



CAPÍTULO 3

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

3.1 INTRODUCCIÓN

Los altos niveles de corriente en los sistemas eléctricos de potencia son generalmente causados por fallas en el sistema. Estas corrientes pueden ser usadas para determinar la presencia de las fallas y operar los dispositivos de protección, los cuales pueden variar en el diseño dependiendo de la complejidad y exactitud requerida. Dentro de los tipos más comunes de protección están los interruptores termo-magnéticos, Interruptores automáticos en caja moldeada (MCCBs), fusibles, y relevadores de sobrecorriente. Los dos primeros tienen arreglos de operación simple y usualmente son usados en la protección del equipo de bajo voltaje. Los fusibles son también usados en bajos voltajes, especialmente para proteger líneas y transformadores de distribución.

Los relevadores de corriente, los cuales son la base de este capítulo, son la forma más común de protección, usados para manejar corrientes excesivas en los sistemas de potencia. Estos no deben de ser instalados solamente como medios de protección contra sobrecargas, las cuales están asociadas con la capacidad térmica de las máquinas o líneas, debido a que la protección de sobrecorriente está diseñada para operar solo en condiciones de falla. Sin embargo, los ajustes del relevador son comúnmente seleccionados para condiciones de sobrecarga y sobrecorriente.

3.2 TIPOS DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Basado en las características de operación del relevador, los relevadores de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grandes grupos: de corriente definida o instantáneos, tiempo definido, y de tiempo inverso.

Las curvas características de estos tres tipos se muestran en la figura 3.1, las cuales también ilustran la combinación de un relevador instantáneo con uno de característica inversa

3.2.1 Relevadores de corriente definida

Este tipo de relevador opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste es elegido de tal forma que, en la subestación más alejada de la fuente, el relevador deberá de operar para un valor de baja corriente y las corrientes de operación del relevador son incrementadas progresivamente en cada subestación, acercándose hacia la fuente. Por lo tanto, el relevador con el menor ajuste opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano a la falla. Este tipo de protección tiene la desventaja de tener poca selectividad para valores altos de



corriente de corto circuito. Otra desventaja es la dificultad de distinguir la corriente de falla en un punto o en otro, cuando la impedancia entre estos puntos sea pequeña en comparación con la impedancia detrás de la fuente, dando lugar a la posibilidad de una pobre discriminación.

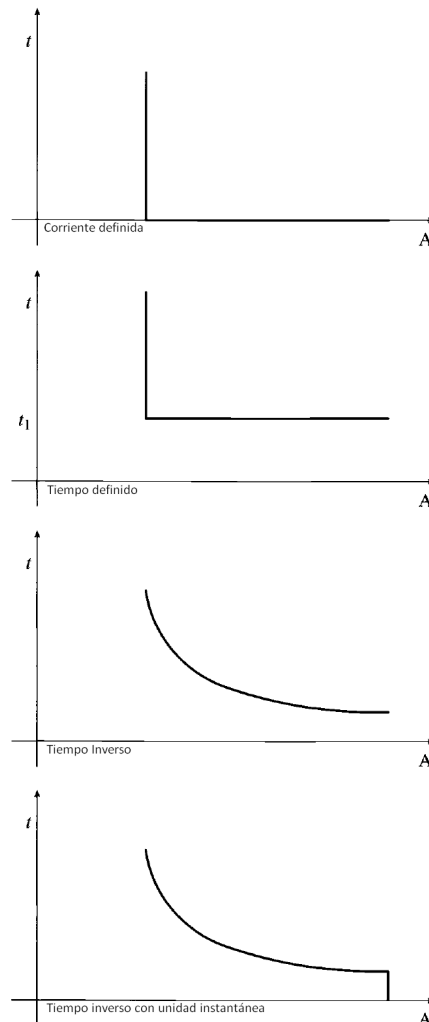


Figura 3.1 Características de operación de los relevadores de sobrecorriente

La figura 3.2a ilustra el efecto de la impedancia de la fuente en el nivel de corto circuito de la subestación, y para una falla en el punto B más adelante en la línea. De la figura 3.2b puede verse que las corrientes de falla en F_1 y F_2 son casi las mismas, y esto hace difícil obtener un ajuste adecuado para los relevadores. Cuando hay una impedancia considerable entre F_1 y F_2 , por ejemplo cuando la falla F_1 está localizada más adelante en una línea larga, entonces la corriente de falla será menor que en F_2 . Similarmente, debido a la impedancia del transformador, habrá una cantidad considerable de diferencia entre las corrientes para las fallas F_2 y F_3 , aunque estos dos puntos se encuentran cercanos físicamente.

Si los ajustes de protección están basados en los niveles máximos de falla, entonces estos ajustes pueden no ser adecuados para la situación cuando el nivel de falla sea bajo. Sin embargo, si se usa un valor de nivel de falla menor cuando se calculan los ajustes del relevador, esto puede resultar en la operación innecesariamente, si el nivel de falla se incrementa. Como consecuencia, los relevadores de corriente definida no son usados como únicos elementos de protección de sobrecorriente, pero si es común su uso como unidad instantánea, cuando otros tipos de protección son usados.

