PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Uno de los fenómenos más comunes que se presentan durante las anormalidades en un sistema eléctrico de potencia y en especial en los cortocircuitos, es el aumento de la corriente por sobre los valores normales de operación. Este aumento se utiliza para discriminar la ocurrencia de fallas, ya sea como protección principal o de respaldo y el relé se denomina de sobrecorriente.

Es uno de los sistemas mas simples y se usa ampliamente, especialmente en alimentadores radiales de distribución (10 a 25 kV en Chile) y transformadores de poca potencia (hasta 4 MVA). Como protección de respaldo se usa en equipos más importantes dentro del SEP, tales como: generadores, transformadores de mayor potencia, líneas de media tensión, etc.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos variables básicas:

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pick-up), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.

- La característica de tiempo de operación, es decir la forma en que el relé responde en cuanto al tiempo.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Característica de Operación:

De acuerdo a la característica de tiempo de operación, los relés pueden clasificarse, en general, tal como se muestra en el cuadro 3.1 siguiente:

Cuadro 3.1.- Tipos de relés según su característica de tiempo de operación

- Tipos de relés
  - Instantáneos
  - Retardados
    - tiempo definido
    - tiempo inverso
      - Inverso
      - Muy inverso
      - Extremadamente inverso

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Característica de Operación:

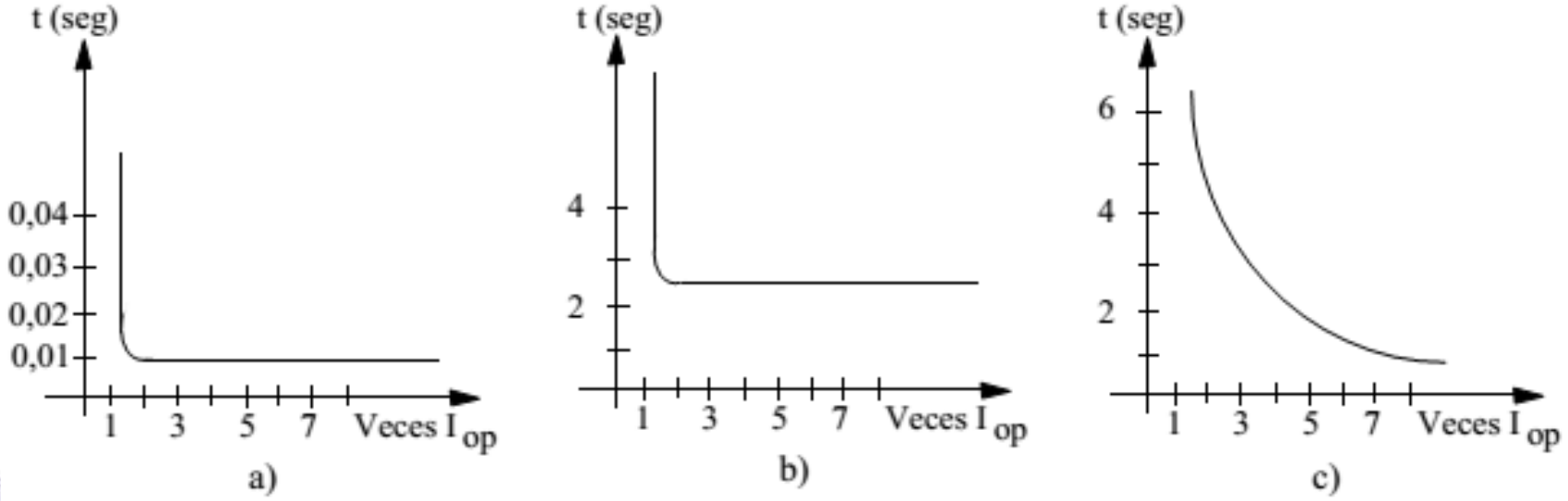
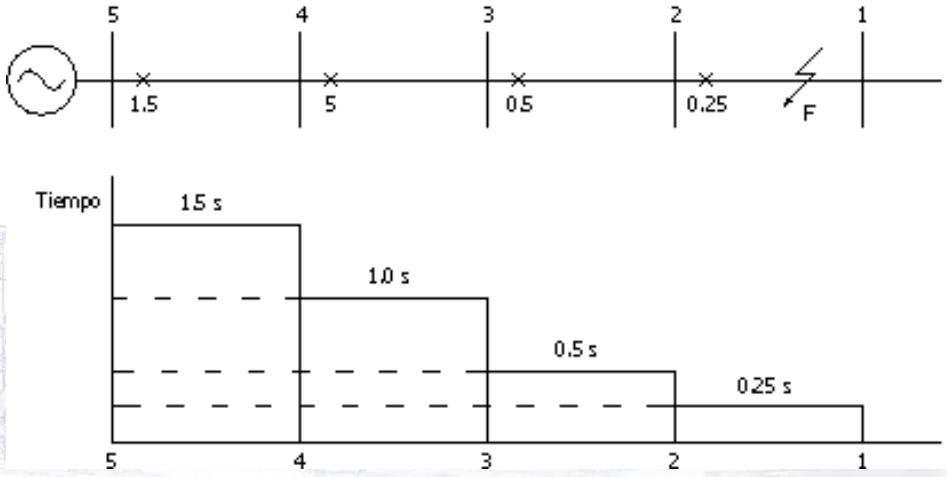


Figura 3.1.- Curvas de tiempo corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Método de escalonamiento de tiempo

El propósito del escalonamiento de tiempo es asegurar que el interruptor más cercano a la falla abra primero mediante la selección del ajuste de tiempo adecuado para cada relevador. Los ajustes de tiempo aumentan a medida que el relevador se acerca a la fuente. Se muestra a continuación el principio de escalonamiento de tiempo para un sistema radial

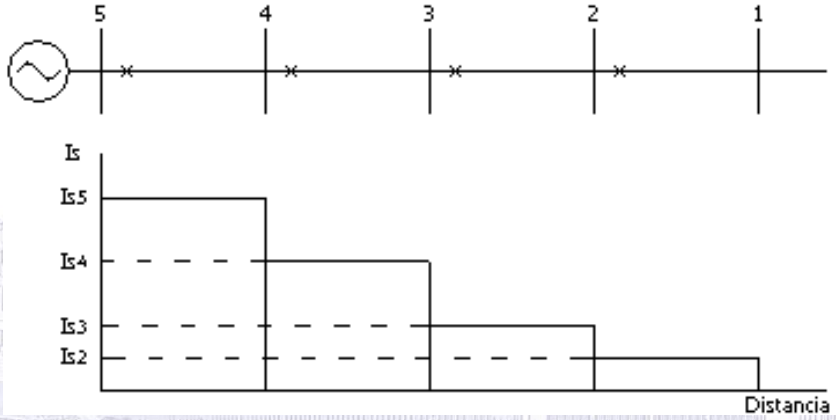


PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Método de escalonamiento de corriente

Los relevadores de discriminación por corriente atienden al hecho de que la corriente de falla varía con la posición de la misma, debido a la diferencia en los valores de impedancia entre la fuente y el punto de la falla. El relevador más cercano a la falla debe abrir el interruptor.

