La distancia perpendicular del punto de descarga hasta la línea.

La magnitud de estos voltajes inducidos ocasionalmente será más grande que el BIL de la línea de distribución y el flameo puede ocurrir, particularmente en sitios remotos de los pararrayos.

Cuando la descarga de paso escalonado desciende hacia la línea, este alcanza un punto conocido como "punto de disrupción". En este punto se iniciará o una unión con la línea o una unión con la tierra, dependiendo de la distancia crítica conocida como "distancia disruptiva".

Si en el punto de disrupción, el escalón tipo está más ajustado a tierra que el conductor, el líder del rayo impactará la tierra. Si el líder tipo está más ajustado al conductor, la línea será golpeada directamente. Una distancia perpendicular de la descarga a la línea, induce un voltaje más bajo a ella. Por lo tanto, la distancia de disrupción es un parámetro necesario para la estimación de la rata de salidas de una línea de distribución. Muchas ecuaciones empíricas para la distancia de disrupción han sido sugeridas, una de ellas fue presentada por el grupo de trabajo de la IEEE y es la siguiente

$$r_s = 8 \times (kA)^{0,65} \text{ m} \tag{13.14}$$

En este análisis, la descarga de retorno fue variada de 1 kA a 200 kA y el tiempo a la cresta de 0.5 μs a 10 μs. La distancia perpendicular de la descarga fue luego calculada para cada corriente y rs. Comenzando con esta distancia, el voltaje inducido en la línea fue calculado para la corriente y el tiempo de cresta dados. Si el voltaje inducido excede el BIL de la línea, el punto de disrupción (o de impacto) de la línea es retrocedido en pasos hasta que el voltaje inducido sea inferior al BIL.

Un análisis estadístico lognormal bivariado fue realizado a cada tiempo de cresta dado. Este análisis fue usado para estimar la probabilidad de ocurrencia de esa combinación. La rata de salida por voltajes inducidos de una línea aérea de 10 metros de alta para un Ng de 10 es mostrada en la figura 13.31 ya que la rata de salida para cualquier otra altura y Ng pueden ser calculados de la figura 13.31 pues la rata de salidas es directamente proporcional a la altura de la línea y a Ng. El análisis anterior asume que cada flameo resultará en una salida. A causa de la compleja geometría asociada con las líneas de distribución, los valores reales de flameo pueden diferir significativamente de los cálculos.

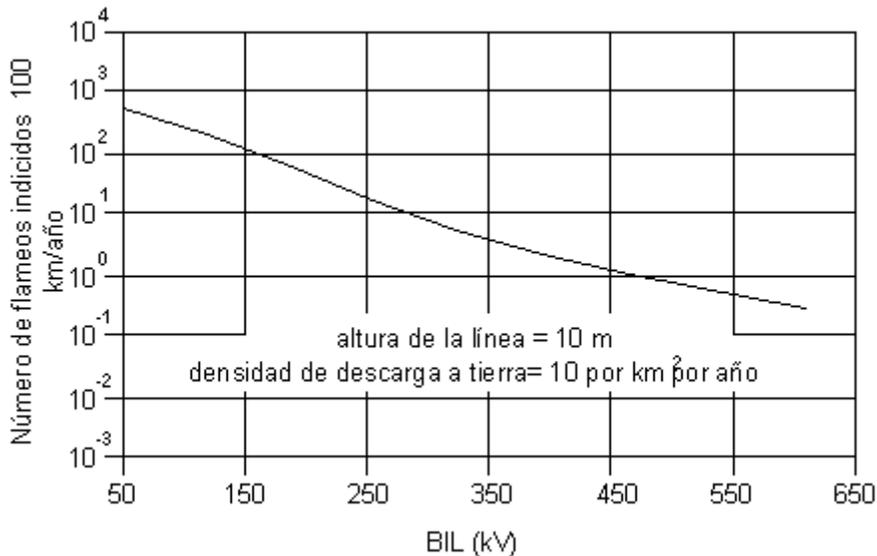


FIGURA 13.31. Rata de flameos de voltaje inducidos de líneas de distribución aéreas vs BIL.

---

Se hicieron las siguientes suposiciones durante el análisis anterior:

- La distancia de disrupción  $r_s$  dada en la ecuación 13.14 es un estimativo conservativo.
- Las descargas directas a las estructuras cercanas a la línea pueden causar flameo de la línea.
- Una línea con conductor simple se extiende sobre una tierra perfecta (por ejemplo conductividad de tierra infinita).
- Una línea con multiconductor que se extiende sobre una tierra imperfecta generará ondas de velocidad múltiple, sus efectos no son conocidos. Más aun, investigaciones recientes han mostrado que una conductividad de tierra infinita puede producir campos electromagnéticos a lo largo de la línea. Este efecto puede modificar la tasa de salidas de una línea dada.
- El presente análisis fue ejecutado para líneas sin conductores de tierra (cables de guarda) o neutros. Los cables de guarda, los neutros o ambos pueden reducir la tasa de salidas dependiendo de la geometría y de los intervalos de puesta a tierra.
- El modelo de voltaje inducido de Chowdhuri (autor del artículo titulado "Analysis of Lightning Induced Voltages on Overhead Lines" publicado en IEEE/PES 1988), es razonablemente representativo del proceso de inducción de voltajes. No existe un acuerdo universal sobre si este modelo es el mejor y ciertamente sufrirá modificaciones a medida que más datos lleguen a estar disponibles, pero sería suficiente para cálculos aproximados.

#### **13.10.4 Flameos producidos por descargas indirectas.**

Como se deduce del numeral 13.1.3, el 28% de las corrientes de descarga exceden los 50 kA pico, teniendo en cuenta que la distribución arranca a una corriente aproximada de 2.5 kA. La magnitud de corriente pico de la descarga de retorno excede los 2.5 kA para el 99.9% de los impactos directos en las líneas de distribución. Las impedancias características típicas de las líneas de distribución están entre 300  $\Omega$  y 500  $\Omega$ .

Para un impacto de rayo en la mitad de un vano en donde la corriente se divide en dos mitades una en cada dirección, el voltaje pico asociado con la onda de descarga viajera está entre 37.5 y 625 kV. Como el BIL de la mayoría de las líneas de distribución está entre 100 kV y 500 kV, un impacto directo a una línea de distribución no protegida puede esperarse que cause flameo.

En una línea real en servicio, con frecuencia ocurren múltiples descargas sobre estructuras no protegidas adyacentes al punto de impacto. Una de esas descargas resultará en una trayectoria de arco a través de la cual puede fluir una corriente de 60 Hz. Esta trayectoria de arco es de baja impedancia y las corrientes de 60 Hz que circulan durante un flameo puede esperarse que se ajusten a los valores calculados asumiendo una impedancia de falla cero. Tales arcos generalmente no se autoextinguirán y la falla debe ser despegada antes de que el nivel de aislamiento de la línea puede ser restituido.

#### **13.10.5 Cálculo de las tasas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución.**

La tasa de salidas de un sistema de distribución y causada por descargas es la suma de las siguientes 3 circunstancias.

- Flameos por descargas directas.
- Flameos por descargas indirectas.

- Fallas en los equipos de protección.

El siguiente procedimiento puede proporcionar un estimativo para los primeros dos tipos. Los usuarios pueden luego aplicar su propia experiencia para estimar las fallas esperadas del pararrayos y otros equipos de protección de sistemas de distribución.

**Paso 1: Estimar  $N_g$  en la vecindad de la línea.**

$N_g$  es la densidad de descargas a tierra en número de rayos por  $\text{km}^2$  por año, puede estimarse del mapa de densidad de descargas (mapa de curvas de niveles isocerámicos) interpolando entre contornos de curvas. Si los datos de conteo de descargas atmosféricas del área están disponibles para muchos años, estos datos son preferibles a los datos del mapa de densidad de descargas

**Paso 2: Estimar el número promedio de impactos de rayos sobre una línea no apantallada.**

El número promedio de impactos por año  $N_s$ , sobre una línea de distribución no apantallada puede aproximarse usando la ecuación 13.12 una vez que el valor de  $N_g$  ha sido establecido. La tabla 13.14 y la figura 28 son útiles en esta evaluación.

**Paso 3: Ajustar los impactos promedio para tener en cuenta los efectos de arboles y otros objetos cercanos.**

Los arboles cercanos, los objetos altos y aun otras líneas pueden reducir sustancialmente el número de impactos a la línea de distribución. Las figuras 13.29 y 13.30 son de gran ayuda para hacer un buen juicio subjetivo. Estimar el factor de apantallamiento promedio  $S_f$  (ecuación 13.13 y figura 13.30) para llegar al mejor estimativo de  $N_s$ .

**Paso 4: Calcular el número de flameos  $N_s$  causado por impactos directos**

Como una primera aproximación, todos los impactos directos a una línea de distribución típica puede asumirse que causan un flameo. Aquí el número de flameos por descargas directas es simplemente  $N_s$ , como se estableció en el paso 3.

**Paso 5: Calcular el número de flameos  $N_i$  causados por descargas indirectas.**

Entrar a la abscisa de la figura 13.31 con el BIL de la línea de distribución y encontrar el número  $N_f$  de descargas inducidas por 100 m por año en la ordenada. Este número corresponde a un  $N_g$  de 100 por  $\text{km}^2$  por año y una línea de 10 m de altura (sobre el suelo). Escalar el número de descargas inducidas,  $N_f$ , por la altura real de la línea y la densidad real de descargas a tierra, por ejemplo si la altura de la línea es de 14 metros y el  $N_g$  es 12 (del mapa de niveles isocerámicos), luego el número real de descargas inducidas será.

$$N_i = N_f \frac{14}{10} \times \frac{12}{100} = 1,68 N_f \quad (13.15)$$

**Paso 6: Estimar la tasa de salidas  $N_p$  causadas por defectos de los equipos.**

El equipo de protección agregado a la línea (o equipo sobre la línea) para prevenir flameo por descargas

---

---

atmosféricas tiene una rata de fallas asociadas con el equipo de protección  $N_p$ . Por ejemplo, si son usados pararrayos para proteger la línea o el equipo sobre la línea, la rata de fallas de los pararrayos de una instalación eléctrica específica sería tomado en cuenta cuando se vaya a determinar la rata de salidas para la línea. Cuando se calculan las fallas de los pararrayos, se incluyen solo aquellas fallas que resultan en salidas de la línea. Como el diseño común de pararrayos que hoy se usan incluyen un conductor de tierra desconectable, solo un pequeño porcentaje del total de fallas del pararrayos puede decirse que causan salida de la línea. Estimar la rata de fallas,  $N_p$ , sobre una base de 100 km/año.

**Paso 7: Estimar la rata de salidas promedio  $N_c$**

Para una línea de distribución esta dada por la siguiente expresión:

$$NI = N_s + N_i + N_p \quad (13.16)$$

donde:

$N_s$  = rata de flameos por descargas directas (paso 4)

$N_i$  = rata de flameos por descargas indirectas (paso 5)

$N_p$  = rata de flameos por falla en equipos de protección (paso 6)

Se calcula esta rata promedio por 100 km por año.

**Paso 8: Ajustar la rata de salidas para la longitud de línea real.**

Ajustar la rata de salidas promedio  $NI$  del paso 7 en proporción a la longitud real de la línea en vez de los 100 km.