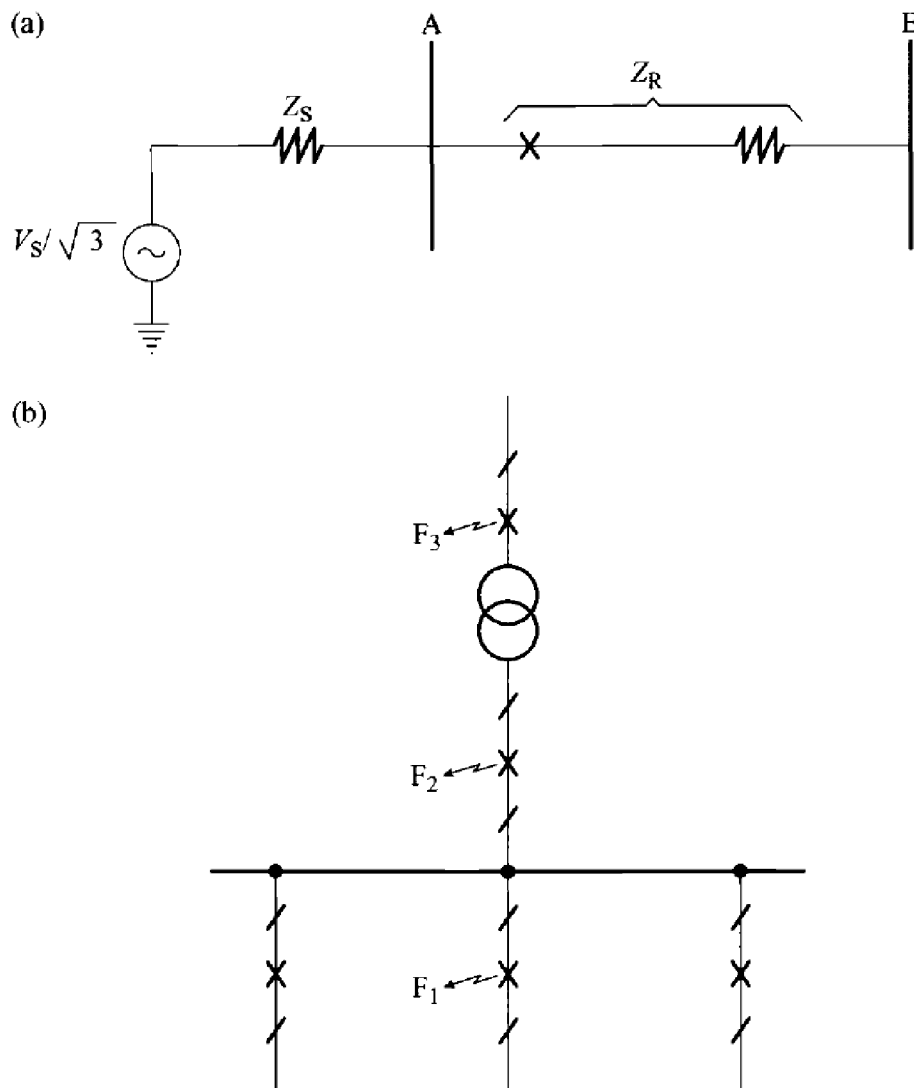


Figura 3.2 Ilustración de distintos niveles de corriente de falla. (a) Z_R = impedancia del elemento protegido, (b) Z_S = impedancia de la fuente $I_{SC(A)} = (V_S/\sqrt{3}) \times (1/Z_S)$, $I_{ajuste(b)} = V_S/(\sqrt{3}(Z_S + Z_R))$



3.2.2 Relevadores de corriente definida o de tiempo definido

Este tipo de relevador permite que el ajuste sea variado para ajustarse a los distintos niveles de corriente, mediante el uso de distintos tiempos de operación. Los ajustes pueden ser de tal forma que el interruptor más cercano a la falla se abra en el tiempo más corto posible y, a continuación, el resto de los interruptores se disparen con ciertos retardos de tiempo, a medida que se acercan a la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para una misma corriente se llama el margen de discriminación.

Debido a que el tiempo de operación para los relevadores de tiempo definido puede ser ajustado en incrementos fijos, entonces se logra una protección es más selectiva. La gran desventaja con este método de discriminación es que, las fallas cercanas a la fuente, las corrientes de falla resultan más grandes, y son eliminadas en un tiempo relativamente largo. Este tipo de relevador tiene un ajuste de corriente, más un ajuste de tiempo para obtener una discriminación de operación del relevador. Debe notarse que el ajuste de tiempo es independiente del valor de sobrecorriente necesario para operar el relevador. Estos relevadores son usados muchas veces cuando la impedancia de la fuente es grande comparada con la impedancia del elemento que está protegiéndose, es decir, cuando los niveles de falla en la posición del relevador son similares a las que se presentan para una falla al final del elemento protegido.

3.2.3 Relevadores de tiempo inverso

La propiedad fundamental de estos relevadores es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, como lo muestran sus curvas características.

Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que, para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos, sin pérdida de la selectividad de la protección. Los relevadores de tiempo inverso son generalmente clasificados de acuerdo con su curva característica, que indica su velocidad de operación, basado en esto, comúnmente se definen como inversos, muy inversos o extremadamente inversos. Los relevadores de tiempo inverso, también se denominan relevadores de sobrecorriente de tiempo mínimo definido inverso o relevadores IDMT de sobrecorriente.

3.3 AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Los relevadores de sobrecorriente están normalmente constituidos con un elemento instantáneo y un elemento con retardo en una misma unidad, cuando los relevadores electromecánicos eran populares, la protección de sobrecorriente estaba compuesta de unidades monofásicas separadas.



La protección moderna basada en microprocesadores tiene una unidad de sobrecorriente trifásico y una unidad de falla a tierra en el mismo equipo. El ajuste de los relevadores de sobrecorriente involucra la selección de los parámetros que definen las características requeridas de tiempo/corriente para ambas unidades de operación instantánea y con retardo. Este proceso debe de realizarse dos veces, una vez para los relevadores de fase y repetirse para los relevadores de fase a tierra, aunque los dos procedimientos son similares, la corriente de corto circuito trifásicos debe de ser usada para el ajuste de los relevadores de fase, mientras que la corriente de fase a tierra debe usarse para los relevadores de falla a tierra.

Cuando se calculan las corrientes de falla, se asume que el sistema de potencia está en su estado normal de operación. Sin embargo, en la barra que tiene dos o más transformadores conectados en paralelo y protegido con relevadores que no tienen la facilidad de grupos múltiples de ajustes, entonces el relevador debe ser ajustado a las condiciones prevaletientes del sistema, lo cual es posible, por ejemplo con los relevadores numéricos: Se logra una mejor discriminación, si los cálculos son realizados en base a cada uno de los transformadores, dejando fuera de servicio uno a la vez. El mismo procedimiento puede ser aplicado a arreglos de circuitos múltiples.

3.3.1 Ajuste de las unidades instantáneas

Las unidades instantáneas son más eficientes cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que van a ser protegidos son grandes en comparación con la impedancia de la fuente, como se indicó anteriormente. Se ofrecen dos ventajas fundamentales:

- Ç Reducen el tiempo de operación de los relevadores para fallas críticas en el sistema.

- Ç Evitan la pérdida de la selectividad en un sistema de protección que consta de relevadores con diferentes características, mediante el ajuste de las unidades instantáneas, de tal manera que estas unidades operen antes que las características de los relevadores se crucen, como se muestra en la figura 3.3.

Los criterios para ajustar las unidades instantáneas varían dependiendo de la ubicación, y del tipo de elemento del sistema que va a ser protegido. Tres grupos de elementos pueden ser definidos: líneas entre las subestaciones, líneas de distribución y transformadores.

(i) Líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se logra tomando al menos el 125 % de la corriente rms simétrica, para el nivel de falla máxima en la subestación remota.