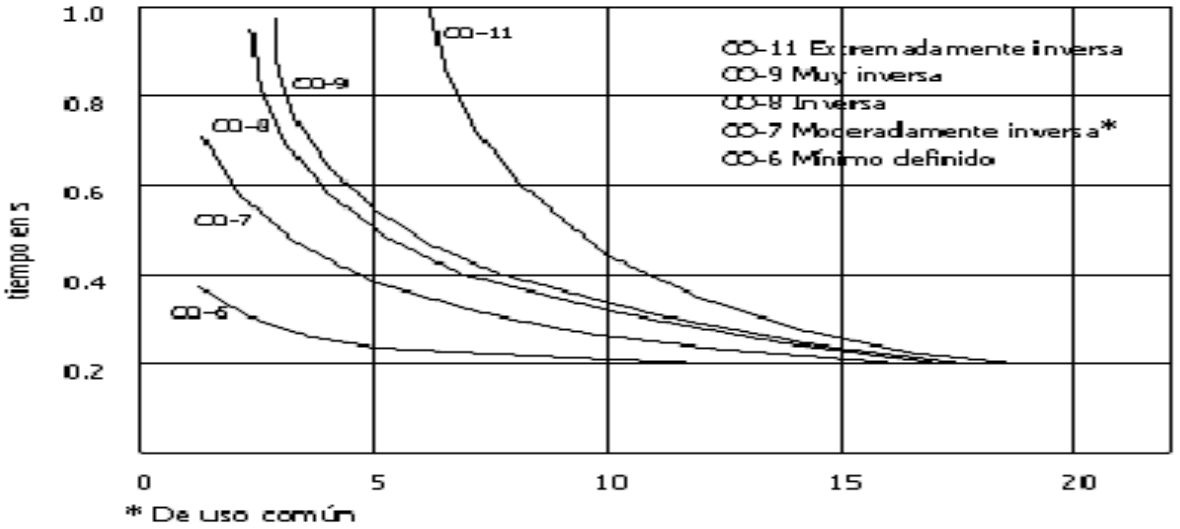
Esta discriminación por corriente no es practicable para corrientes entre dos interruptores cuya sección de líneatenga una impedancia insignificante



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Característica de tiempo inverso:

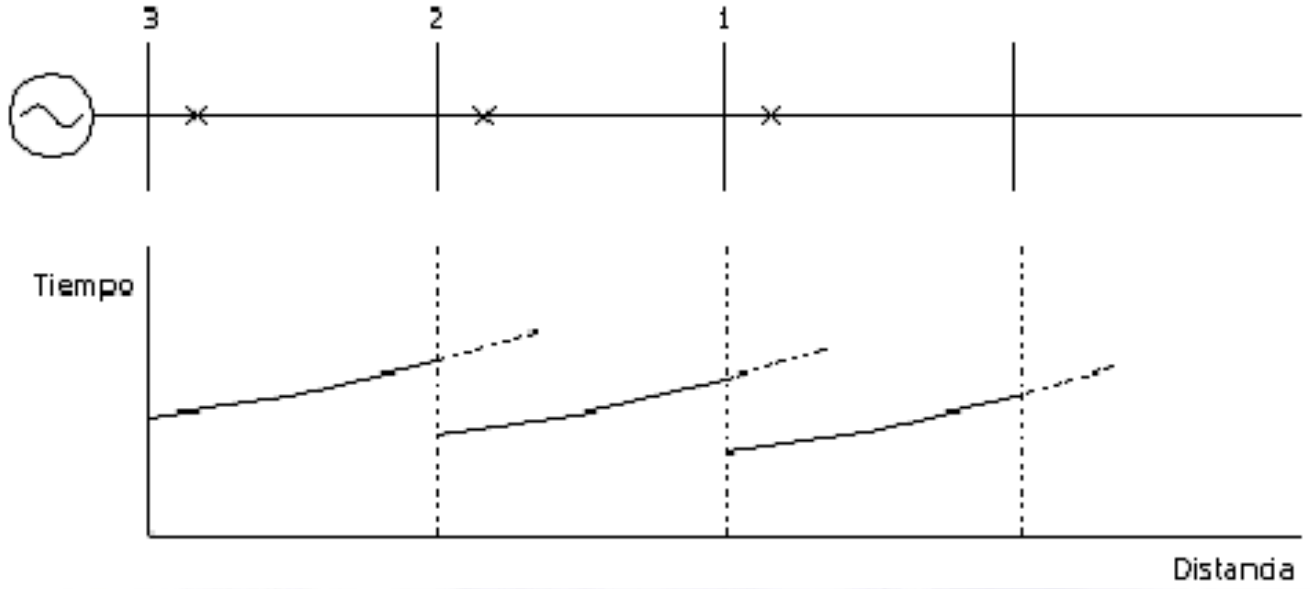
Con este método, el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de la falla y las características reales están en función de ambos (tiempo y corriente). La figura 9.4 muestra las curvas características de los relevadores de tiempo inverso.



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Característica de tiempo inverso:

La figura 9.5 muestra un sistema radial con relevadores de tiempo inverso escalonados aplicados a los interruptores 1, 2 y 3.



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Característica de tiempo inverso:

El tiempo de operación del relevador de sobrecorriente temporizado varía con la magnitud de la corriente. Existen dos ajustes para este tipo de relevadores:

1. **Corriente de puesta en marcha (Pickup Current).** Que es determinada por el ajuste de las derivaciones (tap's) de la bobina de corriente o ajustes del tap de corriente (CTS). La corriente de puesta en marcha es la corriente que causa que el relevador opere y cierre sus contactos.
2. **Dial de tiempo (Time Dial).** Se refiere a la posición de restablecimiento del contacto móvil, y varía el tiempo de operación para un ajuste del tap y magnitud de la corriente dados.