---

# *Indice de gráficas*

---

	Pagina
<b>CAPITULO 1.</b>	
FIGURA 1.1. Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.	2
FIGURA 1.2. Flujograma de cálculo de redes de distribución.	4
FIGURA 1.3. Diagrama de bloques de un proceso típico de planeamiento de sistemas de distribución.	15
<b>CAPITULO 2.</b>	
FIGURA 2.1. Influencia de las características de la carga en las redes.	18
FIGURA 2.2. Curva de carga diaria típica.	19
FIGURA 2.3. Curva de duración de carga diaria.	20
FIGURA 2.4. Curvas de carga diaria típicas.	22
FIGURA 2.5. Curva de carga anual.	23
FIGURA 2.6. Curva de duracion de carga anual.	24
FIGURA 2.7. Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo.	30
FIGURA 2.8. Curva de demanda máxima diversificada.	34
FIGURA 2.9. Curva de factores de diversidad correspondientes.	35
FIGURA 2.10. Curvas de demanda diversificada de diseño.	36

---

FIGURA 2.11.	Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial.	39
FIGURA 2.12.	Curva de demanda diaria del transformador de distribución.	41
FIGURA 2.13.	Curva de factores de diversidad.	41
FIGURA 2.14.	Demanda diversificada vs número de usuarios.	42
FIGURA 2.15.	Curvas de demandas, cuadrados de la demanda y pérdidas.	45
FIGURA 2.16.	Curvas de carga del ejemplo 1.	49
FIGURA 2.17.	Cargas horarias promedio para el día pico.	52
FIGURA 2.18.	Curva de duración de carga.	54
FIGURA 2.19.	Cuadrados de las demandas horarias.	55
FIGURA 2.20.	Alimentador primario conectado a una carga.	56
FIGURA 2.21.	Curva de carga.	57
FIGURA 2.22.	Condiciones extremas de carga.	61
FIGURA 2.23.	Relacion entre $F_c$ y $F_{per}$ .	64
FIGURA 2.24.	Pérdidas de potencia pico vs niveles de energía.	64
 <b>CAPITULO 3.</b>		
FIGURA 3.1.	Variación de la resistencia con la temperatura.	75
FIGURA 3.2.	Flujo interno.	82
FIGURA 3.3.	Flujo externo.	82
FIGURA 3.4.	Línea bifilar monofásica.	86
FIGURA 3.5.	Grupo de conductores.	88
FIGURA 3.6.	Línea monofásica formada por dos cables.	89
FIGURA 3.7.	Cable tripolar con pantalla o cubierta común.	102
FIGURA 3.8.	Agrupación de cables monopolares en paralelo.	104
FIGURA 3.9.	Cables dispuestos en charolas.	104
FIGURA 3.10.	Cable monopolar subterráneo.	106
FIGURA 3.11.	Cable tripolar subterráneo.	106
FIGURA 3.12.	Circuito equivalente de una línea corta.	108
FIGURA 3.13.	Circuito equivalente en T para líneas medianas.	109
FIGURA 3.14.	Circuito equivalente en $\pi$	110
FIGURA 3.15.	Diagrama fasorial línea no inductiva con carga no inductiva.	111
FIGURA 3.16.	Diagrama fasorial de una línea no inductiva con carga inductiva.	111
FIGURA 3.17.	Diagrama fasorial de una línea inductiva con carga no inductiva.	112
FIGURA 3.18.	Línea inductiva con carga inductiva conocidas las condiciones de recepción.	113

---

## **CAPITULO 4.**

FIGURA 4.1.	Cable trifásico con forro metálico.	120
FIGURA 4.2.	Circuito equivalente para conductores y cubierta con retorno por tierra.	122
FIGURA 4.3.	Circuito real equivalente para cables unipolares, dentro de un circuito trifásico perfectamente transpuesto.	124
FIGURA 4.4.	Representación de una línea con carga concentrada en el extremo receptor.	127
FIGURA 4.5.	Diagrama de una línea típica de distribución, circuito equivalente y diagrama fasorial correspondiente.	130
FIGURA 4.6.	Sistema monofásico trifilar.	132
FIGURA 4.7.	Sistema trifásico tetrafilar.	133
FIGURA 4.8.	Sistema bitásico bifilar.	133
FIGURA 4.9.	Abanico de conductores.	134
FIGURA 4.10.	Línea con carga uniformemente distribuida.	135
FIGURA 4.11.	Red radial con carga irregular y regular.	137
FIGURA 4.12.	Límites de regulación.	139

## **CAPITULO 5.**

FIGURA 5.1.	Curva de carga diaria $S$ y $S^2$ en función del tiempo .	149
FIGURA 5.2.	Localización de cargas para el cálculo de pérdidas en una línea con carga uniformemente distribuida.	153
FIGURA 5.3.	Red de distribución con carga uniformemente distribuida y cargas especiales irregularmente distribuidas.	153
FIGURA 5.4.	Representación de pérdidas de sistemas de distribución.	160
FIGURA 5.5.	Representación simplificada de pérdidas en un sistema de distribución.	163
FIGURA 5.6.	Nivel económico óptimo de pérdidas.	165
FIGURA 5.7.	Sistema de distribución típico.	167
FIGURA 5.8.	Configuración de las cargas.	168
FIGURA 5.9.	Sistema trifásico simple y diagrama fasorial.	170
FIGURA 5.10.	Modelo de transformador básico.	171
FIGURA 5.11.	Corrección del factor de potencia.	171
FIGURA 5.12.	Demanda pico vs pérdidas pico.	174
FIGURA 5.13.	Pérdidas pico vs pérdidas de energía.	174
FIGURA 5.14.	Demanda pico vs pérdidas en transformadores.	175
FIGURA 5.15.	Sistema de distribución simplificado.	179
FIGURA 5.16.	Repartición de las demandas por alimentador.	180
FIGURA 5.17.	Sistema secundario típico europeo 240/416V (1 $\phi$ /3 $\phi$ ).	181
FIGURA 5.18.	Factores de coincidencia típicos para consumidores residenciales (US).	182

FIGURA 5.19.	Demanda de los consumidores vs energía usada en estación de verano (US).	183
FIGURA 5.20.	Determinación de los costos del sistema y los costos de pérdidas de transformadores, primarios y secundarios.	184
FIGURA 5.21.	Localización de las pérdidas en el sistema.	187
FIGURA 5.22.	Modelo de línea primaria.	189
FIGURA 5.23.	Sistema de ingeniería de distribución computarizado.	189
FIGURA 5.24.	Diagrama unifilar del alimentador estudiado.	190
FIGURA 5.25.	Diagrama del regulador.	192
FIGURA 5.26.	Modelos de circuitos secundarios.	193
FIGURA 5.27.	Relación entre los valores medios de las distribuciones y de la muestra.	195
FIGURA 5.28.	Valor presente del kW de pérdidas 0% de crecimiento de demanda.	204
FIGURA 5.29.	Valor presente del kW de pérdidas 3% de crecimiento de demanda.	204
FIGURA 5.30.	Distribución monofásica trifilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.	205
FIGURA 5.31.	Distribución monofásica trifilar costo en valor presente vs corriente.	205
FIGURA 5.32.	Distribución trifásica tetrafilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.	206
FIGURA 5.33.	Distribución trifásica tetrafilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.	206
FIGURA 5.34.	Distribución monofásica trifilar en cobre costo en valor presente vs pérdidas.	207
FIGURA 5.35.	Distribución monofásica trifilar en cobre costo en valor presente vs corriente.	207
FIGURA 5.36.	Conductor económico vs pérdidas ACSR - Distribución monofásica trifilar.	208
FIGURA 5.37.	Conductor económico vs valor de pérdidas ACSR - distribución trifásica tetrafilar.	208
FIGURA 5.38.	Conductor económico vs valor pérdidas cobre desnudo monofásico trifilar.	209
FIGURA 5.39.	Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos 37.5 kVA.	214
FIGURA 5.40.	Pérdidas de energía en transformadores monofásicos de 37.5 kVA.	214
FIGURA 5.41.	Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos.	215
FIGURA 5.42.	Pérdidas de energía en transformadores monofásicos.	215
FIGURA 5.43.	Valor de las pérdidas en transformadores norma ICONTEC 818.	216
FIGURA 5.44.	Inversión + pérdidas en transformadores según norma ICONTEC 818.	216
 <b>CAPITULO 6.</b>		
FIGURA 6.1.	Capacidad de transporte de corriente del conductor de cobre en amperios vs temperatura ambiente en °C. (Temperatura del conductor 75 °C, velocidad del viento 2 pies / s.).	230
FIGURA 6.2.	Capacidad de transporte de corriente del conductor de aluminio en Amperios vs temperatura ambiente en °C. (Conductores de aluminio a 75 °C, velocidad del viento 2 pies / s.).	231
FIGURA 6.3.	Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas en el conductor.	232
FIGURA 6.4.	Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas dieléctricas.	232
FIGURA 6.5.	Analogía entre resistencia térmica y la eléctrica.	234

FIGURA 6.6.	Factor geométrico.	236
FIGURA 6.7.	Método de imágenes para obtener el factor de calentamiento.	239
FIGURA 6.8.	Factor geométrico Gb.	240
FIGURA 6.9.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	244
FIGURA 6.10.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	245
FIGURA 6.11.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Ducto subterráneo y pantallas a tierra.	246
FIGURA 6.12.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Ducto subterráneo y pantallas a tierra.	247
FIGURA 6.13.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Instalado en charolas.	248
FIGURA 6.14.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Instalado en charolas.	249
FIGURA 6.15.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	250
FIGURA 6.16.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	251
FIGURA 6.17.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. En ductos subterráneos y pantallas a tierra.	252
FIGURA 6.18.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. En ductos subterráneos y pantallas a tierra.	253
FIGURA 6.19.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Instalados en charolas.	254
FIGURA 6.20.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Instalados en charolas.	255
FIGURA 6.21.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP - DRS. Instalados directamente enterrados.	256
FIGURA 6.22.	Corriente en cables de energía EP tipo DS 15 y 25 kV. Instalados en ductos subterráneos y pantallas a tierra.	257
FIGURA 6.23.	Corriente en cables tipo Tripolares 6PT, aislados con papel impregnado y con forro de plomo para 6 kV. Instalados en ductos subterráneos y con plomos a tierra.	258
FIGURA 6.24.	Corriente en cables tipo Monopolares 23PT, aislados con papel impregnado y con forro de plomo para 23 kV. Instalados en ductos subterráneos y con plomos a tierra.	259
FIGURA 6.25.	Corriente en cables de energía Vulcanel 23TC Intalados directamente enterrados y pantallas a tierra.	260
FIGURA 6.26.	Ejemplo 4. Temperatura de la canaleta: 40 °C.	267
<b>CAPITULO 7.</b>		
FIGURA 7.1.	Gráfica del incremento de la temperatura inicial del conductor.	286

FIGURA 7.2.	Sobrecargas en cables unipolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. Enterrados directamente.	287
FIGURA 7.3.	Sobrecargas en cables unipolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. en aire.	288
FIGURA 7.4.	Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. enterrados directamente.	289
FIGURA 7.5.	Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV en aire.	290
FIGURA 7.6.	Sobrecarga en cables unipolares con aislamiento de hule o termoplástico 75 °C, hasta 15 kV en aire.	291
FIGURA 7.7.	Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de cobre.	292
FIGURA 7.8.	Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de aluminio.	293
FIGURA 7.9.	Corrientes de cortocircuito permisibles en conductores de cobre. Aislamiento termoplástico 75 °C.	294
FIGURA 7.10.	Corrientes de cortocircuito permisibles en conductor de aluminio. Aislamiento termoplástico 75 °C.	295
FIGURA 7.11.	Corriente permisible de cortocircuito para pantallas de cinta de cobre.	296
FIGURA 7.12.	Corriente permisible de cortocircuito para neutros concéntricos.	297
FIGURA 7.13.	Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de cobre.	298
FIGURA 7.14.	Tensión inducida entre 2 conductores paralelos.	302
FIGURA 7.15.	Tensión inducida en la pantalla metálica de un cable para media tensión.	302
FIGURA 7.16.	Pantalla aterrizada en un punto.	302
FIGURA 7.17.	Pantalla aterrizada en un dos o mas puntos.	303
FIGURA 7.18.	Tensión inducida (a tierra) en pantallas metálicas de cables de energía.	306
 <b>CAPITULO 8.</b>		
FIGURA 8.1.	Alimentador primario radial con suiches de enlace y seccionadores.	312
FIGURA 8.2.	Alimentador primario radial con alimentador expreso.	313
FIGURA 8.3.	Alimentador radial con áreas de carga por fase.	313
FIGURA 8.4.	Alimentador tipo anillo primario.	314
FIGURA 8.5.	Red primaria.	315
FIGURA 8.6.	Sistema selectivo primario.	316
FIGURA 8.7.	Diagrama unifilar de un sistema de alimentación típico con 2 subestaciones y con líneas de enlace.	322
FIGURA 8.8.	Método de desarrollo rectangular para áreas de alta densidad de carga.	324
FIGURA 8.9.	Método de desarrollo rectangular de áreas de baja densidad de carga.	325