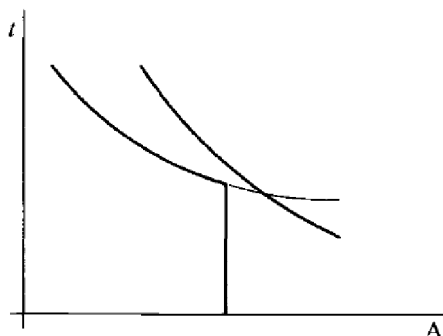


Figura 3.3 Preservar la selectividad, usando unidades instantáneas

El procedimiento debe iniciarse en la subestación más alejada, luego debe continuarse moviéndose hacia la fuente. Cuando las características de dos relevadores se cruzan para un nivel particular de falla del sistema, se dificulta la coordinación y es necesario ajustar la unidad instantánea del relevador que se encuentra más lejos de la fuente, a un valor tal que el relevador opere para un nivel inferior de corriente al cruce, evitando así la pérdida de la selectividad. Un 25 % de margen evita el traslape de las unidades instantáneas aguas abajo, si está presente una considerable componente DC. En los sistemas de HV operando en 230 kV y superiores, debe de usarse un valor más alto, debido a que la relación X/R se hace más grande, así como también la componente DC.

(ii) Líneas de distribución

El ajuste del elemento instantáneo de los relevadores en las líneas de distribución que alimentan a transformadores monofásicos MV/LV, dado que estas líneas están al final del sistema MV. Por lo tanto, no se requiere satisfacer las condiciones de coordinación que se tiene para líneas entre las subestaciones, así que puede utilizarse cualquiera de los dos valores siguientes:

1. 50 % de la corriente máxima de corto circuito en el punto de conexión del TC que alimenta al relevador.
2. Entre 6 y 10 veces la capacidad máxima del circuito.

(iii) Unidades transformadoras

Las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorriente instaladas en el lado primario de los transformadores, deben tener un valor de entre 125 y 150 % de la corriente de corto circuito existente en la barra del lado de bajo voltaje, referido al lado de alto voltaje.

Este valor es más alto que los mencionados previamente y es para evitar la pérdida de coordinación, debido a las altas corrientes del inrush magnético, presente cuando se energiza el transformador. Si las unidades instantáneas de protección de sobrecorriente en el devanado secundario del transformador y los relevadores en los alimentadores están sujetas al mismo nivel de corto circuito, entonces las unidades



instantáneas de transformador requieren ser deshabilitadas para evitar la pérdida de selectividad, a menos que existan canales de comunicación entre estas unidades que permitan deshabilitar la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea en los alimentadores.

3.3.2 Alcance de las unidades instantáneas protegiendo las líneas entre las subestaciones

El porcentaje de alcance (X) de una unidad instantánea que protege a una línea, se ilustra al considerar el sistema mostrado en la figura 3.4.

Los siguientes parámetros son definidos:

$$K_i = \frac{I_{\text{activacion}}}{I_{\text{final}}}$$

y

$$K_s = \frac{Z_{\text{fuente}}}{Z_{\text{elemento}}}$$

De la figura 3.4:

$$I_{\text{activacion}} = \frac{V}{Z_s + XZ_{ab}} \quad (3.1)$$

Donde: V= voltaje en el punto del relevador; Z_s impedancia de la fuente; Z_{ab} = impedancia del elemento protegido = Z_{elemento} ; X= porcentaje de la línea protegida, I_{final} = corriente al final de la línea; $I_{\text{activacion}}$ = corriente mínima de arranque del relevador

$$I_{\text{final}} = \frac{V}{Z_s + Z_{ab}} \quad (3.2)$$

$$K_i = \frac{Z_s + Z_{ab}}{Z_s + XZ_{ab}} \Rightarrow X = \frac{Z_s + Z_{ab} - Z_s K_i}{Z_{ab} K_i} \quad (3.3)$$

Esto da.

$$K_s = \frac{Z_s}{Z_{ab}} \Rightarrow X = \frac{K_s (1 - K_i) + 1}{K_i} \quad (3.4)$$

Por ejemplo, si $K_i=1.25$, y $K_s=1$, entonces $X=0.6$, es decir la protección cubre el 60 % de la línea

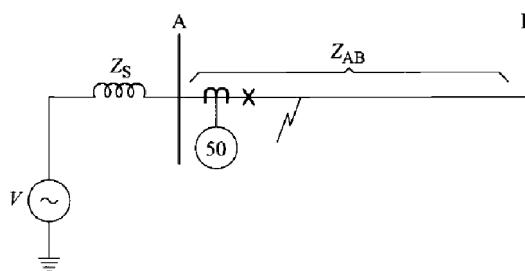


Figura 3.4 alcance de las unidades instantáneas

Ejemplo 3.1

El efecto de reducir la impedancia de fuente, Z_s , en el alcance provisto por la protección instantánea puede ser apreciada al considerar el sistema en la figura 3.5, y usando un valor de 1.25 para K_i en la ecuación 3.4. De esto:

$Z_s(\underline{\quad})$	$Z_{AB}(\underline{\quad})$	$I_A(A)$	$I_B(A)$	%Alcance
10	10	100	50	60
2	10	500	83	76

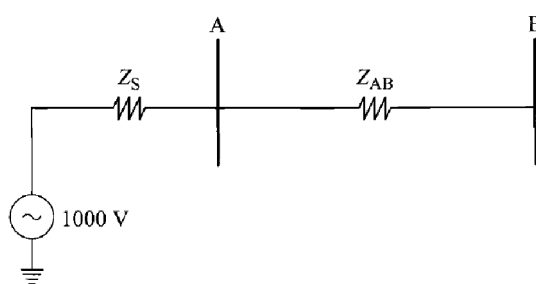


Figura 3.5 Circuito equivalente para el ejemplo 3.1

3.3.3 Ajuste de los parámetros del relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo

El tiempo de operación del relevador de sobrecorriente tiene que ser suficiente para asegurar que, en presencia de una falla, el relevador no dispare antes que otra protección situada más cerca de la falla. Las curvas de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso asociado con dos interruptores en el mismo alimentador en un sistema típico, se muestran en la figura 3.6, mostrando la diferencia en el tiempo de operación de estos relevadores en los mismos niveles de falla, para poder satisfacer los márgenes de discriminación requeridos. Los relevadores de tiempo definido y de tiempo inverso puede ser ajustados mediante la selección de dos parámetros, esto es, el ajuste de tiempo o palanca de tiempo, y la corriente de activación o de pick up o ajuste de pick up (ajuste tap).