Las características de tiempo son dibujadas en términos del tiempo versus múltiplos del tap de corriente (ajustes de corriente de puesta en marcha) para una posición dada del dial de tiempo dada. Existen cinco formas de curvas diferentes referidas por los fabricantes y se muestran en la figura 9.4.

Datos requeridos para la aplicación de relevadores de sobrecorriente

La aplicación de los relevadores de sobrecorriente requiere el conocimiento de :

a) Diagrama unifilar del sistema de potencia mostrando el tipo de dispositivo de protección, sus TC asociados y las corrientes de falla en cada parte de la red.

b) Las impedancias en % o en p.u. de todos los transformadores de potencia, máquinas rotativas y circuitos de alimentación.

c) Los valores de cortocircuito máximos y mínimos y la corriente que ve cada protección.

d) La corriente de arranque de motores y el tiempo inicial de motores de inducción.

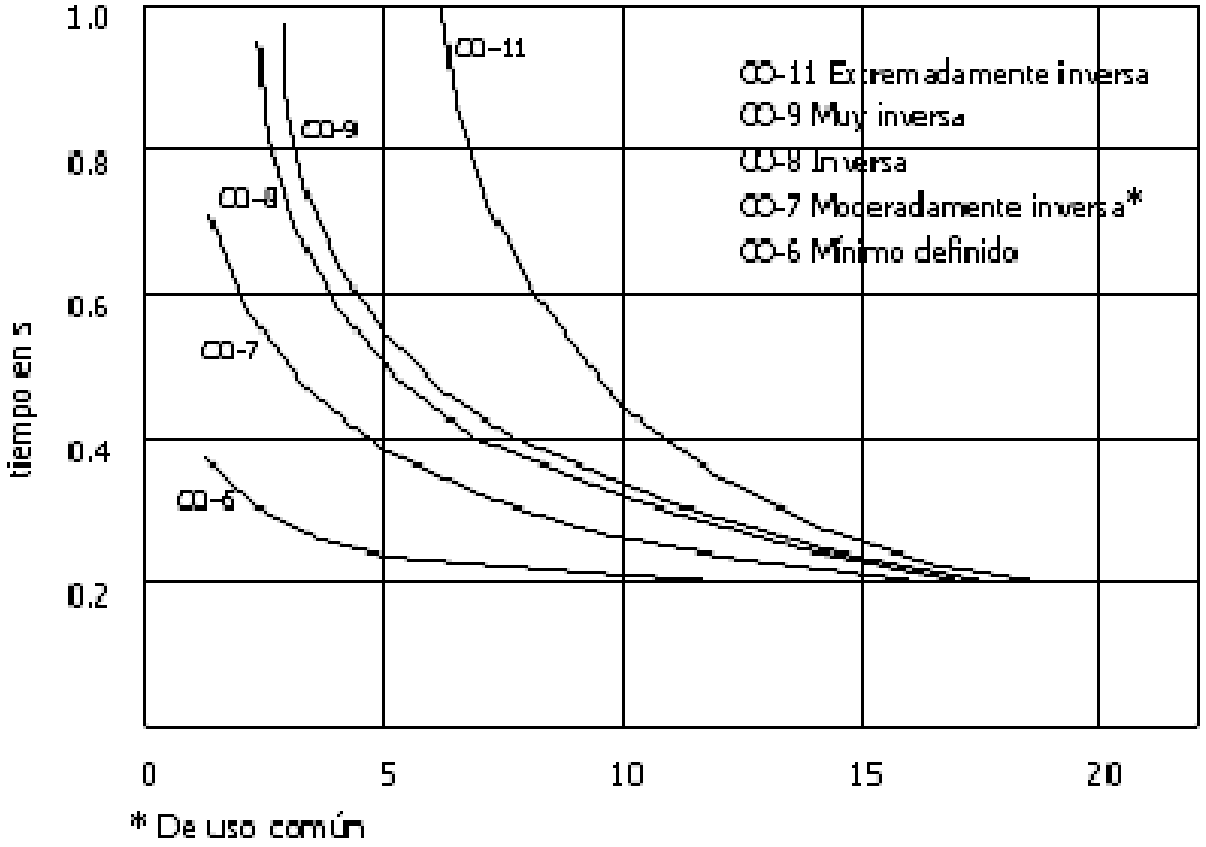
e) El valor máximo de la corriente a través de las protecciones.

f) Las curvas de decrecimiento mostrando el ratio de disminución de la corriente de falla que asume el generador.

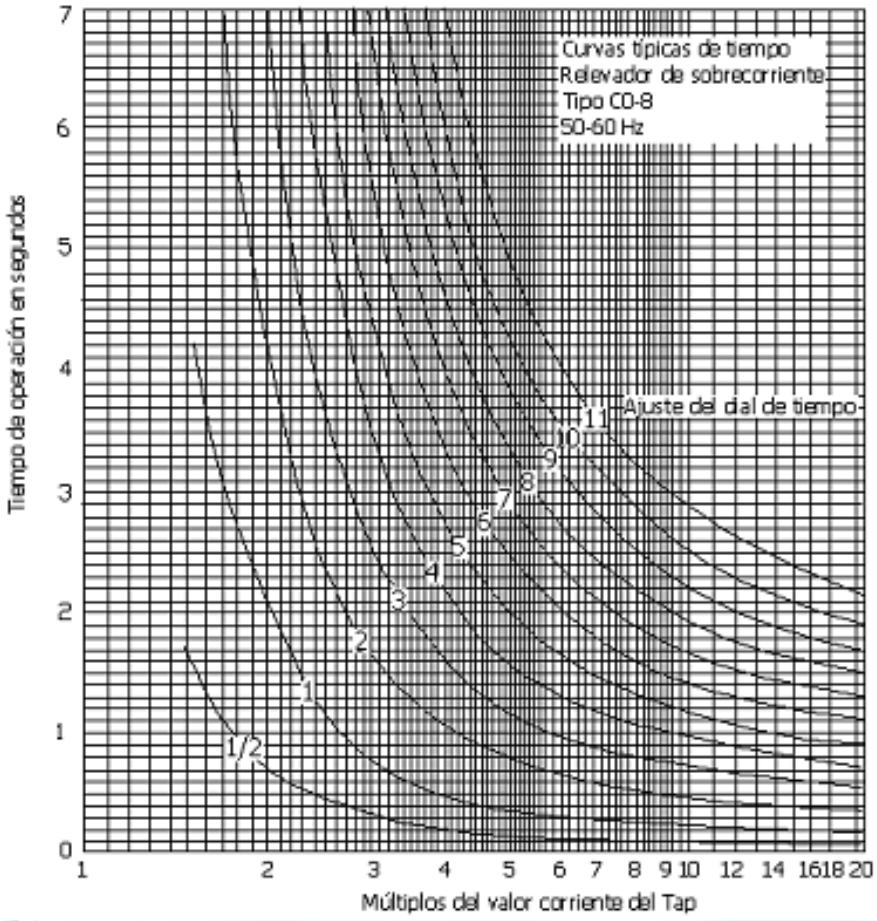
g) Las curvas promedio de la corriente de los transformadores.