FIGURA 8.10.	Desarrollo tipo radial.	326
FIGURA 8.11.	Sistema 3 $\phi$ - 4H con neutro multiaterrizado.	326
FIGURA 8.12.	Sistema 3 $\phi$ - 4H.	327
FIGURA 8.13.	Sistema 3 $\phi$ - 4H uniaterrizado.	328
FIGURA 8.14.	Sistema 3 $\phi$ - 3H uniaterrizado con neutro.	328
FIGURA 8.15.	Sistema lateral 2 $\phi$ - 2H sin neutro.	329
FIGURA 8.16.	Lateral 1 $\phi$ -2H uniaterrizado.	331
FIGURA 8.17.	Lateral 1 $\phi$ -2H con neutro multiaterrizado.	332
FIGURA 8.18.	Equivalente Carson. Conductor neutro aterrizado e hilo neutro.	333
FIGURA 8.19.	Lateral 2 $\phi$ -3H con neutro uniaterrizado.	334
FIGURA 8.20.	Diagrama equivalente del lateral 2 $\phi$ -3H.	334
FIGURA 8.21.	Lateral 2 $\phi$ -3H con neutro común multiaterrizado.	336
FIGURA 8.22.	Flujos de carga del circuito fundadores a 13.2 kV.	348
FIGURA 8.23.	Terminal 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11TO.	351
FIGURA 8.24.	Retención 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11RO.	352
FIGURA 8.25.	Suspensión 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 11TV11PO.	353
FIGURA 8.26.	Doble pin 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11AO.	354
FIGURA 8.27.	Terminal 2 Hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TC11TO.	355
FIGURA 8.28.	Retención 2 Hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TC11TO.	356
FIGURA 8.29.	Suspensión 2 hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TCO2PO.	357
FIGURA 8.30.	Terminal 4 hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13TO.	358
FIGURA 8.31.	Terminal 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13RO.	359
FIGURA 8.32.	Suspensión 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13PO.	360
FIGURA 8.33.	Doble pin 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13AO.	361
FIGURA 8.34.	Suspensión 4 Hilos. Disposición lateral. Código: 1TL13PO.	362
FIGURA 8.35.	Suspensión doble 4 Hilos. Disposición lateral. Código: 1TL13AO.	363
FIGURA 8.36.	Suspensión doble pin 4 Hilos. Disposición lateral. Doble circuito. Código: 1TL13AO.+ 1TL13AP	364
FIGURA 8.37.	Suspensión doble circuito. Disposición lateral. Código: 1TL13PO + 1TL13PP.	365
FIGURA 8.38.	Retención con amarre 4 Hilos. Cruceta al centro. Código 1TC13RO + 1TC13RP.	366
FIGURA 8.39.	Terminal doble. Circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13TO + 1TC13TP.	367
FIGURA 8.40.	Retención doble circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13RO + 1TC13TP + 1TC13TS.	368

FIGURA 8.41.	Suspensión doble circuito horizontal. Cruceta al centro. Código 1TC13PO + 1TC13PP.	369
FIGURA 8.42.	Suspensión doble pin. Circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13AO + 1TC13AP.	370
FIGURA 8.43.	Suspensión 2 Fases - Neutro. Cruceta al centro. Código 1TC12PO.	371
FIGURA 8.44.	Retención 2 Fases y Neutro. Cruceta al centro. Código 1TC12RO.	372
FIGURA 8.45.	Pin sencillo. Circuito monofásico. Código: 1P-0-2.	373
FIGURA 8.46.	Pin doble. Circuito monofásico. Código: 1DP-0-2.	374
FIGURA 8.47.	Retención simple. Circuito monofásico. Código 1R-0-2.	375
FIGURA 8.48.	H. Retención. Circuito monofásico. 1.8 m. Código 2R-1.8-2.	376
FIGURA 8.49.	Pin sencillo. Circuito trifásico. 3 m. Código: 1P-3.0 -4.	377
FIGURA 8.50.	Pin sencillo. Circuito trifásico. 2m Código: IP-2.0-4.	378
FIGURA 8.51.	H Retención. Circuito trifásico. Código: 2R-4.0-4.	379
FIGURA 8.52.	H Retención. Circuito trifásico 3m. Código: ZR-3.0-4.	380
FIGURA 8.53.	H Retención. Circuito trifásico. 2m Código: 2R-2.0-4.	381
FIGURA 8.54.	Pin sencillo. Circuito trifásico. Código 1P-1.5-4.	382
FIGURA 8.55.	H pin. Circuito trifásico. 2 m. Código 2P-3.0-4.	383
FIGURA 8.56.	H pin trifásico 3 m. Código: ITH 13P3. Código 2P-2.0-4.	384
FIGURA 8.57.	Torrecilla.	385

**CAPITULO 9.**

FIGURA 9.1.	Tres cables monopolares en forma de trébol.	389
FIGURA 9.2.	Dos circuitos de cables monopolares en la misma zanja.	389
FIGURA 9.3.	Un circuito con cables monopolares espaciados horizontalmente. Configuración usual en instalaciones D.R.S.	389
FIGURA 9.4.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente.	390
FIGURA 9.5.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente y verticalmente.	390
FIGURA 9.6.	Instalación típica de cables directamente enterrados.	392
FIGURA 9.7.	Tendido de cable depositándolo directamente sobre la zanja. Soportado sobre la plataforma de un camión.	392
FIGURA 9.8.	Bancos de ductos.	398
FIGURA 9.9.	Montaje de un banco de ductos.	399
FIGURA 9.10.	Disposición de la pendiente en un sistema de ductos.	399
FIGURA 9.11.	Emboquillado de ductos en pozos de visita.	400
FIGURA 9.12.	Dos circuitos de cables monopolares en la misma zanja.	401
FIGURA 9.13.	Un circuito con cables monopolares espaciados horizontalmente (configuración usual en instalaciones DRS).	402

FIGURA 9.14.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente.	402
FIGURA 9.15.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente y verticalmente.	402
FIGURA 9.16.	Pozo de visita.	404
FIGURA 9.17.	Empalmes en pozo de visita.	404
FIGURA 9.18.	Empalmes en pozo de visita.	405
FIGURA 9.19.	Dispositivo verificador.	405
FIGURA 9.20.	Dispositivo de malla de acero para limpiar ductos.	405
FIGURA 9.21.	Presión lateral en curvas.	411
FIGURA 9.22.	Ejemplo 1.	413
FIGURA 9.23.	Banco de ductos del ejemplo 2.	417
FIGURA 9.24.	Trayectoria del alimentador del ejemplo 2.	417
FIGURA 9.25.	Radio mínimo de curvatura en un cable de energía.	418
FIGURA 9.26.	Disposición del carrete y el equipo para la instalación de cables de energía en ductos.	422
FIGURA 9.27.	Troquelado de registro.	423
FIGURA 9.28.	Ménsula para soportar los cables en las cámaras.	423
FIGURA 9.29.	Instalación de cables en ductos.	426
FIGURA 9.30.	Disposición típica de distribución subterránea.	435
FIGURA 9.31.	Disposición típica en cruces de calles y avenidas.	435
FIGURA 9.32.	Cables subterráneos, localización y detalles.	436
FIGURA 9.33.	Ubicación de las subestaciones ( se indican en un réctangulo).	443
FIGURA 9.34.	Diagrama unifilar del circuito primario seleccionado con flujo de cargas.	445
FIGURA 9.35.	Configuración de las zanjas bajo el anden.	450
FIGURA 9.36.	Configuración de las zanjas bajo calzada.	451
FIGURA 9.37.	Disposición horizontal de tres ductos 4" PVC.	452
FIGURA 9.38.	Disposición de tres ductos en triangulo 4" PVC.	453
FIGURA 9.39.	Disposición de dos ductos por filas 4" PVC.	454
FIGURA 9.40.	Disposición horizontal de cuatro ductos 4" PVC.	455
FIGURA 9.41.	Canalización entre subestación interior y primera cámara.	456
FIGURA 9.42.	Cámara de paso con fondo de grava, para terreno normal.	458
FIGURA 9.43.	Cámara de paso con fondo en de concreto, para terreno de alto nivel freático.	460
FIGURA 9.44.	Tapa y marco de camaras de paso. Redes subterraneeas primarias.	461
FIGURA 9.45.	Cámara de empalme - Losa superior. Redes subterráneas primarias.	462
FIGURA 9.46.	Tapa removible de cámaras de empalme.	463
FIGURA 9.47.	Cámara de empalme - Escalera de gato y marco de tapa removible. Redes subterráneas primarias.	464

FIGURA 9.48.	Cámaras de equipo. Vista en planta a media cámara.	465
FIGURA 9.49.	Cámaras de equipo. Sección transversal típica.	466
FIGURA 9.50.	Columna de los extremos (cámara de equipo).	467
FIGURA 9.51.	Planta zapata (cámara equipo).	468
FIGURA 9.52.	Columna interior (cámara equipo).	469
FIGURA 9.53.	Detalle columnas centrales (cámara equipo).	470
FIGURA 9.54.	Cámaras de equipo. Losa superior tipo 1.	471
FIGURA 9.55.	Cámaras de equipo. Losa superior tipo 1.	474
FIGURA 9.56.	Reja metálica para cámara de equipo.	475
FIGURA 9.57.	Empalme en cinta recto: 200 A; 15 kV.	479
FIGURA 9.58.	Empalme premodelado recto permanente: 200 A; 15 kV.	480
FIGURA 9.59.	Empalme premodelado recto permanete 600 A; 15 kV.	480
FIGURA 9.60.	Empalme premodelado recto desconectable 200 A; 15 kV. Componente hembra.	481
FIGURA 9.61.	Empalme premodelado recto desconectable 200 A; 15 kV. Componente macho.	481
FIGURA 9.62.	Empalme premodelado en Te desconectable 200 A; 15 kV. Detalle de Te para conformar empalme.	482
FIGURA 9.63.	Unión premodelada de 4 vías para 200 A, 15 kV.	483
FIGURA 9.64.	Codo premodelado desconectable para 200 A, 15 kV.	483
FIGURA 9.65.	Montaje de elementos de unión premoldeada para 200 A, 15 kV.	484
FIGURA 9.66.	Empalme premodelado de 2 vías para 600 A con derivación tipo codo, 200 A, 15 kV.	484
FIGURA 9.67.	Ensamble básico de premodelado de 2 vías con derivación tipo codo.	485
FIGURA 9.68.	Distribución de esfuerzos eléctricos en los terminales.	486
FIGURA 9.69.	Terminal premoldeado. Tipo interior.	490
FIGURA 9.70.	Terminal premoldeado. Tipo exterior.	491
FIGURA 9.71.	Instalación de terminal exterior para derivación de una carga interior.	492
FIGURA 9.72.	Instalación de terminal exterior en transición aérea a subterránea o viceversa.	493
FIGURA 9.73.	Ducto para cambio de circuito aéreo a subterráneo. Redes primarias.	494
FIGURA 9.74.	Representación de una falla.	500
FIGURA 9.75.	Circuito localizador de falla con reflectómetro.	503
FIGURA 9.76.	Conexión del cable a generador de quemado y reflectómetro.	504
FIGURA 9.77.	Método de localización por ondas de choque.	505
FIGURA 9.78.	Método de localización usando generador de pulsos.	506
FIGURA 9.79.	Campo magnético alrededor de un cable.	506
FIGURA 9.80.	Detección del campo magnético del cable.	507