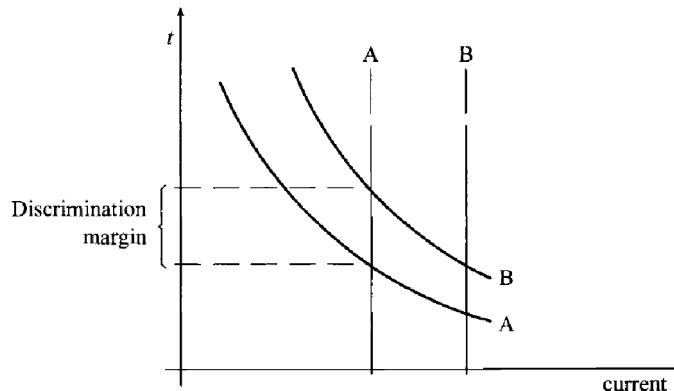


Figura 3.6 curvas del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso asociado con dos interruptores en el mismo alimentador

El ajuste de pick up

El ajuste de pick up, es usado para definir la corriente de activación o de pick up del relevador, y las corrientes de falla vistas por el relevador expresados en múltiplos de este. Este valor es usualmente referido como el ajuste multiplicador (PSM), el cual está definido como la relación de la corriente de falla en Amperes secundarios entre el ajuste del relevador. Para los relevadores de fase, el ajuste de pick up está determinado por un margen de sobrecarga que esté por arriba de la corriente nominal, como la expresión:

$$\text{Ajuste de activación} = (OLF \times I_{nom}) \div CTR \quad (3.5)$$

Donde OLF= factor de sobrecarga, el cual depende del elemento que se está protegiendo, I_{nom} = rango de corriente nominal, CTR= relación del TC.

El factor de sobrecarga recomendado para los motores es 1.05. Para líneas, transformadores y generadores está normalmente dentro del rango de 1.25 a 1.5. En los sistemas de distribución donde es posible incrementar la carga, esto es en alimentadores durante condiciones de emergencia, el factor de sobrecarga puede ser del orden de 2. En cualquier caso I_{nom} tiene que ser inferior a la capacidad de los TC y la capacidad térmica del conductor; de cualquier manera el valor más pequeño tiene que ser tomado en cuenta para calcular el ajuste de pick up.

Para relevadores de falla a tierra, el ajuste de activación está determinado tomando en cuenta el desbalance mínimo que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un rango de desbalance del 20 % es permitido, por lo tanto la expresión en la ecuación 3.5 se convierte en

$$\text{Ajuste de activación} = (0.2 \times I_{nom}) \div CTR \quad (3.6)$$



En las líneas de transmisión de HV el desbalance permitido podría ser tan bajo como 10 %, mientras que en los alimentadores en la distribución rural este puede ser tan alto como 30 %.

Ajuste de tiempo

Al ajuste del retardo de tiempo antes que el relevador opere cada vez que la corriente de falla alcance un valor igual, o mayor a la corriente de ajuste. En los relevadores electromecánicos, el retardo de tiempo es alcanzado mediante el ajuste de la distancia física entre los contactos fijos y móviles; una menor distancia de ajuste resulta en tiempos de operación más cortos. El ajuste de tiempo también es conocido como el ajuste de multiplicador de tiempo.

Los criterios y procedimientos para calcular el ajuste de tiempo, para obtener la protección y coordinación adecuada para un sistema, se consideran a continuación. Estos criterios son principalmente aplicables a los relevadores de tiempo inverso, aunque la misma metodología es válida para los relevadores de tiempo definido.

1. Determine el tiempo de operación requerido T_1 del relevador más lejano de la fuente, considerando el menor ajuste de tiempo y considerando el nivel de falla para la cual la unidad instantánea de este relevador se activa. Este ajuste de tiempo puede ser mayor, si la corriente de carga es alta que fluye cuando el circuito es reenergizado después de una pérdida de alimentación (activación de carga fría), o si es necesario coordinar con dispositivos instalados aguas abajo, por ejemplo, fusibles o restauradores.
2. Determine el tiempo de operación del relevador asociado con el interruptor en la siguiente subestación hacia la fuente $t_{2a}=t_1+ t_{\text{margen}}$, donde t_{2a} es el tiempo de operación del relevador de respaldo, situado con el interruptor 2 y t_{margen} es el margen de discriminación. El nivel de falla usado para este cálculo es el mismo que se usó para determinar el tiempo t_1 del relevador asociado con el interruptor previo.
3. Con la misma corriente de falla en 1 y 2, y conociendo t_{2a} y el valor de activación para el relevador 2, calcule el ajuste de tiempo (palanca de tiempo) para el relevador 2. Use el ajuste de tiempo más cercano disponible, cuya característica está por arriba del valor calculado.
4. Determine el tiempo de operación t_{2b} del relevador 2, pero ahora usando el nivel de falla justo antes de la operación de la unidad instantánea.
5. Continúe con esta secuencia, iniciando de la segunda etapa.

El procedimiento referido arriba es adecuado, si se puede asumir que los relevadores tienen sus curvas características en la escala de segundos. Para aquellos relevadores donde el ajuste tiempo está dado como un porcentaje de la curva de operación para un segundo, el ajuste de tiempo puede ser determinado iniciando con el multiplicador más rápido, aplicado a la curva para un ajuste de tiempo 1. En la



mayoría de los relevadores, los ajustes de tiempo pueden comenzar de valores tan bajos como 0.1 s en incrementos de 0.1 s.

Margen de discriminación de tiempo

Un margen de discriminación de tiempo que se usa comúnmente entre dos características de tiempo/corriente sucesivas es del orden de 0.25 a 0.4s. Este valor evita la pérdida de selectividad, debido a uno o más de los siguientes factores.

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrecarrera del relevador después de que la falla haya sido eliminada
- Variaciones en los niveles de falla, desviaciones de las curvas características de los relevadores (por ejemplo, debido a las tolerancias de fábrica), y errores en los transformadores de corriente.

En los relevadores numéricos no existe la sobrecarrera, y por lo tanto, el margen puede ser escogido tan bajo como 0.2 s

Las fallas monofásicas en el lado de la estrella de un transformador con conexión delta-estrella, no se ven en el lado de la delta. Por lo tanto, cuando se ajustan los relevadores de falla a tierra, puede ser aplicado el menor de ajuste de tiempo disponible a los relevadores en el lado de la delta, lo cual hace posible reducir los ajustes y por lo tanto, los tiempos de operación de los relevadores de falla a tierra cercanos al alimentador.