La calibración del relevador se determina primero para dar los tiempos cortos de operación a niveles de falla máxima y luego son chequeados para ver si en operación con la corriente de falla mínima esperada son satisfactorios

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE



Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado. Mg. C

Ajuste de las unidades de tiempo diferido en los relevadores de sobrecorriente.

El tiempo de operación de un relevador de sobrecorriente puede ser retrasado para asegurar que, en presencia de una falla, el relevador no dispare antes de la operación de cualquier otra protección localizada más cerca a la falla. Las curvas de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso asociados con dos interruptores sobre el mismo alimentador en un sistema típico son mostradas en al figura 9.14, ilustrándose en ellas la diferencia en el tiempo de operación de los relevadores en los mismos niveles de falla, para satisfacer el denominado “Margen de discriminación”.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

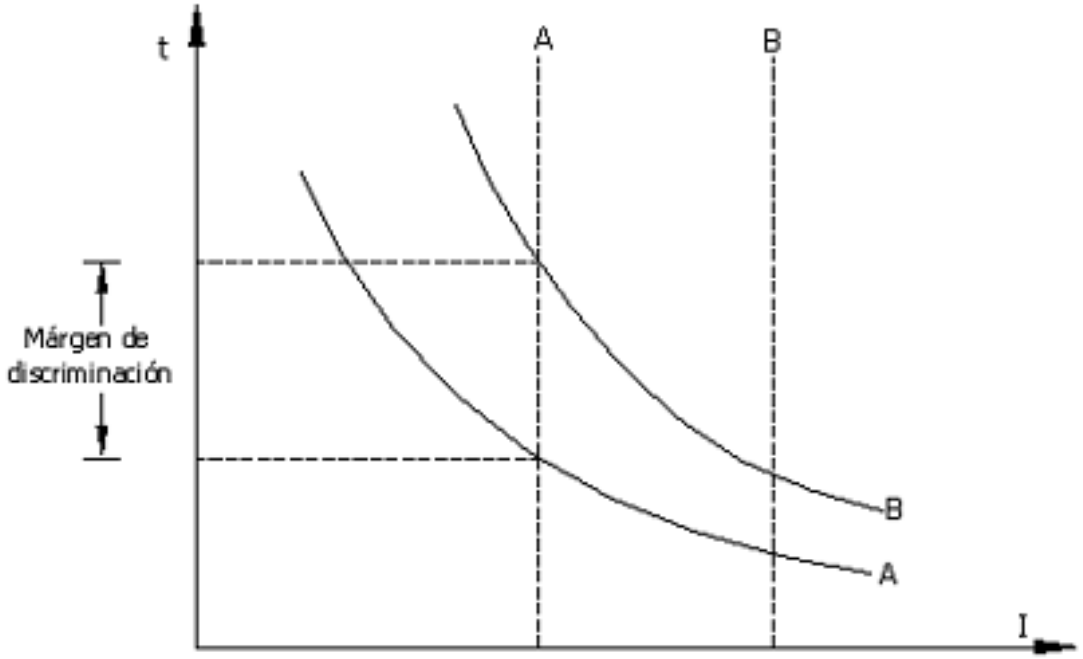


FIGURA 9.14 Curvas del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso asociadas con dos interruptores en el mismo alimentador.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Ajuste de parámetros.

Los relevadores de tiempo definido y los de tiempo inverso, pueden ajustarse seleccionando dos parámetros: el DIAL y el TAP. El ajuste del dial representa el retraso de tiempo antes que el relevador opere cada vez que una corriente de falla alcanza un valor igual a, o mayor que el ajuste de corriente del relevador. El retraso de tiempo es usualmente obtenido ajustando la distancia física entre los contactos móviles y los contactos fijos mediante la alteración del ajuste del dial. En ambos casos, un valor de DIAL más pequeño resulta en un tiempo de operación más corto.

El TAP, es un valor que define la corriente de puesta en marcha del relevador, y las corrientes son expresadas como múltiplos de ésta. Para relevadores de fase, el valor del TAP es determinado asignando un margen para sobrecarga por encima de la corriente nominal, como en la siguiente expresión:

$$TAP = \frac{(1.5 \times I_{nominal})}{CTR}$$

I_{nom} : Corriente nominal del circuito.

CTR : Relación de transformación del TC.

1.5 : Multiplicador que toma en cuenta la sobrecarga más un factor de seguridad.

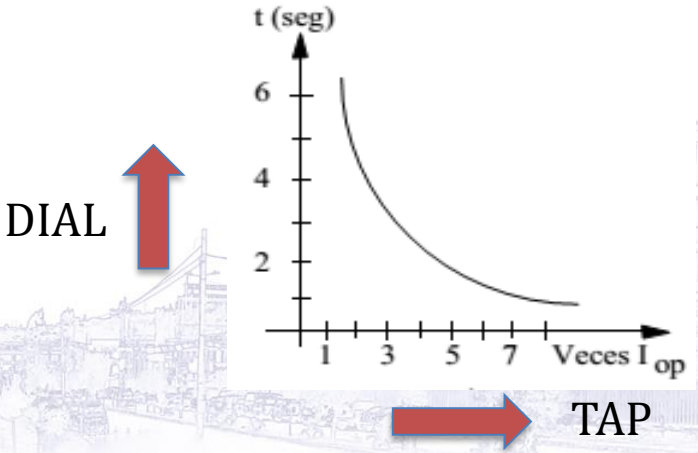
Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado. Mg. C

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Ajuste de parámetros.

En sistemas de distribución donde es posible aumentar la carga de los alimentadores bajo condiciones de emergencia, el factor de 1.5 se puede incrementar a 2.0 para calcular el TAP.

Para relevadores de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un desbalance típico permitido es del 20%, así que la expresión anterior, llega a ser:

$$TAP = \frac{(0.2 \times I_{nom})}{CTR}$$



En líneas de transmisión HV el porcentaje puede aumentarse hasta el 10% y alimentadores de distribución rurales el valor puede elevarse al 30%.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Criterio de coordinación.