---

## CAPITULO 10.

FIGURA 10.1.	Sistema monofásico trifilar.	512
FIGURA 10.2.	Sistema trifásico tetrafilar.	513
FIGURA 10.3.	Sistema radial secundario.	514
FIGURA 10.4.	Bancos secundarios.	517
FIGURA 10.5.	Sistema selectivo secundario.	517
FIGURA 10.6.	Redes secundarias tipo spot.	518
FIGURA 10.7.	Diagrama unifilar de un pequeño segmento de un sistema de red secundaria tipo reja.	519
FIGURA 10.8.	Características de los limitadores en términos del tiempo de fusión vs características de corriente de daño de aislamiento de los cables (generalmente subterráneos).	521
FIGURA 10.9.	Coordinación ideal de los dispositivos de protección de la red secundaria.	522
FIGURA 10.10.	Componentes principales del sistema de protección de la red.	523
FIGURA 10.11.	Factores de aplicación de transformadores de red como una función de la relación $ZM/ZT$ y del número de alimentadores usados.	524
FIGURA 10.12.	Línea de derivacion simple (carga concentrada en el extremo).	533
FIGURA 10.13.	Lineas de alimentacion (circuitos paralelos).	535
FIGURA 10.14.	Línea con carga uniformemente distribuida.	536
FIGURA 10.15.	Línea con carga uniformemente distribuida en una parte de ella.	537
FIGURA 10.16.	Líneas de derivación múltiple.	538
FIGURA 10.17.	Línea mixta con sección constante.	539
FIGURA 10.18.	Carga concentrada punto a punto con origen de momentos variable.	540
FIGURA 10.19.	Línea con ramificaciones.	541
FIGURA 10.20.	Diagrama del circuito radial del ejemplo 1 con flujo de carga.	542
FIGURA 10.21.	Circuito radial N° 1 partición.	545
FIGURA 10.22.	Circuito radial N° 2 partición.	546
FIGURA 10.23.	Línea en anillo sencillo.	548
FIGURA 10.24.	Circuitos radiales equivalentes.	548
FIGURA 10.25.	Circuitos radiales equivalentes.	548
FIGURA 10.26.	Circuito en anillo sencillo del ejemplo 2.	551
FIGURA 10.27.	Preparación del anillo.	552
FIGURA 10.28.	Circuito radial número 1 (Partición).	554
FIGURA 10.29.	Circuito radial número 2 (Partición).	554
FIGURA 10.30.	Red en anillo doble.	555
FIGURA 10.31.	Circuito equivalente con 3 puntos de alimentación con idéntico voltaje y un nodo común (circuito estrella).	558
FIGURA 10.32.	Circuito en anillo doble del ejemplo 3.	559

FIGURA 10.33.	Capacidades relativas de conductores.	561
FIGURA 10.34.	Red en anillo triple.	564
FIGURA 10.35.	Red equivalente con 4 puntos de alimentación. $V_A = V_B = V_C = V_D$ .	564
FIGURA 10.36.	Circuito en anillo triple del ejemplo 5.	566
FIGURA 10.37.	Red equivalente son 4 puntos de alimentación.	568
FIGURA 10.38.	Red anillo equivalente con 4 puntos de alimentación. $V_A = V_B = V_C = V_D$ .	568
FIGURA 10.39.	Red enmallada del ejemplo 6.	570
FIGURA 10.40.	Estructura de suspensión 5 hilos.	575
FIGURA 10.41.	Estructura terminal 5 hilos.	576
FIGURA 10.42.	Estructura cable terminal 90° 5 hilos.	577
FIGURA 10.43.	Estructura: terminal 180° 5 hilos.	578
FIGURA 10.44.	Estructura: Herraje disposición vertical 5 hilos empontrada.	579
FIGURA 10.45.	Estructura: escuadra 4 Hilos.	580
FIGURA 10.46.	Disposición horizontal 5 hilos en bandera.	581
FIGURA 10.47.	Estructura en escuadra 5 hilos.	582
FIGURA 10.48.	Configuración de zanjas bajo andén.	585
FIGURA 10.49.	Configuración de zanjas bajo calzada.	586
FIGURA 10.50.	Cámara de paso y empalme. Redes subterráneas secundarias.	587
FIGURA 10.51.	Tapa y marco de paso. Redes subterráneas secundarias.	588
FIGURA 10.52.	Transición de red aérea a red subterránea. Redes subterráneas secundarias.	589
 <b>CAPITULO 11.</b>		
FIGURA 11.1.	Subestación aérea. Monofásica hasta 75 kVA. (Montaje con collarín).	593
FIGURA 11.2.	Subestación aérea. Trifásica hasta 75 kVA. (Montaje con collarín).	594
FIGURA 11.3.	Subestación aérea. Trifásica entre 76 kVA y 112.5 kVA. (Montaje con collarín y repisa).	595
FIGURA 11.4.	Subestación aérea. Trifásica entre 113 y 150 kVA. (Montaje en camilla).	596
FIGURA 11.5.	Subestación pedestal compacta. Interruptor de maniobra y transformador incorporados.	598
FIGURA 11.6.	Subestación pedestal con interruptor de maniobra separado del transformador.	599
FIGURA 11.7.	Elementos premodelados de una subestación pedestal.	600
FIGURA 11.8.	Disposición física de elementos para medida en AT en la celda de protección del transformador.	602
FIGURA 11.9.	Subestación capsulada con seccionador de entrada y con seccionador de salida, diagrama unifilar equivalente y disposición de comportamientos perfil y planta.	604
FIGURA 11.10.	Subestación capsulada con seccionador duplex de entrada y salida con su diagrama unifilar equivalente y disposición de comportamientos perfil y planta.	605

FIGURA 11.11.	Características técnicas de elementos componentes de una subestación capsulada.	606
FIGURA 11.12.	Subestación intemperie enmallada.	607
FIGURA 11.13.	Celda de baja tensión.	610
FIGURA 11.14.	Celda de Transformador.	611
FIGURA 11.15.	Celda para seccionador.	611
FIGURA 11.16.	Factor de corrección de altitud.	614
FIGURA 11.17.	Factor de corrección de temperatura ambiente.	614
FIGURA 11.18.	Localización de grupos electrógenos.	615
FIGURA 11.19.	Disposición adecuada para ventilación y circulación de aire.	616
FIGURA 11.20.	Disposición para líneas de agua y combustible conductores eléctricos y drenaje de aceite.	616
FIGURA 11.21.	Tipos de bases para plantas de emergencia.	619
FIGURA 11.22.	Anclaje del grupo eléctrico.	619
FIGURA 11.23.	Aislador de vibración de resorte de acero.	620
FIGURA 11.24.	Aislador de vibración de caucho.	620
FIGURA 11.25.	Reducción de vibraciones.	621
FIGURA 11.26.	Montaje del silenciador, tubería de escape y descarga del aire radiador en ducto común.	623
FIGURA 11.27.	Descarga del aire del radiador en ducto donde está el silenciador de escape.	624
FIGURA 11.28.	Seccionador trípolar para operación sin carga.	633
FIGURA 11.29.	Posiciones del seccionador bajo carga de la Siemens (accionamiento vertical).	636
FIGURA 11.30.	Factores de corrección para una prueba de voltaje con frecuencia industrial en función de la altura de montaje sobre el nivel del mar.	637
FIGURA 11.31.	Frecuencia de operación $n$ del seccionador dependiendo de la corriente de interrupción.	638
FIGURA 11.32.	Seccionador bajo carga tipo cuchilla giratoria.	639
FIGURA 11.33.	Constitución de un fusible HH.	640
FIGURA 11.34.	Oscilograma de desconexión de un fusible de 3 GA.	641
FIGURA 11.35.	Isc (Valor eficaz kA) líneas características de limitación.	642
FIGURA 11.36.	Curvas características medias del tiempo de fusión.	643
FIGURA 11.37.	Estudio de selectividad con fusibles HH y NH.	645
FIGURA 11.38.	Configuración típica de la malla.	648
 <b>CAPITULO 12.</b>		
FIGURA 12.1.	Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución con los diferentes tipos de protección de sobrecorriente.	656
FIGURA 12.2.	Corrientes de cortocircuito en función de la distancia a la subestación.	659

FIGURA 12.3.	El cortacircuitos fusible y sus componentes.	660
FIGURA 12.4.	Curva característica de un fusible de baja tensión.	667
FIGURA 12.5.	Eslabón fusible típico usado en cortacircuitos de distribución tipo intemperie a) para menos de 10 A y b) entre 10 A y 100 A.	670
FIGURA 12.6.	Interrupción de una corriente de falla de baja magnitud.	672
FIGURA 12.7.	Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud y diferentes asimetrías.	673
FIGURA 12.8.	Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible.	674
FIGURA 12.9.	Circuito RLC.	675
FIGURA 12.10.	Incremento de la resistencia en fusibles de expulsión.	678
FIGURA 12.11.	Variación de la resistencia de fusibles dependiendo de su carga de expulsión.	679
FIGURA 12.12.	Curvas t - I de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K.	681
FIGURA 12.13.	Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T.	683
FIGURA 12.14.	Curvas características t -I de fusión mínima para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	684
FIGURA 12.15.	Curvas características t -I de despeje máximo para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	685
FIGURA 12.16.	Curvas características t -I de fusión mínima para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	686
FIGURA 12.17.	Curvas características t -I de despeje máximo para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	687
FIGURA 12.18.	Curvas características t -I de fusión mínima para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	688
FIGURA 12.19.	Curvas características t -I de despeje máximo para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	689
FIGURA 12.20.	Relación t - I - V que muestra la operación del fusible limitador de corriente.	692
FIGURA 12.21.	Relaciones e que muestran la operación del fusible limitador de corriente (FLC).	693
FIGURA 12.22.	Curvas características de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.	695
FIGURA 12.23.	Curvas características de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.	696
FIGURA 12.24.	Curvas características de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kV y 22 kV.	697
FIGURA 12.25.	Curvas características de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 kV y 22 kV.	698
FIGURA 12.26.	Curvas de corriente - tiempo de fusión de fusibles limitadores de corriente de propósitos generales para 23 kV.	699
FIGURA 12.27.	Operación del fusible limitador de corriente como respaldo.	700
FIGURA 12.28.	Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3-15 kV y 1-8.3 kV) (CHANCE K-MATE).	702

FIGURA 12.29.	Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3-25 kV, 1-15.5 kV, 3-35 kV y 1-22kV) (CHANCE K-MATE).	703
FIGURA 12.30.	Coordinación de fusibles limitadores con pararrayos.	704
FIGURA 12.31.	Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.	705
FIGURA 12.32.	Curvas características t - I de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.	706
FIGURA 12.33.	Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV.	707
FIGURA 12.34.	Curvas características t - I de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 y 22 kV.	708
FIGURA 12.35.	Fusible electrónico.	709
FIGURA 12.36.	Circuito subterráneo en $\Delta$ .	713
FIGURA 12.37.	Circuito en Y aterrizado.	713
FIGURA 12.38.	Localización de los fusibles de protección y protegido.	715
FIGURA 12.39.	Efecto de la relación de fusión.	718
FIGURA 12.40.	Factor dependiente de la relación X/R y del factor de potencia.	719
FIGURA 12.41.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible 8T.	722
FIGURA 12.42.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible 10 K.	723
FIGURA 12.43.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible limitador de corriente de 12 A.	724
FIGURA 12.44.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible BT en serie con fusible limitador de corriente.	725
FIGURA 12.45.	Protección de transformadores de pequeña capacidad.	726
FIGURA 12.46.	Coordinación de protección del transformador de distribución.	729
FIGURA 12.47.	Características de rotura de capacitores tipo cinta.	735
FIGURA 12.48.	Factores de multiplicación E / X (A).	741
FIGURA 12.49.	Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF6.	742
FIGURA 12.50.	Relevador de sobre corriente tipo inducción.	743
FIGURA 12.51.	Esquema típico de protección de un alimentador distribución.	744
FIGURA 12.52.	Familia de curvas del relé de sobrecorriente.	745
FIGURA 12.53.	Características de operación de los relevadores.	746
FIGURA 12.54.	Circuito sensor de condiciones del alimentador.	747
FIGURA 12.55.	Circuito para el control del interruptor.	748
FIGURA 12.56.	Recierres de un interruptor.	749
FIGURA 12.57.	Curvas características t-I de un restaurador.	750
FIGURA 12.58.	Seccionador de control hidráulico.	758
FIGURA 12.59.	Instalación de un seccionalizador.	760