Uso de las expresiones matemáticas para las características de los relevadores

El procedimiento indicado arriba para las unidades de fase y de tierra puede ser fácilmente usado, cuando las características de operación de los relevadores están definidas por fórmulas matemáticas, en vez de las curvas en el papel Log-Log. Los estándares IEC y el ANSI/IEEE definen el tiempo de operación, matemáticamente por medio de la siguiente expresión:

$$t = \frac{k\beta}{(I/I_s)^\alpha - 1} + L \quad (3.7)$$

Donde: t = tiempo de operación del relevador en segundos; k = ajuste de tiempo o multiplicador de tiempo; I = corriente de falla en amperes secundarios; I_s = corriente de activación o de pick up seleccionada; L = constante.

Las constantes β y $\dagger$ determinan la inclinación de las características del relevador. Los valores de β , $\dagger$, y L son para varios tipos de relevadores de sobrecorriente que se fabrican con los estándares ANSI/IEEE y IEC, estos se dan en la tabla 3.1. Las características típicas para ambos tipos de muestran en las figuras 3.7 y 3.8



Tabla 3.1 constantes ANSI/IEEE y IEC para relevadores de sobrecorriente estándares.

Descripción de la curva	estándar	$\bar{U}$	$\dagger$	L
Moderadamente inversa	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Muy inversa	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremadamente inversa	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inversa	CO8	2.0	5.95	0.18
Inversa de tiempo corto	CO2	0.02	0.0239	0.0169
Estándar inversa	IEC	0.02	0.14	0
Muy inversa	IEC	1.0	13.5	0
Extremadamente inversa	IEC	2.0	80.0	0
Inversa de tiempo largo	UK	1.0	120	0

Dada la característica del relevador, es fácil calcular el tiempo de respuesta para un ajuste de tiempo k , ajuste de activación y otros valores de la expresión 3.7. De la misma forma, si una respuesta particular y un ajuste de activación han sido determinados, el ajuste de tiempo es logrado mediante la resolución de k para la misma ecuación.

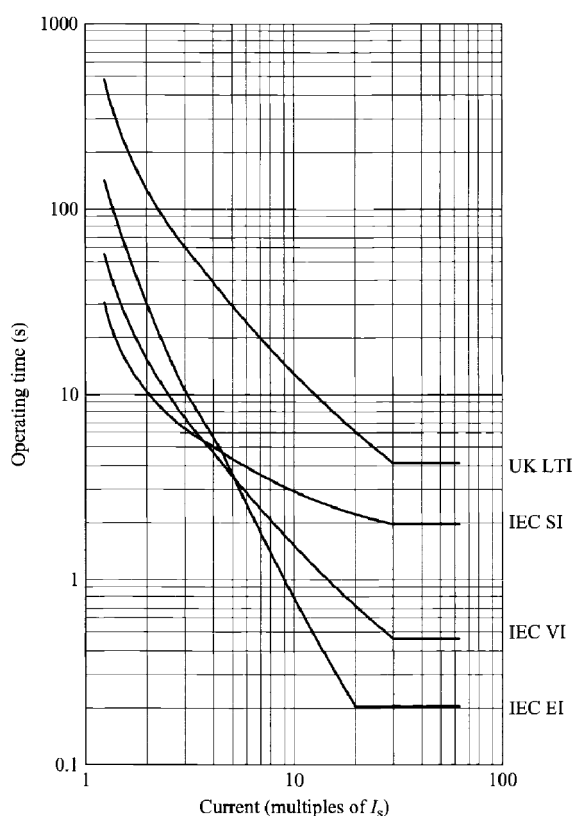


Figura 3.7 Curvas del relevador de sobrecorriente IEC

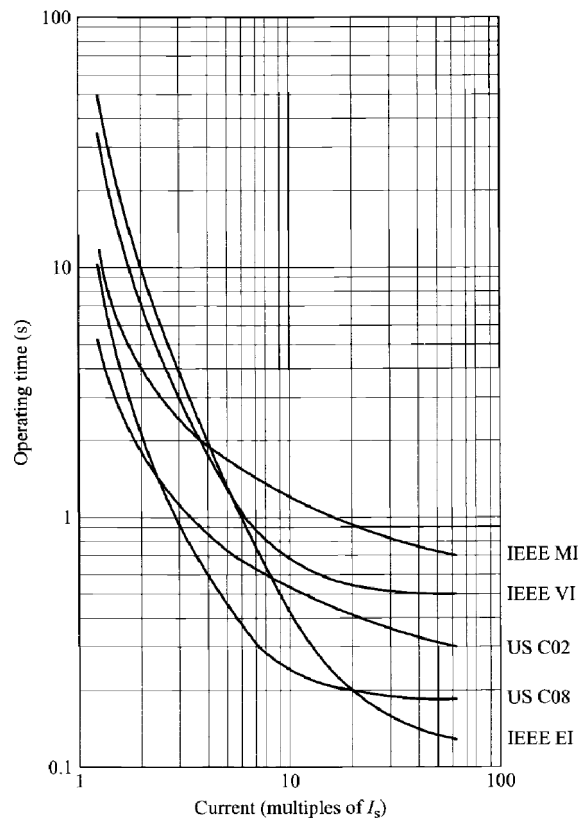


Figura 3.8 Curvas de los relevadores de sobrecorriente ANSI/IEEE

3.4 Limitaciones de la coordinación de los relevadores

3.4.1 Niveles mínimos de corto circuito

Cuando la unidad con retardo se ha ajustado, usando los niveles máximos de falla, es necesario verificar que los relevadores operen en los niveles de falla mínima, y en la secuencia correcta. Para esto es suficiente verificar que el ajuste multiplicador plug o múltiplo de tap (I/I_s) de la ecuación 3.7, bajo estas condiciones sea mayor a 1.5

3.4.2 Limitaciones térmicas

Una vez que las curvas de los relevadores de sobrecorriente se han definido, se debe realizarse una verificación para asegurar que estos permanezcan por debajo de las curvas de la capacidad térmica nominal para las máquinas y cables. En el caso de los conductores deben de ser consultadas las gráficas de los fabricantes, las cuales indican la cantidad del tiempo que los distintos calibres soportan, para los valores de corto circuito, ver figura 3.9.