El criterio y procedimiento para calcular los valores de ajustes del relevador de sobrecorriente para obtener la protección y coordinación adecuada para el sistema que se verá enseguida es aplicable principalmente a los relevadores de tiempo inverso, aunque la misma metodología es válida para relevadores de tiempo definido:

1. Seleccionar el valor del TAP para todos los relevadores.
2. Determinar el tiempo de operación requerido t_1, del relevador más alejado de la fuente usando el ajuste más bajo del DIAL y considerando el nivel de falla para el cual la unidad instantánea de este relevador se pongan en marcha. Este ajuste de DIAL puede ser más alto si la carga que fluye es alta cuando el circuito es reenergizado después de una pérdida de suministro (la puesta en marcha de carga fría), o si es necesario coordinar con dispositivos instalados aguas abajo, por ejemplo fusibles o restauradores.

3. Determinar el tiempo de operación de un relevador asociado con el interruptor en la próxima subestación hacia la fuente, $t_{2a} = t_1 + t_{margen}$, donde t_{2a} es el tiempo de operación del relevador de respaldo asociado con el interruptor 2 y t_{margen}, es el margen de discriminación. El nivel de falla usado para este cálculo es el mismo usado para determinar el tiempo t_1 del relevador asociado con el interruptor anterior.
4. Conociendo t_{2a}, y habiendo calculado el valor del TAP para el relevador 2, repetir la instrucción del numeral 2 para obtener el ajuste del dial para el relevador 2.
5. Determinar el tiempo de operación t_{2b} del relevador 2, pero ahora utilizando el nivel de falla justo antes de la operación de su unidad instantánea.

6. Continuar con la secuencia, comenzando por el numeral 3.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Criterio de coordinación.

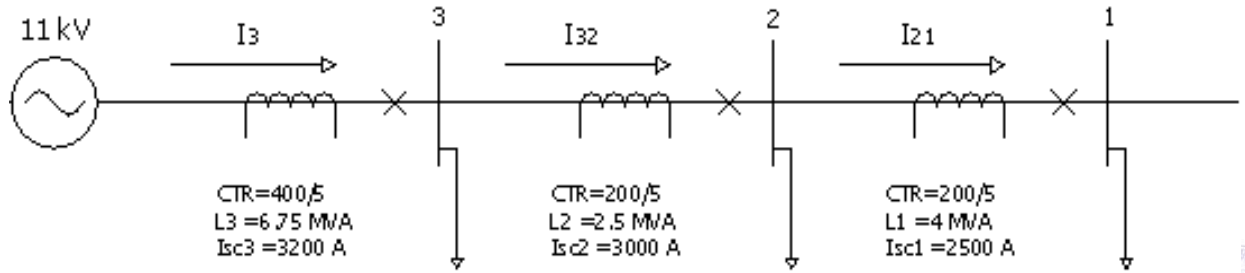
Un margen de discriminación de tiempo entre dos características tiempo-corriente sucesivas del orden de 0.3 a 0.5 s debe usarse. Este valor evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrerrecorrido del relevador después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relevadores (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los TC.

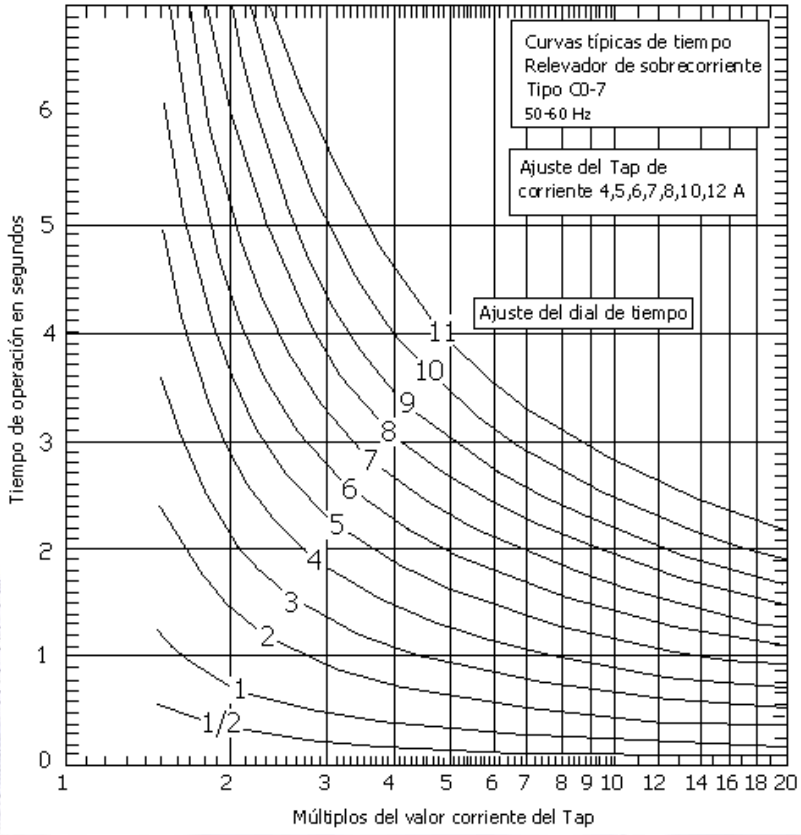
En los relevadores modernos, el sobrerrecorrido es despreciable o no existe y por tanto, el margen puede seleccionarse en el mínimo indicado, 0.3 s.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Criterio de coordinación.

Considerar el sistema radial de la figura 9.8. Asumir que las cargas tienen el mismo factor de potencia. Determinar los ajustes del relevador para proteger el sistema asumiendo un relevador tipo CO-7 (cuyas características se muestran en la figura siguiente)



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

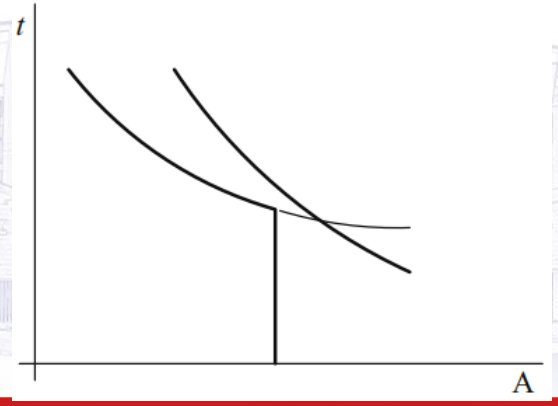


PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Ajuste de las unidades de sobrecorriente instantáneas

Las unidades instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que se están protegiendo son grandes en comparación con la impedancia de la fuente. Ofrecen dos ventajas fundamentales:

- reducen el tiempo de funcionamiento de los relés para fallas severas del sistema
- evitan la pérdida de selectividad en un sistema de protección que consiste en relés con diferentes características; esto se obtiene al configurar las unidades instantáneas para que funcionen antes de que se crucen las características del relé, como se muestra en la Figura



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Ajuste de las unidades de sobrecorriente instantáneas

Para líneas entre subestaciones.