FIGURA 12.60.	Coordinación de protecciones.	764
FIGURA 12.61.	Ejemplo de coordinación fusible-fusible (de expulsión).	764
FIGURA 12.62.	Curvas t-I para coordinación del circuito dado en la figura 12.61.	766
FIGURA 12.63.	Porción de circuito para la aplicación de las reglas empíricas.	769
FIGURA 12.64.	FLC protegiendo un fusible de expulsión.	770
FIGURA 12.65.	Coordinación entre FLC y fusible de expulsión.	770
FIGURA 12.66.	Fusible de expulsión protegiendo un FLC.	771
FIGURA 12.67.	Coordinación fusibles de expulsión-FLC.	771
FIGURA 12.68.	Coordinación FLC-FLC.	773
FIGURA 12.69.	Coordinación relevador (interruptor) - fusible.	777
FIGURA 12.70.	Coordinación durante fallas permanentes.	778
FIGURA 12.71.	Rango de coordinación del FDR.	779
FIGURA 12.72.	Ubicación de fusibles que siempre operan, operan adecuadamente y que nunca operan.	779
FIGURA 12.73.	Recierre de interruptor del alimentador.	780
FIGURA 12.74.	Alimentador con áreas de corriente de falla y áreas de corriente.	781
FIGURA 12.75.	Características del recloser automático.	782
FIGURA 12.76.	Ejemplo de coordinación relevador-reclose.	784
FIGURA 12.77.	Características t-I de disparo instantáneo y diferido del recloser.	787
FIGURA 12.78.	Coordinación recloser-fusible.	788
FIGURA 12.79.	Coordinación recloser-fusible adecuada.	790
FIGURA 12.80.	Ciclo de temperatura del fusible durante las operaciones del recloser.	791
FIGURA 12.81.	Coordinación recloser-fusible en un ejemplo práctico.	791
FIGURA 12.82.	Coordinación resultante recloser-fusible (ejemplo).	792
FIGURA 12.83.	Condición indeseada para aplicación de seccionalizadores.	795
FIGURA 12.84.	Ejemplo de aplicación de seccionalizadores.	796

**CAPITULO 13.**

FIGURA 13.1.	Swicheo 1 $\phi$ en un circuito 3 $\phi$ .	801
FIGURA 13.2.	Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferresonancia.	802
FIGURA 13.3.	Energización de un banco de capacitores.	802
FIGURA 13.4.	Sobrevoltaje debido a la energización.	803
FIGURA 13.5.	Desenergización de un banco de condensadores.	803
FIGURA 13.6.	Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores.	804
FIGURA 13.7.	Circuito que ilustra las corrientes de corte.	805
FIGURA 13.8.	Pararrayos de carburo de silicio y MOV.	807

FIGURA 13.9.	Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los pararrayos de carburo de silicio.	808
FIGURA 13.10.	Fallo línea - tierra en un sistema delta.	810
FIGURA 13.11.	Falla línea - tierra en un sistema Y aterrizado.	811
FIGURA 13.12.	Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento.	817
FIGURA 13.13.	Lateral subterráneo.	818
FIGURA 13.14.	Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto.	818
FIGURA 13.15.	Voltaje vs Longitud de conductor.	821
FIGURA 13.16.	Derivación lateral subterráneo de 34.5 kV.	823
FIGURA 13.17.	Derivación lateral subterránea de 12.47 kV.	824
FIGURA 13.18.	Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con pararrayos tipo poste en el inicio.	825
FIGURA 13.19.	Voltajes en el punto inicial y en el punto medio.	826
FIGURA 13.20.	Descarga bipolar.	827
FIGURA 13.21.	Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable.	828
FIGURA 13.22.	Lateral derivado.	828
FIGURA 13.23.	Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación.	829
FIGURA 13.24.	Onda normalizada de $8 \times 20 \mu$ seg.	830
FIGURA 13.25.	Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta.	830
FIGURA 13.26.	Sistema de 13.2 kV (pararrayos en la fase superior).	834
FIGURA 13.27.	Sistema de 13.2 kV (pararrayos en las 2 fases).	835
FIGURA 13.28.	Impactos a la línea vs densidad de descargas a tierra.	839
FIGURA 13.29.	El ancho de apantallamiento S creado por un árbol cercano a línea de distribución.	840
FIGURA 13.30.	Curvas aproximadas para factor de apantallamiento Sf vs Altura de línea y distancias de apantallamiento.	841
FIGURA 13.31.	Rata de flameos de voltaje inducidos de líneas de distribución aéreas vs BIL.	842



---

## *Indice de tablas*

---

	Pagina
<b>CAPITULO 1.</b>	
TABLA 1.1. Sistemas de distribución secundaria.	9
<b>CAPITULO 2.</b>	
TABLA 2.1. Factores de variacion horaria.	37
TABLA 2.2. Demandas diversificadas horarias en el TD.	42
TABLA 2.3. Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.	43
TABLA 2.4. Ejemplo 2.2.	48
TABLA 2.5. Cargas horarias promedio en kW día pico.	52
TABLA 2.6. Duración de la carga para el día pico.	53
TABLA 2.7. Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.	62
TABLA 2.8. Multiplicador de pérdidas de potencia vs factor de carga.	62
TABLA 2.9. Porcentaje de pérdidas de potencia a la hora pico para varios niveles de pérdidas de energía	63
<b>CAPITULO 3.</b>	
TABLA 3.1. Incremento de la resistencia por efecto de cableado.	74
TABLA 3.2. Resistencia cd a 20 °C en $\Omega$ /km para conductores cableados concéntricos.	74

TABLA 3.3.	Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencia.	76
TABLA 3.4.	Razón para conductores de cobre y aluminio a 60 Hz.	78
TABLA 3.5.	Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ACSR a 60 Hz.	79
TABLA 3.6.	Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ASC a 60 Hz.	80
TABLA 3.7.	Resistencia c.a de conductores de cobre duro 97.5% de conductividad.	80
TABLA 3.8.	Resistencia c.a de cables monopolares subterráneos. $\Omega/\text{km}$ .	81
TABLA 3.9.	RMG para conductores homogéneos de cobre y aluminio.	91
TABLA 3.10.	Valores RMG para conductores cableados concéntricos de Cu, Al, ACS y ACSR.	92
TABLA 3.11.	DMG para disposiciones típicas de redes de distribución (un conductor por fase).	93
TABLA 3.12.	(RMG) y (DMG) equivalente para disposiciones típicas (varios conductores por fase y circuitos dobles).	94
TABLA 3.13.	Reactancia inductiva XL en $\Omega/\text{km}$ para redes aéreas con conductores aislados de cobre duro y aluminio ACS.	98
TABLA 3.14.	Reactancias inductivas XL en $\Omega/\text{km}$ fase para líneas de distribución en conductor ACSR.	100
TABLA 3.15.	Reactancia inductiva XL en $\Omega/\text{km}$ para cables monopolares subterráneos (cobre o aluminio).	101
TABLA 3.16.	Configuraciones para el cálculo de resistencia y reactancia aparentes.	101
TABLA 3.17.	Fórmulas para el cálculo de resistencia de pantallas y cubiertas metálicas.	103
TABLA 3.18.	Valores de la constante SIC.	105
TABLA 3.19.	Coefficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.	107
 <b>CAPITULO 4.</b>		
TABLA 4.1.	Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de cobre duro. Temperatura de conductor 50 °C .	117
TABLA 4.2.	Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de aluminio ACS. Temperatura de conductor 50 °C $\Omega/\text{km}$ .	117
TABLA 4.3.	Módulos y argumentos de las impedancias por unidad de longitud en redes aéreas de distribución, conductor ACSR, temperatura del conductor = 50°C $\Omega/\text{km}$ .	119
TABLA 4.4.	Profundidad de regreso por tierra $D_e$ e impedancia $R_e$ y $X_e$ a 60 Hz.	120
TABLA 4.5.	Valores máximos de regulación en los componentes del sistema de distribución.	139
 <b>CAPITULO 5.</b>		
TABLA 5.1.	Pérdidas de potencia (% de kW generados).	156
TABLA 5.2.	Lista de chequeo preliminar para niveles de pérdidas en sistemas de potencia.	157
TABLA 5.3.	Pérdidas en transformadores de distribución. Unidades monofásicas típicas (60 Hz).	172

TABLA 5.4.	Pérdidas en transformadores de distribución otras características de voltaje.	173
TABLA 5.5.	Efecto de la corrección del factor de potencia sobre la caída de voltaje y las pérdidas.	177
TABLA 5.6.	Programa FEN BID /Redes de distribución. Precios unificados de conductores para fines presupuestales (precio de 1980).	203
TABLA 5.7.	Pérdidas de hierro y pérdidas de cobre en W. para transformadores monofásicos de distribución.	222
TABLA 5.8.	Pérdidas de hierro y pérdidas de cobre en W. para transformadores trifásicos de distribución.	222

## **CAPITULO 6.**

TABLA 6.1.	Capacidades de corriente para conductores de cobre y aluminio (ACSR).	229
TABLA 6.2.	Temperaturas máximas permisibles en cables de energía.	223
TABLA 6.3.	Resistividad de aislamientos.	235
TABLA 6.4.	Resistividad de cubiertas.	235
TABLA 6.5.	Valores de A,B,C.	235
TABLA 6.6.	Resistividad de materiales empleados en ductos.	235
TABLA 6.7.	Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente.	261
TABLA 6.8.	Cables expuestos al sol.	261
TABLA 6.9.	Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación.	261
TABLA 6.10.	Factores de corrección por variación por variación de la resistencia térmica del terreno.	262
TABLA 6.11.	Factores de corrección por agrupamiento en instalación subterránea de cables.	262
TABLA 6.12.	Factores por agrupamiento de tubos conduit aéreos.	263
TABLA 6.13.	Factores de corrección por agrupamiento en charolas (al aire libre y sin incidencia de rayos solares)*.	263
TABLA 6.14.	Ejemplo 4. Resultados	268
TABLA 6.15.	Cables monopolares de cobre THV.	271
TABLA 6.16.	Cables tripolares de cobre tipo THV.	272
TABLA 6.17.	Cables monopolares de cobre XLPE.	273
TABLA 6.18.	Cables tripolares de cobre tipo XLPE.	274
TABLA 6.19.	Factores de corrección a la capacidad de corriente aplicable a las tablas 6.15 a 6.18.	275
TABLA 6.20.	Cables monopolares de cobre.	276
TABLA 6.21.	Cables monopolares de aluminio.	277

## **CAPITULO 7.**

TABLA 7.1.	Temperatura de sobrecarga de cables de energía de media tensión.	282
TABLA 7.2.	Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas.	284

TABLA 7.3.	Factores de corrección de la resistencia por variación de la temperatura del conductor.	285
TABLA 7.4.	Valor aproximado de la constante k.	285
TABLA 7.5.	Valor de B en función de t y k.	286
TABLA 7.6.	Temperaturas máximas admisibles en condiciones de cortocircuito ( °C ).	299
TABLA 7.7.	Valores de K y T para la ecuación 7.8.	300
TABLA 7.8.	Valores de C para determinar la corriente de cortocircuito en conductor y pantalla o cubierta.	301
TABLA 7.9.	Cálculo del potencial respecto a tierra por cada 100 metros de longitud de cable.	304
 <b>CAPITULO 8.</b>		
TABLA 8.1.	Comparación de ratas de falla entre SDA y SDS.	310
TABLA 8.2.	Confiabilidad de diferentes SD primarios.	316
TABLA 8.3.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	338
TABLA 8.4.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	339
TABLA 8.5.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	339
TABLA 8.6.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	340
TABLA 8.7.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	340
TABLA 8.8.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	341
TABLA 8.9.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	341
TABLA 8.10.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	342
TABLA 8.11.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	342
TABLA 8.12.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	343
TABLA 8.13.	Cálculo de regulación y pérdidas del circuito fundadores a 13.2 kV.	347
TABLA 8.14.	Electrificación rural - primaria 13.2 kV (parte 1), selección de estructuras.	349
TABLA 8.15.	Electrificación rural - primaria 12.3 kV (parte 2), selección de estructuras.	349
TABLA 8.16.	Separación entre conductores.	350