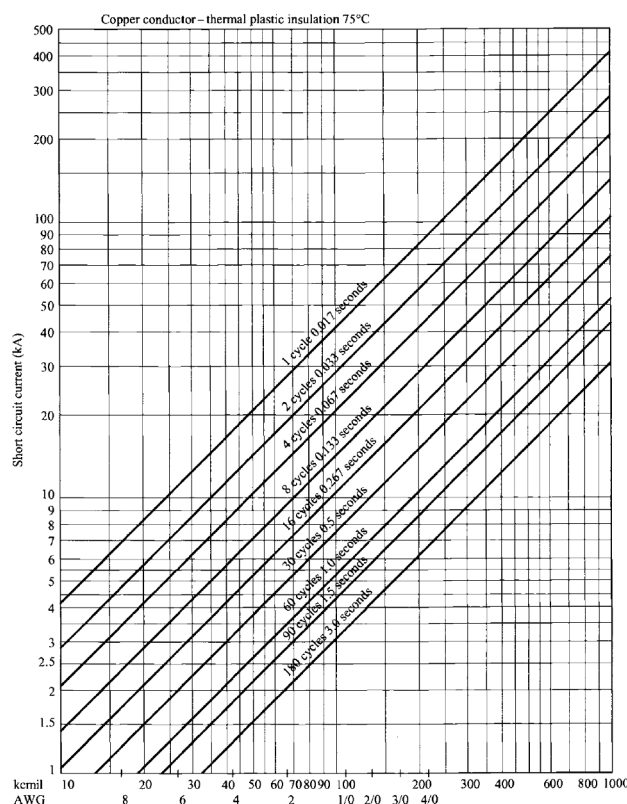


Figura 3.9 Límites térmicos de los conductores de cobre con aislamiento termoplástico

En el caso de los transformadores, la magnitud de la corriente de falla que estos pueden soportar durante un determinado tiempo está limitada por la impedancia. El estándar ANSI /IEEE 242-1986 define las curvas de capacidad de corto circuito para 4 categorías de transformadores inmersos en líquidos, basados en la capacidad nominal del transformador en kVA y de la impedancia de corto circuito.

Las figuras 3.10 y 3.13 muestran las curvas de la capacidad térmica de los transformadores con las siguientes características:

- (i) Categoría I: Rango de potencia de 5 a 500 kVA monofásicos; 15 a 500 kVA trifásicos.
- (ii) Categoría II: Rango de potencia entre 501 y 1667 kVA monofásicos; 501 a 5000 kVA trifásicos.
- (iii) Categoría III: Rango de potencia de entre 1669 y 10000 kVA monofásicos; 5001 kVA a 30000 kVA trifásicos.
- (iv) Categoría IV: Rango de potencia arriba de los 1000 kVA monofásicos y arriba de 30000 kVA trifásicos.

Las curvas de límites térmicos para los transformadores Dy tienen que ser desplazadas a la izquierda por una razón de $1/\sqrt{3}$ para hacer a estos más sensibles.



Esto compensa al valor más pequeño de la corriente vista por los relevadores instalados en el lado primario, relativo a las corrientes vistas por los relevadores en el lado secundario, durante condiciones de falla monofásica, como se discute en la sección 3.5.

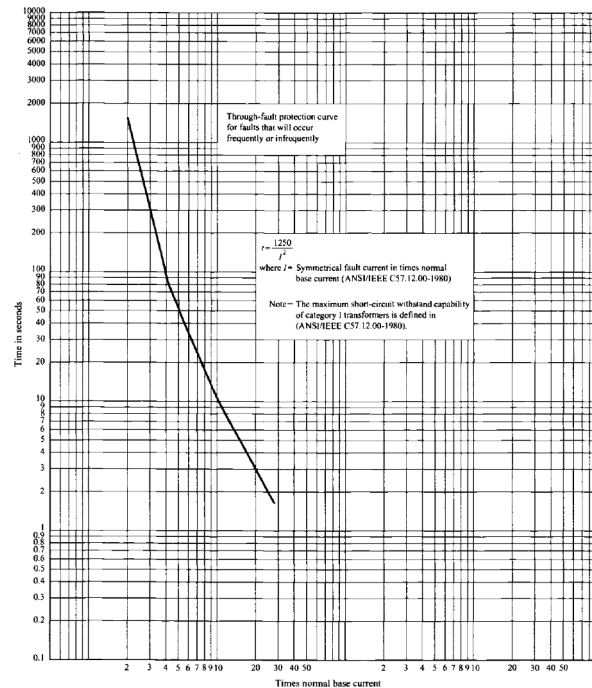


Figura 3.10 capacidad térmica de los transformadores de entre 5 y 500 KVA monofásico; 15 a 500 kVA para trifásicos (del estándar ANSI/IEEE 242-1986; reproducida con permiso de la IEEE)