El ajuste de las unidades se lleva a cabo tomando al menos el 125% de la corriente simétrica rms para el nivel de falla máxima en la próxima subestación. El procedimiento debe empezarse desde la subestación más lejana, luego se continúa moviendo la fuente hacia atrás.

Para líneas de distribución.

El ajuste de los elementos instantáneos de los relevadores sobre líneas de distribución que alimentan transformadores montados en postes MV/LV es tratado de manera diferente al caso anterior, ya que estas líneas están al final del sistema MV. Ellos por lo tanto no tienen que satisfacer las condiciones de coordinación, que tienen que ser cumplidas por las líneas entre subestaciones y así uno de los siguientes dos valores pueden ser usados para calibrar estas unidades:

1. 50% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión del relevador.
2. Entre 6 y 8 veces la corriente máxima (nominal) del circuito.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

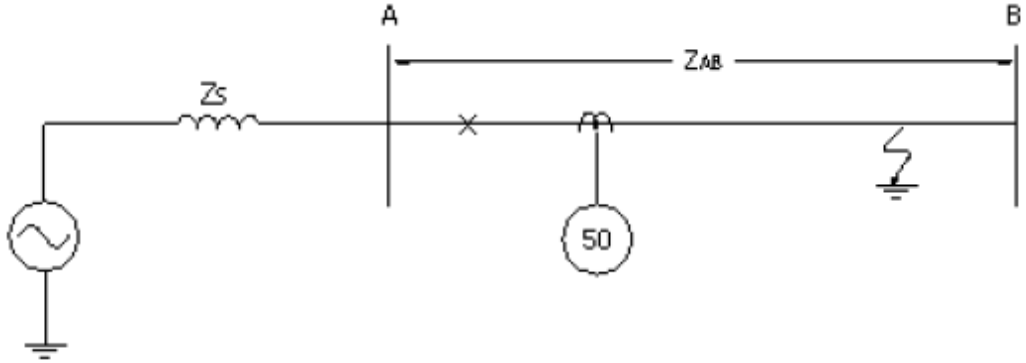
Ajuste de las unidades de sobrecorriente instantáneas

Unidades de Transformadores.

Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario de los transformadores deben ajustarse a un valor entre 125 y 150 por ciento de la corriente de cortocircuito existente en la barra colectora en el lado de baja tensión, referido al lado de alta tensión. Este valor es más alto que los mencionados anteriormente para evitar la falta de coordinación con las corrientes más altas encontradas debido a la corriente de entrada magnética cuando se energiza el transformador. Si las unidades instantáneas de la protección de sobrecorriente del devanado secundario del transformador y los relés alimentadores están sujetas al mismo nivel de cortocircuito, entonces las unidades instantáneas del transformador deben anularse para evitar la pérdida de selectividad a menos que existan enlaces de comunicación entre estas unidades que puedan inhabilitar la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea del alimentador.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Alcance de las unidades de sobrecorriente instantáneas que protegen líneas entre subestaciones.



Se define los siguiente parámetros

$$K_i = \frac{\text{I de puesta en marcha}}{\text{I al final}} \text{ y } K_s = \frac{Z \text{ fuente}}{Z \text{ elemento}}$$

$$\text{I de puesta en marcha} = \frac{V}{Z_s + XZ_{AB}}$$

$$\text{I al final} = \frac{V}{Z_s + Z_{AB}}$$

donde:

V: Voltaje en el punto de ubicación del relevador.

Z_s: Impedancia de la fuente.

Z_{AB}: Impedancia del elemento que está siendo protegido.

X: Porcentaje de línea protegida.

$$K_i = \frac{Z_s + Z_{AB}}{Z_s + XZ_{AB}} \Rightarrow X = \frac{Z_s + Z_{AB} - Z_s K_i}{Z_{AB} K_i}$$

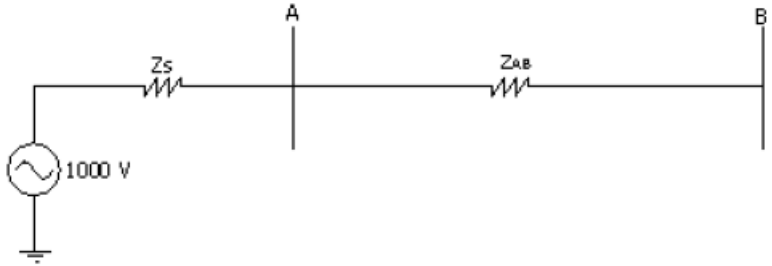
$$K_s = \frac{Z_s}{Z_{AB}} \Rightarrow X = \frac{K_s(1 - K_i) + 1}{K_i}$$

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado. Mg. C

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Alcance de las unidades de sobrecorriente instantáneas que protegen líneas entre subestaciones.

Determinar la magnitud de la corriente de falla trifásica en el punto A & B y considerando que ki es 1.25 indique el % de cobertura que tendrá el relevador 50



Zs (Ω)	ZAB(Ω)	IA(A)	IB(A)	%cobertura
10	10			
2	10			

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Curvas de operación de tiempo inverso

El procedimiento indicado para unidades de fase y de tierra puede fácilmente usarse cuando las características de operación de los relevadores son definidas por fórmulas matemáticas en lugar de curvas sobre papel log-log. Las normas IEC 255 y BS 142 definen matemáticamente el tiempo de operación con la siguiente expresión:

$$t = \frac{k\beta}{(I/I_s)^{\alpha} - 1} + L$$

donde:

t : Tiempo de operación del relevador [s].

k : DIAL, o ajuste del multiplicador de tiempo.

I : Nivel de corriente de falla en A secundario.

I_s : TAP o corriente de pueste en marcha seleccionada.