---

## **CAPITULO 9.**

TABLA 9.1.	Confiuraciones de los ductos.	397
TABLA 9.2.	Tensiones de jalado para cables con perno de tracción colocado en el conductor.	407
TABLA 9.3.	Valores de $e^{w/\theta}$	409
TABLA 9.4.	Tensiones laterales	412
TABLA 9.5.	Radios mínimos de curvatura ( D = Diámetro exterior del cable).	418
TABLA 9.6.	Diámetros exteriores de cables de energía.	421
TABLA 9.7.	Guía para la selección del tipo de la instalación subterránea.	427
TABLA 9.8.	Guía para la selección de los cables según su forma de construcción.	428
TABLA 9.9.	Propiedades de los aislamientos más comunmente usados en cables de energía (5 - 35 kV)	431
TABLA 9.10.	Guía para seleccón de cables subterráneos según su aislamiento.	432
TABLA 9.11.	Propiedades de las cubiertas.	433
TABLA 9.12.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	438
TABLA 9.13.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	438
TABLA 9.14.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	439
TABLA 9.15.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	439
TABLA 9.16.	Ejemplo.	441
TABLA 9.17.	Cálculo de las subestaciones.	444
TABLA 9.18.	Cuadro de cálculo redes de distribución.	446
TABLA 9.19.	Cuadro de hierros. Cámara de empalme.	472
TABLA 9.20.	Cuadro de hierros y cantidades de obra. Cámaras de equipo.	472
TABLA 9.21.	Cantidades de obra. Cámara de equipo.	473
TABLA 9.22.	Cantidades de obra. Reja cámara de equipo.	473

## **CAPITULO 10.**

TABLA 10.1.	Evaluación en términos de confiabilidad para cargas tradicionales.	518
TABLA 10.2.	La operación requerida de los dispositivos de protección.	522
TABLA 10.3.	Valores nominales para transformadores trifásicos para red secundaria.	525
TABLA 10.4.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	527
TABLA 10.5.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	527

TABLA 10.6.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	528
TABLA 10.7.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	528
TABLA 10.8.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	529
TABLA 10.9.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	529
TABLA 10.10.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	530
TABLA 10.11.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	530
TABLA 10.12.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	531
TABLA 10.13.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	531
TABLA 10.14.	Demanda diversificada tipo residencial.	532
TABLA 10.15.	Cuadro de cálculo para el circuito radial del ejemplo 1.	543
TABLA 10.16.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 1 (partición).	547
TABLA 10.17.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 2 (partición).	547
TABLA 10.18.	Cuadro de cálculo del circuito en anillo sencillo del ejemplo 2.	553
TABLA 10.19.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 1(partición).	555
TABLA 10.20.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 2(partición).	556
TABLA 10.21.	Cuadro de cálculo circuito en anillo doble con idéntico calibre del ejemplo 3.	560
TABLA 10.22.	Cuadro de cálculo del circuito en anillo doble con diferente calibre del ejemplo 4.	563
TABLA 10.23.	Cuadro de cálculo del anillo triple del ejemplo 5.	567
TABLA 10.24.	Cuadro de cálculo del circuito enmallado del ejemplo 6.	571
 <b>CAPITULO 11.</b>		
TABLA 11.1.	Límite de fluctuaciones de voltaje.	615
TABLA 11.2.	Limitaciones típicas en reducciones de voltaje.	615
TABLA 11.3.	Dimensiones de la sala de máquinas.	627
TABLA 11.4.	Características del parrayos autoválvula.	628
TABLA 11.5.	Datos técnicos del cortacircuitos para 15 kV y 38 kV - 100 A.	632
TABLA 11.6.	Características técnicas del seccionador tripolar.	633
TABLA 11.7.	Características del seccionador bajo carga (accionamiento vertical).	635
TABLA 11.8.	Selectividad del circuito primario y secundario de transformadores de alta tensión 13.2 kV.	644
TABLA 11.9.	Características de los fusible HH.	646

---

TABLA 11.10.	Factores de espaciamento.	650
--------------	---------------------------	-----

**CAPITULO 12.**

TABLA 12.1.	Dimensiones generales de chuchilla - fusible. Tipo estandar	661
TABLA 12.2.	Capacidad de corriente de interrupción para cortacircuitos fusible.	662
TABLA 12.3.	BIL y distancias de fuga de los cortacircuitos fusible.	662
TABLA 12.4.	Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño.	664
TABLA 12.5.	Valores nominales de fusibles limitadores (de potencia).	665
TABLA 12.6.	Datos característicos de eslabones tipo K y T.	680
TABLA 12.7.	Recomendaciones para la correcta aplicación de cortacircuitos en los diferentes voltajes de sistemas de distribución.	712
TABLA 12.8.	Valores I - t para definir las curvas de daño y la curva de energización (inrush) en transformadores de 1 a 500 kVA.	716
TABLA 12.9.	Características requeridas de los fusibles.	720
TABLA 12.10.	Relación de rapidéz para protección de transformadores.	721
TABLA 12.11.	Programa de aplicación de fusibles N y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).	727
TABLA 12.12.	Programa de aplicación de fusibles K, T y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).	728
TABLA 12.13.	Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC(1) (Aplicación monofásica).	730
TABLA 12.14.	Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC. (Aplicación trifásica).(1).	731
TABLA 12.15.	Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores trifásicos.	732
TABLA 12.16.	Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.	732
TABLA 12.17.	Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.	733
TABLA 12.18.	Valores nominales de interruptores.	738
TABLA 12.19.	Características nominales de los reclosers.	754
TABLA 12.20.	Voltaje máximo nominal, voltaje de impulso nominal, corriente nominal, corriente de interrupcción simétrica y características del funcionamineto de los seccionadores de línea.	762
TABLA 12.21.	Corriente continua nominal, corriente mínima actuante, corriente asimétrica, y capacidad de 1 y 10 segundos de un seccionalizador.	762
TABLA 12.22.	Resultados del estudio de coordinación	765
TABLA 12.23.	Coordinación entre fusibles tipo K (EEI-NEMA).	767
TABLA 12.24.	Coordinación entre fusibles tipo T (EEI - NEMA).	767

TABLA 12.25. Coordinación entre fusibles tipo K y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).	768
TABLA 12.26. Coordinación entre fusibles tipo T y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).	768
TABLA 12.27. Coordinación entre fusibles tipo N	768
TABLA 12.28. Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 8.3 kV.	772
TABLA 12.29. Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV	772
TABLA 12.30. Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 8.3 kV.	772
TABLA 12.31. Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV.	773
TABLA 12.32. Características de los FLC	774
TABLA 12.33. Coordinación FLC 8.3 kV - FLC 8.3 kV.	775
TABLA 12.34. Coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV.	775
TABLA 12.35. Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 8.3 kV.	775
TABLA 12.36. Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 15.5-22 kV.	775
TABLA 12.37. Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusibles de potencia.	776
TABLA 12.38. Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusibles de potencia.	776
TABLA 12.39. Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusible NX 8.3 kV	776
TABLA 12.40. Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusible NX 15.5-23 kV.	777
TABLA 12.41. Corriente máxima a la cual la coordinación es posible	778
TABLA 12.42. Coordinación de recloser con fusibles.	793
TABLA 12.43. Conteos del seccionalizador.	795

**CAPITULO 13.**

TABLA 13.1. Duración de la descarga simple.	799
TABLA 13.2. Voltajes nominales para las clases de pararrayos.	808
TABLA 13.3. Pararrayos y su MCOV	809
TABLA 13.4. Voltajes nominales de pararrayos de oxido - metálico comunmente aplicados en sistemas de distribución	810
TABLA 13.5. Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos.	813
TABLA 13.6. Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo).	813
TABLA 13.7. Características de los pararrayos de distribución de carburo de silicio.	815
TABLA 13.8. Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado).	816
TABLA 13.9. Cálculo de márgenes para otros voltajes.	819
TABLA 13.10. Cambio en las características del BIL del pararrayos.	822
TABLA 13.11. Localización recomendada de pararrayos.	832
TABLA 13.12. Comparación de los diferentes parametros de proteccion de una línea de distribución.	836

---

TABLA 13.13. Probabilidad de impactos que causan flameos (en porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento.	837
TABLA 13.14. Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución.	839



---

## *Bibliografía*

---

- RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.  
Redes de Distribución, su diseño y construcción. 1988.  
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.  
Redes de Subtransmisión y Distribución de energía. 1º Edición. 1993.  
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.  
Redes de Subtransmisión y Distribución de energía. 2º Edición.  
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- SIERRA MADRIGAL Víctor.  
Manual técnico de cables de energía. Condumex . 1982.  
Mc Graw Hill Book company.
- CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS CHEC.  
Normas para el diseño y construcción a niveles de Subtransmisión y Distribución. 1993.  
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
- PANSINI, EE, PE Anthony J  
Electrical Distribution Engineering .  
Mc Graw Hill Book company.

- FINK Donald G. WAYNE Beaty H.  
Manual de ingeniería eléctrica tomos I y II. 13ª edición.  
Mc Graw Hill.
  
- BRATU N. CAMPERO. E  
Instalaciones eléctricas - conceptos básicos y diseño 2ª edición.  
Alfaomega.
  
- ESPINOSA Y LARA Roberto.  
Sistemas de distribución.  
Editorial Limusa 1990.
  
- VIQUEIRA L. Jacinto.  
Redes eléctricas tomos I y II. 1970.  
Representaciones y servicios de ingeniería S.A.
  
- CONDENSEA  
Construcción de redes para barrios de desarrollo progresivo. 1998.  
División obras e ingeniería - Normas técnicas.
  
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION  
Distribution systems.
  
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.  
Transmisión and Distribution.
  
- SPITA. Albaert F.  
Instalaciones eléctricas tomo I.  
Editorial Dossat S.A Siemens.
  
- STEVENSON. William D.  
Análisis de sistemas eléctricos de potencia. 2ª edición.  
Mc Graw Hill.
  
- LUCA MARÍN. Carlos  
Líneas e instalaciones eléctricas 7ª edición.  
Representaciones y servicios de ingeniería S.A.
  
- HAPPOLDT. Buchhola .  
Centrales y redes eléctricas 4ª edición.  
Editorial Labor.

- 
- SCHMILCHER.Theodor .  
Manual de baja tensión - Indicaciones para la selección de aparatos de maniobra. Instalaciones y distribuciones.  
Enciclopedia CEAC de la electricidad. Instalaciones eléctricas generales  
Siemens.
  - GERIN. Merlín (Catalogo).  
Low voltage circuit breaker application guide 05/87.
  - FADALTEC.  
Cátalogo de productos.
  - FACOMECE.  
Cátalogo de productos.
  - HENRIQUEZ HARPER. Gilberto.  
Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia. Vol II.  
Editorial Limusa.
  - IEEE Tutorial Course.  
Practical applications of ANSI/IEEE Estándar 80-1986.
  - MUNASINGHE. Mohan. and SCOTT. Walter. (World bank).  
Energy Efficiency: Optimization of electric power distribution - systems losses.
  - CUERVO SALCEDO. Gabriel. (Salgado Meléndez y Asociados)  
Actualización de criterios para la selección del conductor económico y cargabilidad de transformadores.
  - UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA. Facultad de Ingeniería.  
Memorias del Seminario Nacional de Pérdidas de Energía y su evaluación económica en sistemas de distribución. Noviembre 7 / 1986.  
Pereira.
  - TORRES M. Álvaro.  
Metodologías para el análisis de pérdidas en sistema de distribución.  
Universidad de los Andes.
  - TORRES M. Álvaro.  
Modelos para estudios de perdidas en sistemas de distribución  
Universidad de los Andes.