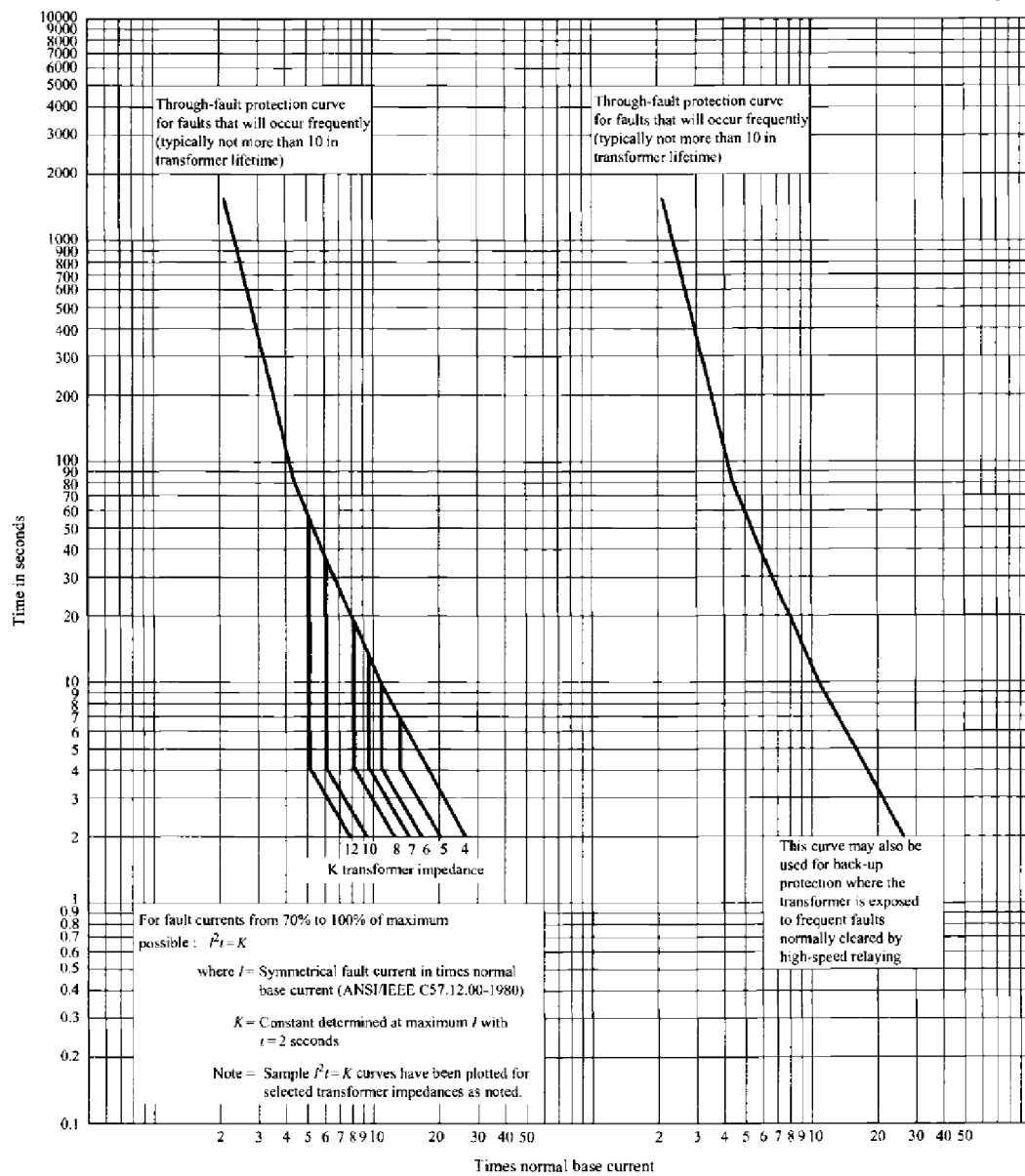


Figura 3.11 capacidad térmica de los transformadores de entre 501 y 16667 kVA monofásico; 501 a 5000 KVA trifásicos (del estándar ANSI/IEEE 242-1968; reproducido con permiso de la IEEE)

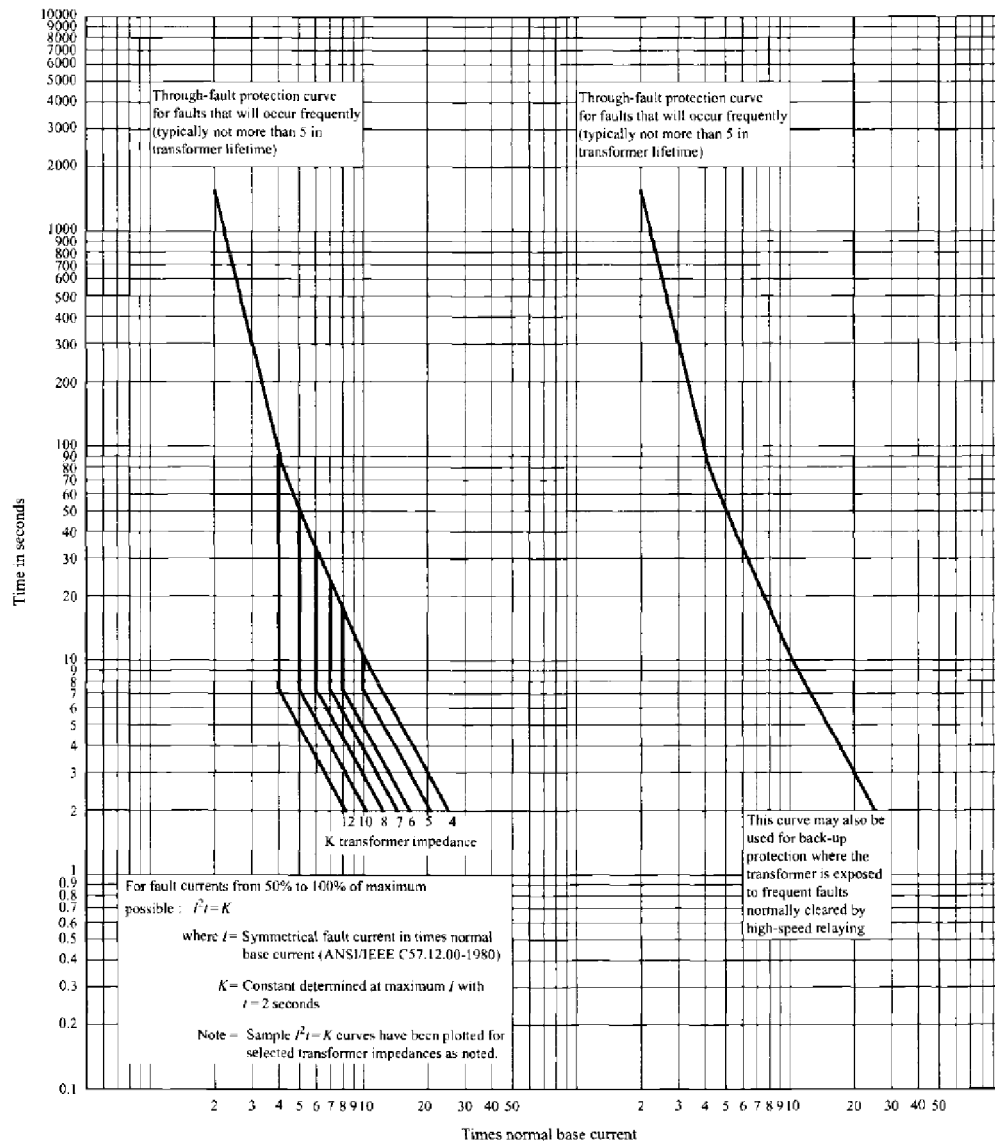


Figura 3.12 capacidad térmica de los transformadores de entre 1668 y 10000 kVA monofásico; 5001 a 30000 kVA tres fases (del estándar ANSI/IEEE 242-1968; reproducido con permiso de la IEEE)