L: Constante

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Curvas de operación de tiempo inverso

Las constantes y determinan la pendiente de las características del relevador. Para los tres tipos de relevadores de sobrecorriente estándar, sus valores se dan en la siguiente tabla

Curve description	Standard	α	β	L
Moderately inverse	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Very inverse	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremely inverse	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inverse	CO8	2.0	5.95	0.18
Short-time inverse	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Standard inverse	IEC	0.02	0.14	0
Very inverse	IEC	1.0	13.5	0
Extremely inverse	IEC	2.0	80.0	0
Long-time inverse	UK	1.0	120	0

Dada la característica del relevador, es fácil calcular el tiempo de respuesta para un DIAL k dado, para el TAP y otros valores de la ecuación. Igualmente, si un tiempo y TAP particular han sido determinados, el DIAL es encontrado resolviendo k de la misma ecuación. Por lo tanto, el procedimiento dado en los 6 pasos pueden ser completados para obtener la discriminación requerida.

Ing. Xavier Alfonso Proaño Maldonado. Mg. C

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Coordinación con fusibles.

Cuando se coordinan relevadores de sobrecorriente puede ser necesario considerar las características tiempo corriente de los fusibles que son utilizados para proteger transformadores de subestaciones MV/LV. Cuando un fusible opera, la línea queda en una condición de circuito abierto hasta que se reemplaza el fusible. Es por lo tanto necesario considerar la prevención de operación del fusible a causa de los problemas de reemplazo de fusibles después de que ellos operan. En estos casos puede ser preferible renunciar a la selectividad del sistema de protección por no tener en cuenta la curva característica del fusible, así que el fusible luego actuará como un respaldo.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Clases de precisión establecidas por los estándares ANSI

La clase de precisión ANSI de un TC (Estándar C57.13) se describe mediante dos símbolos, una letra y un voltaje nominal; estos definen la capacidad del TC. C indica que se puede calcular la relación de transformación, mientras que T indica que la relación de transformación se puede determinar por medio de pruebas. La clasificación C incluye los TC con devanados distribuidos uniformemente y otros TC con un flujo de dispersión que tiene un efecto insignificante en la relación, dentro de límites definidos. La clasificación T incluye aquellos TC cuyo flujo de dispersión afecta considerablemente la relación de transformación.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Clases de precisión establecidas por los estándares ANSI

Por ejemplo, con un TC de la clase C-100, la relación puede calcularse y el error no debe exceder el diez por ciento si la corriente secundaria no está fuera del rango de 1 a 20 veces la corriente nominal y si la carga no lo hace exceda 1 ohm (1ohm × 5 A × 20 = 100 V) con un factor de potencia mínimo de 0.5.

Estas clases de precisión solo son aplicables para bobinados completos. Cuando se considera un bobinado provisto de tap's, cada tap tendrá una capacidad de voltaje proporcionalmente menor y, en consecuencia, solo puede alimentar una parte de la carga sin exceder el límite de error del diez por ciento. La carga permisible se define como ZB = ($N_P V_C$) / 100, donde ZB es la carga permisible para un tap dado del TC, N_P es la fracción del número total de vueltas que se utilizan y V_C es la capacidad de voltaje ANSI para el TC

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Ejemplo

Para el sistema de la siguiente figura, realice lo siguiente.

1. Calcular las corrientes nominales y los niveles de cortocircuito trifásicos en cada interruptor.
2. Seleccionar las relaciones de transformación de los TC
3. Determinar los valores del TAP, DIAL y ajustes instantáneos para asegurar un sistema de protección coordinado.
4. Encontrar el porcentaje de protección de la línea BC por parte de las unidades instantáneas del relevador de sobrecorriente asociado con el interruptor 2.
5. Dibujar las características de los relevadores en el sistema.

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE
Ejemplo

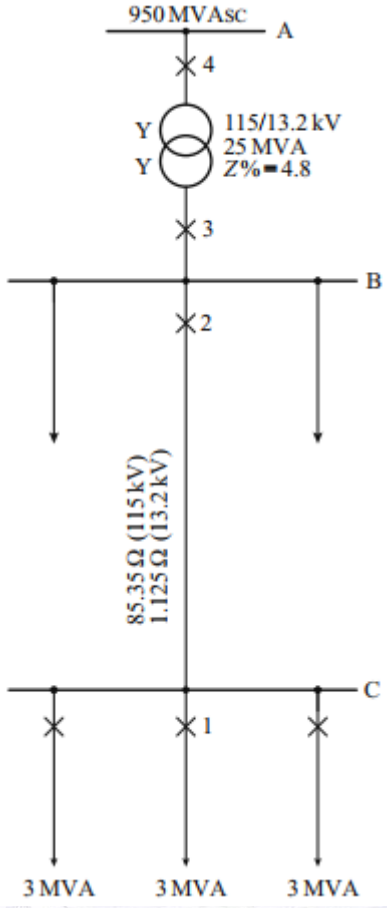
Tener en cuenta las siguientes consideraciones

a) El margen de discriminación en 0.4.
b) El relevador asociado con el interruptor 1 es uno de tipo tiempo definido. Todos los demás tienen características de tiempo inverso.
c) Datos de los relevadores de tiempo inverso.

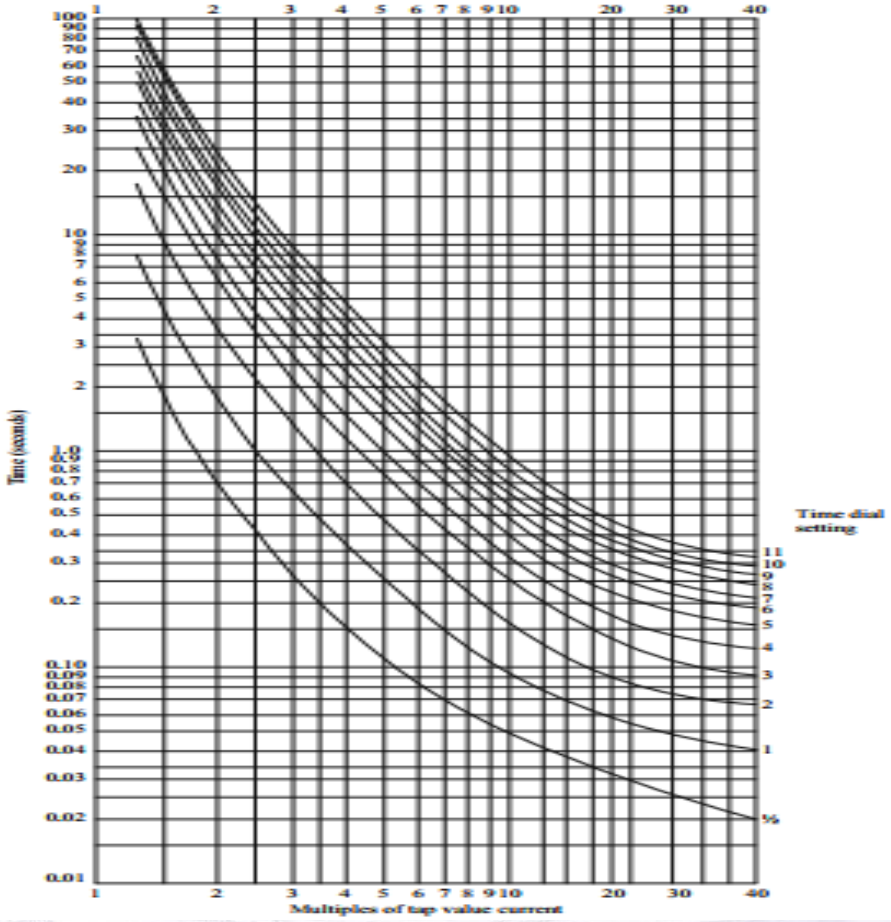
- TAP: 1 a 12 A en pasos de 1 A.
- DIAL: Como se muestra en la figura 9.16.