- POSADA C. Anibal.  
Estado actual de las pérdidas de energía resumen de estudios de pérdidas realizados.  
ISA.
- GUTIÉRREZ C. Gustavo.  
Separación de pérdidas de un sistema de potencia en sus diferentes componentes.  
Empresas Públicas. Pereira.
- MURILLO S. José Joaquín.  
Optimización en la planeación de sistemas de distribución.  
Universidad Tecnológica de Pereira. XI Congreso Nacional de Ingeniería Eléctrica, Mecánica y Afines y XII Congreso Panamericano de COPIMERA. Cartagena abril 1990.
- GÖNEN. Turan .  
Electric Power Distribution System Engineering  
Mc Graw Hill
- BURKE J. James.  
Power Distribution Engineering. Fundamentals and Applications.  
Editorial Marcel Bekker inc.
- IEEE  
Standard for Surge arresters for AC Power Circuits C62.1 - 1984
- IEEE  
Standard for metal oxide surge arresters for AC power systems. C62.11 - 1987.
- CALOGGERO. Early. Sheehan NFPA  
National Electrical Code - Handbook
- HOLF. Michel.  
Understanding the National Electrical Code. 1992.
- ALL ALUMINIUM ASSOCIATION PUBLISHED DATA  
The evaluation of losses in conductors 1ª edición. 1984.
- IEEE tutorial course 80 EHO-157-8-PWR.  
Application and coordination of reclosers, sectionatizers and fuses.
- Distribution system protection manual  
Mc Graw Edicson Company - Power system division.

- 
- Selection guide - change k - Mate SL.  
Current limiting fuse Bulletin Nro 18 - 8301.
  - S&C positrol Fuse Links.  
S&C Electric Company.
  - Working group report: calculating the lighting performance af distribution lines IEEE Transactions on Power Delivery Vol 5 Nro 13 July 1990.
  - HERING. Paul .  
La escuela del técnico electricista tomo X. 2ª Edicion.
  - ACIEM. Cundinamarca.  
Memorias de las primeras jornadas nacionales de subtransmision y distribución de energía.
  - TORRES. Álvaro.  
Ubicación, dimensionamiento óptimo de condensadores en alimentadores.  
Universidad de los Andes.
  - QUINTERO. Carlos J.  
Mantenimiento de cables y localización de fallas en redes de distribución.
  - Normalización de plantas de emergencia.
  - LUNA ZAPATA. Gilberto.  
Cargabilidad óptima de transformadores de distribución.
  - Overcurrentan and overvoltage protections.  
Mc Graw Edison Power System división.
  - ICEL - Ministerio de Minas y energía.  
Normas para sistemas de subtransmisión y distribución.
  - MERLÍN GERIOR (Catálogo de productos)  
Tableros de distribución tipo SB y ML, tableros para contadores de MT, celdas para transformador.
  - SIEMENS - Catálogo  
Aparatos de alta tensión.
  - GUTIÉRREZ. Gustavo A.  
Sistema de distribución Eléctrica - Métodos avanzados. 1997.

- RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.  
Apuntes de la clase de Sistemas de distribución.  
Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales.

---

# Indice general

---

	Pagina
<b>A.</b>	
<b>Accidentes</b>	657
<b>Aéreas.</b>	
Redes de distribución.	6
Corriente en redes de distribución.	226
Normas técnicas para la construcción de redes.	344
Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundarias.	572
Mérgenes para equipo de redes.	815
<b>Afloramiento</b>	489
<b>Aislamiento</b>	350,429
Cálculo de las resistencias térmicas	234
Cables con aislamiento de papel impregnado	419
De papel impregnado.	428
Blindaje	453
Coordinación	815
de línea	832
<b>Alambres.</b>	
Número de alambres en conductores estándar.	70
Tamaños de alambres en conductores trenzados.	71
<b>Alimentador</b>	
Primario tipo radial	311
Niveles de voltaje	316
Primarios	320, 322
Primarios. Desarrollo tipo rectangular	321
De distribución	738
<b>Alterna</b>	
Resistencia a la corriente alterna.	76

<b>Alumbrado público</b>	12
<b>Aluminio.</b>	66
Densidad.	67
Capacidad de corriente.	278
<b>Anillo</b>	
Sencillo	546
Doble	556
Triple	563
<b>Annual</b>	
Curvas de carga.	23
Curvas de duración de carga.	23
<b>Apertura</b>	
De zanja	400
<b>Aplicación</b>	
Eslabones fusible	714
Factores de aplicación de restauradores	751
<b>Apoyos</b>	344, 572
<b>Arco</b>	738
<b>Área</b>	
De los conductores trenzados.	72
Método de desarrollo para áreas de alta densidad de carga.	321
Método de desarrollo para áreas de baja densidad de carga	322
<b>Armaflex</b>	
Cables	419
<b>Asimétrica</b>	
Valores nominales de corriente	752
<b>Aspectos</b>	
Generales sobre planeamiento de sistemas de distribución	12
Generales para la selección de fusibles de media tensión	664
<b>Atmosféricas</b>	
Descargas	800, 721
<b>Autoextinción</b>	
De descargas	779
<b>Automáticos</b>	
Interruptores	737
Seccionalizadores	755
<b>B.</b>	
<b>Bancos</b>	
Secundarios	514
De capacitores con fusible	729
<b>Básico</b>	
Modelo del transformador	190
Componentes básicos de una subestación	627
Principios	794
<b>Bifilar</b>	
Inductancia de una línea	86
Sistema bifásico	132
<b>BIL</b>	311
Deterioro	
<b>Blindaje</b>	453

---

## C.

### Cálculo

Pérdidas en sistemas de distribución	166
Resistencias térmicas de aislamiento	234
Regulación y pérdidas en líneas de distribución	337
Regulación y pérdidas en redes primarias	436
Redes de distribución secundarias	526,533
Redes radiales	534
Redes en anillo sencillo	546
Redes en anillo doble	556
Redes en anillo triple	563
Malla de puesta a tierra	648
Resistencia de malla	649
Tensiones de paso y contacto reales	651

### Calibre

Cálculo de regulación	436
Criterios	510

### Cámaras

De paso o inspección	450
De empalme	451
De equipo	451
Notas	452
Mantenimiento de cables	495

### Capacitancia

	104
--	-----

### Capsulada

Subestación	599
-------------	-----

### Característica

Conductores	67
Líneas	110
Pérdidas	209
Sistema de suministro	721
Capacitores	729
Relevadores	740
Recloser	753
Descarga atmosférica	798
Capacidad	
Instalada	19
Conduccion de corriente	225
Tablas	269
Corriente del aluminio	278
Grupo eléctrico	617
Ruptura	642

### Carga

Clasificación	12
Características	17
Densidad	18
Instalada	19
Máxima	20
Equivalente	20
Diaria	21
Anual	23
Promedio	26
Factor de carga	28
De diseño para redes de distribución	35

Uniformemente distribuida	135
Regular e irregular	136
<b>Celda</b>	
Subestación interior	609
Para transformador	611
Media tension para seccionadores	612
<b>Clasificación</b>	
Sistemas de distribución	6
Redes de distribución de acuerdo a sus voltajes nominales	8
Redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas	11
Cargas	12
Líneas según su longitud	108
Líneas según características electricas	110
Métodos para localizar fallas	499
<b>Cobre</b>	66
Densidad	67
Norma internacional	68
Capacidad de corriente	278
<b>Cogeneración</b>	814
<b>Condensadores</b>	
Protección	645
<b>Condiciones</b>	
Recepción	112,127
Envío	113
De instalación	269
Funcionamiento	637
Protección de sobrecorriente	657
<b>Conductividad</b>	68
<b>Conductor</b>	
Materiales	66
Características	67
Propiedades	68
Trenzados	70
Compuestos	72
Resistencia	72
Inductancia	82
Radio medio geométrico	91
Económico	199
Alimentación primario	320
Malla de puesta a tierra	647
Descarga	798
<b>Configuración</b>	
Cables subterráneos	396
Directamente enterrados	389
Zanjas de bajo anden	448
Zanjas bajo calzada	449
Redes secundarias aéreas	574
Redes secundarias subterráneas	583
Plantas de emergencia	615
Mallas de puesta a tierra	646
<b>Construcción</b>	
Normas técnicas	447
Redes secundarias aéreas	572
Redes secundarias subterráneas	583
Subestación	634

Fusibles de alta tensión HH	640
Fusibles limitadores de corriente	690
<b>Conteos</b>	760
<b>Continua</b>	
Prueba de alta tensión	497
redes de distribución	139
Perdidas de potencia	147
<b>Control</b>	
Tipos	753
<b>Coordinación</b>	
De dispositivos de protección	763
Fusible limitador	770
Fusible expulsión	771
FLC - FLC	773
Interruptor - fusible	777
Recloser - fusible	786, 789
Con relevador selectivo de alimentador	789
Recloser - recloser	790
Recloser - fusible de alto voltaje	792
De aislamiento	815
<b>Corriente</b>	
Resistencia a la corriente directa	73
Alterna	76
Capacidad de conducción	225
En cables subterráneos	228
Tablas	269
Prueba de alta tensión	497
Limitaciones	642
De falla	658
Fusibles limitadores	682
Nominal	711
De energización	717
De puesta en marcha	717
Asimétrica	752
Esquema de corriente alta/baja	781
Magnitudes	799
Cortadas	805
<b>Cortacircuitos</b>	630
Fusibles	658
Factores de selección	710
<b>Cortocircuito</b>	299
<b>Crucetas</b>	344
<b>Cubierta</b>	
Calculo de las resistividades	236
Selección	430
<b>Curva</b>	
Carga diaria	21
Duración de carga diaria	21
Carga anual	23
Duración de carga anual	23
Demanda máxima diversificada	33
Factores de diversidad	34
Características del tiempo de fusión	643

## D.

<b>Daño</b>	
Del tanque del transformador	716
Térmico del transformador	717
<b>Demanda</b>	21
Tasa de crecimiento	25
Factor de demanda	26
Curvas	33
Coincidente	36
Maxima	37
<b>Densidad</b>	
Carga	18
Cobre	67
<b>Desarrollo</b>	
Tipo rectangular	321
Tipo radial	323
Plan de muestreo	194
<b>Descarga</b>	
Efecto	721
Autoextinción	779
Atmosférica	798,800
Inducida	836
<b>Diámetro</b>	
Conductores trenzados	71
<b>Dimensión</b>	
Cables subterráneos	396
Apertura de zanja	401
Sala de máquinas	627
<b>Diseño</b>	
Sistema de distribución	5
Telescopico	540
Fusibles de expulsión	669
Cargas	35
Cargas primarias	338
Cargas secundarias	526
Criterio	185
<b>Distancia</b>	
Media geométrica	92
Efecto	658
<b>Diversidad</b>	
Factor	29
Curvas de factores	34
<b>DMG</b>	92
<b>DRS</b>	419
<b>Ductos</b>	
Subterráneos	395
Limpieza, verificación	403
Normas técnicas	447

## E.

<b>Efecto</b>	
Trenzado	72
Cableado sobre la resistencia	73

Temperatura sobre la resistencia	74
Descargas atmosféricas	721
Longitud lateral	829
<b>Eléctrico</b>	
Conductores	68
Cálculo del momento	436
Configuración del conjunto	615
Capacidad del grupo	617
Sistema	626
<b>Electrónico</b>	
Fusible	709
Restaurador	753
Seccionalizador	759
<b>Empalme</b>	
Cámaras	451
Premoldeado	476
Premoldeado permanente	477
Premoldeado desconectable	478
Recto	478
En T	478
Empalmes y terminales	496
<b>Especificaciones</b>	613
<b>Esquema</b>	
Corriente alta/baja	781
<b>Estructura</b>	
Tipo combinada	345
<b>Excavaciones</b>	391
<b>Expulsión</b>	
Fusibles	669
Coordinación fusible	771