Instantáneo: 6A a 144A en pasos de 1A.

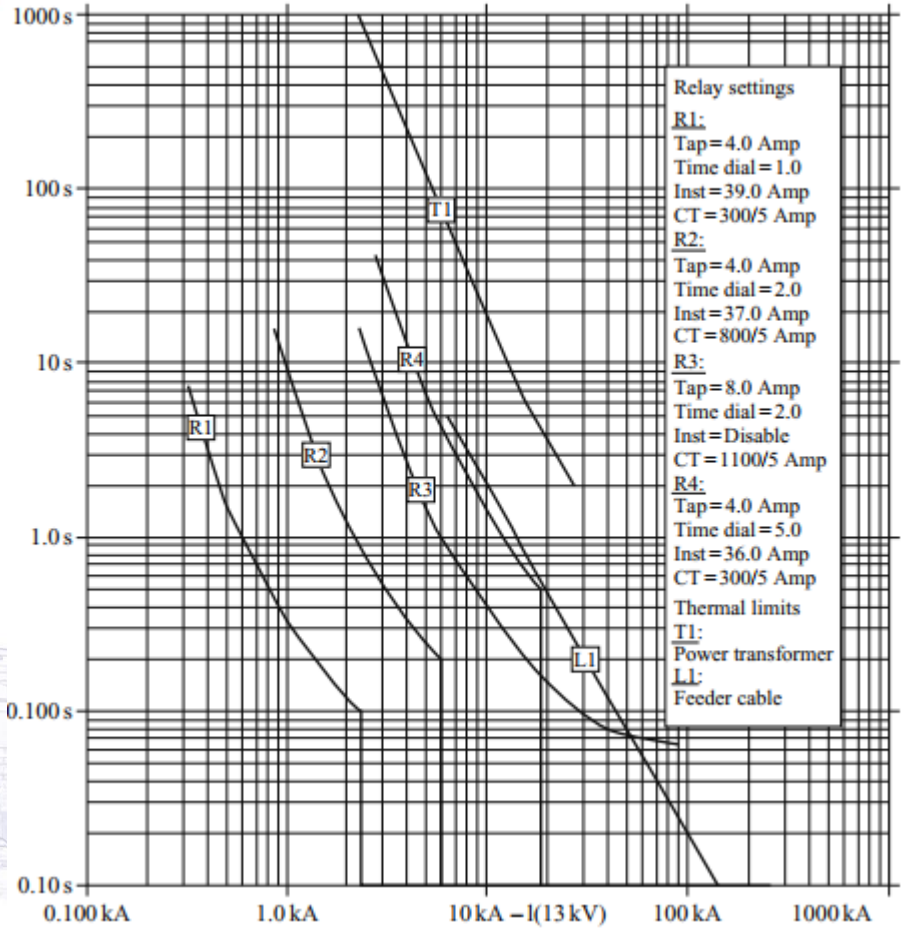
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE



PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE



Coordinación de relevadores de sobrecorriente a través de transformadores Dy.

La distribución de corrientes en estos transformadores debe ser comprobada para las fallas trifásicas, fase-fase y fase-tierra sobre el devanado secundario. Se puede asumir que los voltajes entre las fases del transformador son los mismos, para los devanados primario y secundario. Así $N_1 = \sqrt{3}N_2$ donde N_1 es el número de espiras del primario y N_2 es el número de espiras del secundario.

TABLA 9.5. Resumen de condiciones de falla en el secundario de un transformador Dy.

Falla	I relevador asociado con el primario	I relevador asociado con el secundario
Trifásica	I	I
Fase a fase	I	$(\sqrt{3}/2)I$
Fase a tierra	I	$\sqrt{3}I$

Coordinación de relevadores de sobrecorriente a través de transformadores Dy.

Por esta razón, el margen de discriminación entre los relevadores está basado en el tiempo de operación de los relevadores secundarios a una corriente igual a $(\sqrt{3}/2)I$, y el tiempo de operación para los relevadores primarios para la corriente plena de falla, como se muestra en la figura

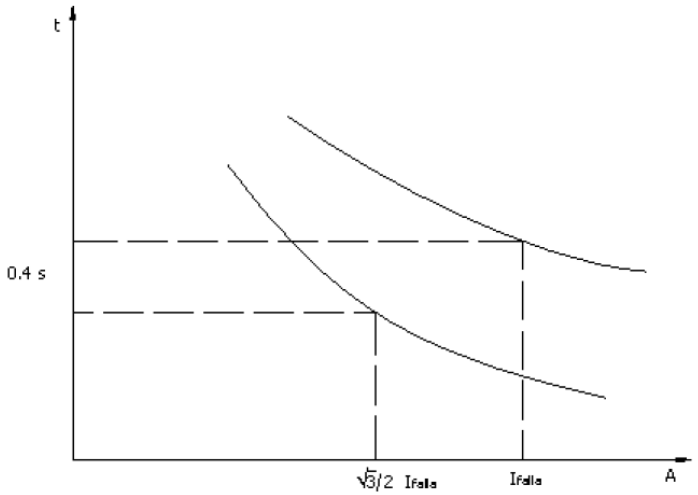


FIGURA 9.19 Coordinación de relevadores de sobrecorriente para un transformador Dy.