## F.

<b>Factor</b>	
Demanda	26
Utilización	26
Planta	27
Potencia	27
Carga	28
Diversidad	29
Coincidencia	31
Contribución	32
Pérdidas	45
Distribución de carga	136
Distribución de pérdidas	153
<b>Fallas</b>	
Permanentes	654
Localización	655
Internas de los equipos	656
Línea - tierra	800
<b>Ferroresonancia</b>	800,814
<b>Flameos</b>	843
<b>Flujograma</b>	3
<b>Forma</b>	
Cables	427

<b>Frente de onda</b>	816
<b>Fricción</b>	
Cables subterráneos	417
<b>Funcionamiento</b>	
Subestación	636
Fusibles de alta tensión	641
<b>Fusible</b>	
Hilos	632
Alta tensión HH	640
Selección	646
Cortacircuitos	658
Listón fusible o elemento fusible	663
Distribución	664
De potencia	665
De expulsión	669
Lento rápido y de alta descarga	680
Limitador de corriente	682
De rango completo (full range)	701
Electrónico	709
En vacío	710
variables de operación	714
Protección de transformadores	715
Criterio de selección	716
Filosofía de protección	717
Primario de transformadores	723
Protección de bancos de capacitores	729
Tipos de protección	734
Protección de derivaciones laterales	736
Coordinación fusible de expulsión FLC	771
Coordinación recloser	786
Tamaño	787
<b>Fusión</b>	
Curvas	643
Calor	714

## G.

<b>Galvanizado acero</b>	67
<b>Generalidades</b>	
Características de pérdidas	209
redes primarias aéreas	308
redes primarias subterráneas	388
Redes secundarias	510
Norma técnica de construcción	583
Malla de puesta a tierra	646
<b>Geográfica</b>	
Ubicación de redes	8
<b>Graficas</b>	
Capacidad de corriente	243

## H.

<b>Herrajes</b>	573
<b>HH fusibles</b>	640
<b>Hilos fusible</b>	632

---

<b>Hora equivalente</b>	44
-------------------------	----

## **I.**

<b>ICONTEC</b>	221
<b>Identificación</b>	
Cables	426
<b>Impedancia</b>	116
De secuencia cero	118
<b>Indirectas</b>	
Descargas	843
<b>Inducción</b>	
Cables en paralelo	102
<b>Inductancia</b>	
Definición	82
conductor	85
Línea bifilar monofásica	86
Líneas de cables	89
<b>Inductiva</b>	
Reactancia	96
Línea no	111
Línea	112
<b>Industrial</b>	
Carga	11
<b>Influencia</b>	18
<b>Inspección</b>	
Cámaras	450
<b>Instalación</b>	
Cables	391,418
Tipos	393
Cables subterráneos	420
Grupo generador	617
<b>Instalada</b>	
Carga	19
<b>Instantáneo</b>	
Recierre	780
<b>Interior</b>	
Subestación	597,609
<b>Interruptores</b>	
Automaticos	737
Valores nominales	738

## **J.**

<b>Jalado</b>	
Longitud máxima	406

## **L.**

<b>Lateral</b>	
Circuitos	328,331,332,334,336
Protección de derivaciones	736
Derivado	827
Efecto de la longitud	829
<b>Limitadores</b>	520
De corriente	682,699,770,800

**Líneas**

Cortas	108
Medianas	109
Largas	110
De enlace	321
Pérdidas	337
Derivación simple	534
Alimentación	535
Con carga uniformemente distribuida	536
Derivación múltiple	537
Con ramificaciones	540
Aislamiento	832
Descarga directa	838
Inductancia	89

**Localización**

Fallas	498,655
Grupo generador	617

**Loop primario**

314

**M.**

**Malla**

De puesta a tierra	646
Configuración	648
Cálculo de resistencia	649

**Mantenimiento**

Cables	495
Pruebas	497
Componentes de subestación	638

**Márgenes**

Equipo subterráneo	818
Equipo redes aéreas	815
Factores	819
Cálculo	822

**Materiales**

Conductores eléctricos	66
Ductos	396

**Máxima**

Carga	20
Demanda	33,37
Longitud de jalado	406

**Mecanismos**

Almacenamiento de energía	738
---------------------------	-----

**Media**

Tensión	488,612664
Distancia media geométrica	92

**Metalica**

Pantalla	301,454
Cable en tubería	427

**Método**

Analítico de demanda máxima	37
SGRD	217
Cálculo de regulación	337
Cables subterráneos	401
Localización de fallas	499

Cálculo redes secundarias	525
Desarrollo áreas	322
Coordinación de dispositivos	763,765,766
<b>Metodología</b>	
Cálculo de regulación	434
Desempeño de incidencia	837
<b>Minimizar</b>	
Localización de fallas	655
Probabilidad de caída	656
Fallas internas	656
Accidentes	657
<b>Mixtas</b>	
Cargas	12
<b>Modelamiento</b>	
Contadores	193
Acometidas	198
<b>Modelo</b>	
Planeamiento de sistemas	16
Analítico computarizado	186
Económico de optimización	158
Subtransmisión	187
Sistema primario	188
Transformador de potencia	190
Regulador	191
Distribución de medidas correctivas	196
<b>Monofásico</b>	8,86
Sistema trifilar	132,512
Clases de reclosers	753
<b>Monopolar</b>	
Cable	105,241,242
<b>Momento</b>	
Eléctrico	127,129,131,134,337,436,526
<b>Motor</b>	
Enfriamiento	625
Protección	645
<b>N.</b>	
<b>Neutro</b>	
Multiterrizado	323,332,336
Uniterrizado	327
<b>Nivel</b>	
Voltaje en alimentadores	316
Pérdidas	156,437
Aislamiento	454
Voltaje secundario	512
Carga	788
Isocerámico	800
<b>Nivel isocerámico</b>	800
<b>Nominal</b>	
Circuito equivalente $T_e$	109
Circuito equivalente $\pi$	110
Potencia	309
Corriente	711

**Norma**

Internacional de cobre recocido IACS	68
ICONTEC	221
Técnica para la construcción	344,447,572,583

**Normalización plantas de emergencia**

**Número**

Horas equivalente	20
Alambres en conductores	70

**O.**

**Ohm**

Ley térmica	228
-------------	-----

**Ondas**

Viajeras	825
Efecto	824

**Operación**

Cortacircuitos	661
Fusible de expulsión	669
Seccionalizador	755
Fusible limitador	800

**P.**

**Pad mounted**

Pararrayos	597
Componentes subestación	627
Carburo de silicio	806
Clases	808
Selección	809

**Pantalla**

Factor de pérdidas	241
Cables tripolares	243
Metálicas	301,454

**Paralelo**

Inducción de cables	102
---------------------	-----

**Pérdida**

Potencia	44,46,147,149,210
Factor	45,47,56,153,241
Niveles	156,221
Modelo económico de optimización	158,163
Valor económico	165
Cálculo	166
Optimización	177
Técnicas	179,181
Reducción económica	182

**Pérdidas**

Corrección factor	44,46,147,149,210
Modelo transformador	171
Fusibles	190
Calidad	663,665
	781

**Planta**

Factor	27
Emergencia	613
Potencia	

Factor	27
<b>Planta de emergencia</b>	613
<b>Polaridad</b>	800
<b>Porcentaje</b>	
Pérdidas	46
Conductividad	68
<b>Presión lateral</b>	410
<b>Primaria</b>	
Carga primaria de diseño	338
Sistema de red	314
Tipos de circuito de distribución	323
<b>Promedio</b>	
Carga	26
<b>Propiedades de los conductores</b>	68
<b>Protección</b>	
Transformadores	643,715
Motores	645
Banco de capacitores	729
Tipos fusibles	734
Derivaciones	736
Dispositivos serie	763
Líneas	832

## R.

<b>Radio</b>	
Medio geométrico	91
Mínimo	417,418,455
<b>Reactancia</b>	82,96,104,107
<b>Recepción</b>	
Condiciones	112,127
<b>Redes</b>	
Distribución aéreas	6,147
Subterráneas	7,434
Clasificación	8,11,12
Cargas de diseño aéreas	35
Spot secundarias	226,344
Radiales	518
Anillo sencillo	534
Anillo doble	546
Anillo triple	556
Enmalladas	563
Residencial	568
Comercial	11
Industrial	11
Rural	11
<b>Regulación</b>	127,129,131,134,135,138,337,434
<b>Relé</b>	747
<b>Relevadores</b>	
Características	790
Coordinación	781,789
<b>Resistencia</b>	
Conductores	72
reactancia	96

Térmica	234,237
Malla	649
<b>Resistividades térmicas</b>	236
<b>Restauradores</b>	750
Tipos	751
<b>RMG</b>	91
<b>S.</b>	
<b>Sala de máquinas</b>	627
<b>Salida alimentadores</b>	321
<b>SDA</b>	309,310
<b>SDS</b>	309,310
<b>Seccionador</b>	310
Celda	612
Tripolar	632,634
Sobrecorrientes	653
Sobrevoltaje	800
<b>Seccionamiento</b>	
Protección	350
<b>Secuencia</b>	321,322,752
Cero	118
<b>Secundaria</b>	518,166,181,191,512
Bancos secundarios	514
Sistema selectivo	517
Redes	525,533,572,583
Cargas secundarias	526
<b>Selección</b>	434,436
Ductos subterráneos	
Cubiertas	430
Fusibles	646,710,711,716
Malla puesta a tierra	847
Pararrayos	809
<b>Sintenax</b>	418,419
<b>Sistema</b>	323,327,328,512
Distribución	2,166,309
Red primaria	314
Selectivo secundario	517
Eléctrico	626
<b>Sobrecarga</b>	281,282
<b>Spot</b>	
Redes	518
<b>Subestacion</b>	449
Distribución	591
Aérea	592
En piso	597
Capsulada	599
Subterránea	608
Interior	609
Componentes	627
<b>Subterráneas</b>	
Redes	8,434
Subestaciones	608
<b>Subterráneos</b>	309
Cables	96,228,243,241,395,420

---

**Suiches**

Alto voltaje	523
--------------	-----

**T.**

<b>Tasa de crecimiento</b>	25
<b>Temperatura</b>	74,714
Variación	437
<b>Térmica</b>	
Ley de Ohm	228
Resistencia	234
Tensión	
Inducida en pantallas metálicas	301
Longitud máxima de jalado	406
Cables subterráneos	420
Celda de baja	609
Celda de media	612
Fusible de alta tensión	640
Protección de motores	645
Fusibles	664
<b>Terminales</b>	487,488,496
<b>Tetrafililar</b>	8,132,512
Triángulo	8,449
<b>TOV (Sobrevoltaje temporal)</b>	810
<b>Transformadores</b>	8,218,219,220,327,723,726
Distribución	169,179,185,191,209
Básico	190
Red	523
Subestación aérea	592,792
Protección	643,715
Daño	716,717
<b>Trifásico</b>	8
Cable	118
Sistema	132,512,835
Recloser	753
<b>Trifilar</b>	
Sistema monofásico	
<b>Tripolar</b>	
Cable	106,243
Seccionador	632,634

**U.**

<b>Uniaterrizado</b>	327,328,331
<b>Unipolar</b>	
Cables	124

**V.**

<b>Vacío</b>	
Fusible	710
<b>Ventilación</b>	
Plantas de emergencia	621
<b>Vibración</b>	
Plantas de emergencia	620
<b>Voltaje</b>	8,806,809,810

---

## Índice general

---

Niveles	316,512
Suiches	523
Nominal	711
Regulación	813
Duplicación	825
Cuadruplicación	826
<b>Vulcanel</b>	418
<b>Z.</b>	
Zanjas	390,448,583