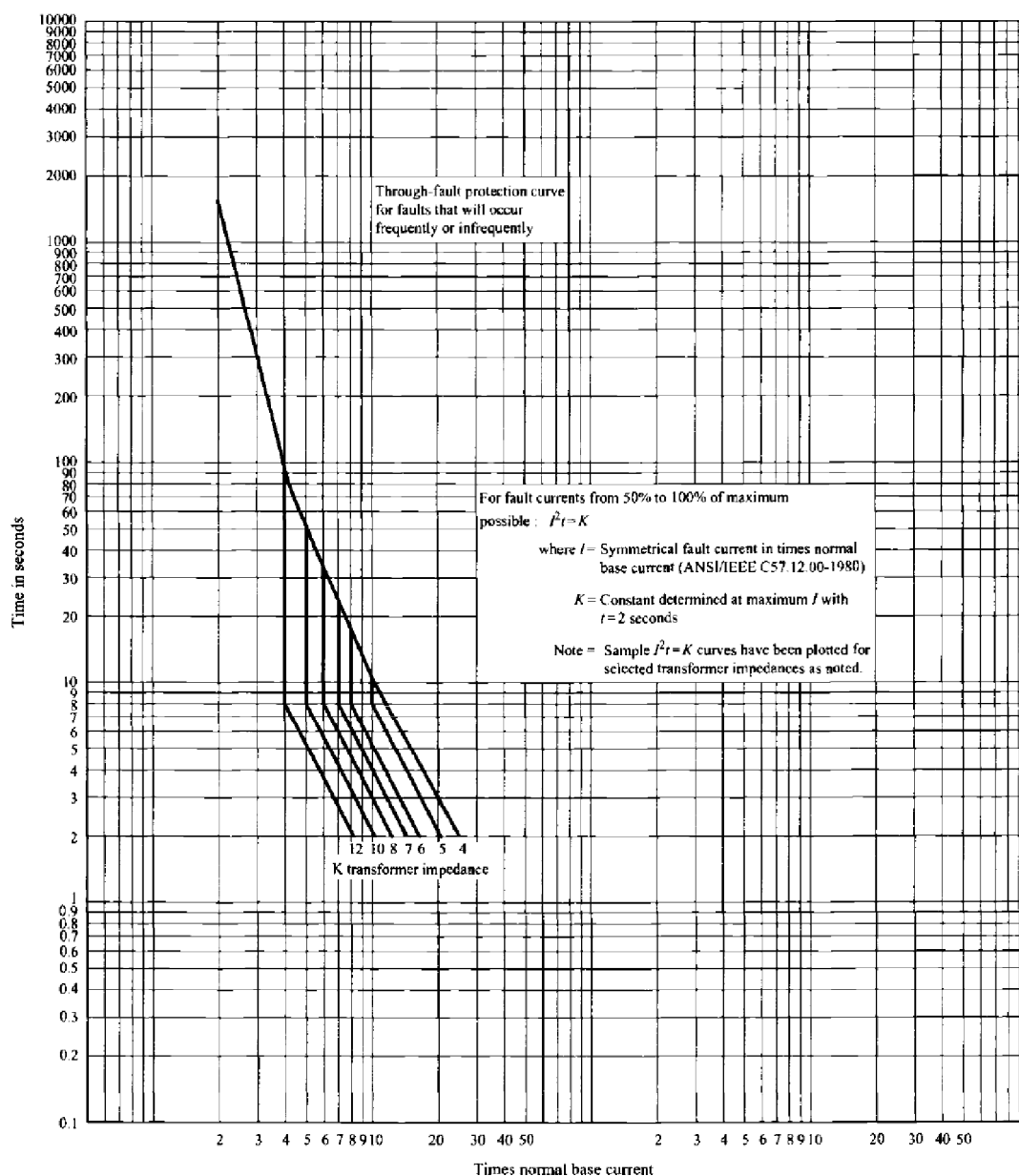


Figura 3.13 capacidad térmica de los transformadores arriba de 10000 kVA monofásico; arriba de 30000 KVA trifásicos (del estándar ANSI/IEEE 242-1968; reproducido bajo permiso de la IEEE)

3.4.3 Valores de activación (pick up)

También es importante verificar que los ajustes del relevador no representen problemas cuando otros elementos del sistema sean energizados. Esto es particularmente crítico para los motores, y siempre debe tomarse en cuenta, lo indica



una letra, la cual indica el número de veces de corriente nominal que consumen cuando el motor es arrancando.

En el caso de los transformadores, la corriente inicial inrush de magnetización que toma un transformador, puede ser expresada como $I_{inrush} = K \times I_{nom}$, donde I_{nom} es la corriente nominal del transformador, y la constante K depende de la capacidad del transformador, de 500 a 2500 kVA, $K = 8$ y arriba 2500 kVA, $K = 10$, el punto de inrush queda establecido por la corriente inrush correspondiente durante 0.1 s

Ejemplo 3.2

Para el sistema que se muestra en la figura 3.14, a partir de los datos dados, realice lo siguiente.

1. Calcule las corrientes nominales y niveles de corto circuito trifásicos en cada interruptor.
2. Seleccione las relaciones de transformación de los TC.
3. Determine los valores de ajuste de activación, ajuste de tiempo, y los ajustes instantáneos de los relevadores de fase, para garantizar una protección coordinada.
4. Encuentre el porcentaje de la línea BC protegida por la unidad instantánea del relevador asociado con el interruptor 2.
5. Dibuje las características de tiempo/corriente de los relevadores en el sistema.

Se toma en cuenta las siguientes consideraciones.

1. El margen de discriminación o intervalo de coordinación de 0.4 s
2. Todos los relevadores tienen características de tiempo inverso, como se muestra en la figura 3.15
3. Datos del relevador.
 - a. Ajuste de activación : De 1 a 12 A en pasos de 1 A
 - b. Ajuste de tiempo: Como en la figura 3.15
 - c. Instantáneo: De 6 a 144 A en incrementos de 1 A

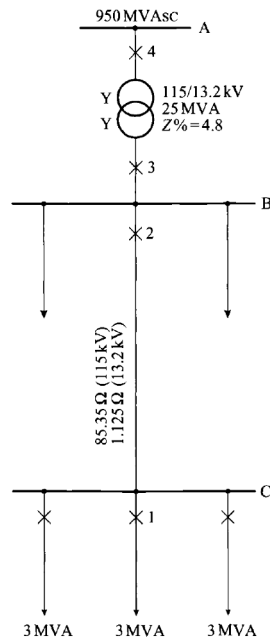


Figura 3.14 diagrama esquemático del ejemplo 3.2

Solución

Cálculo de las corrientes nominales y los niveles de corto circuito trifásicos

De la figura 3.14 el nivel de corto circuito en la barra A, y la impedancia de la línea BC, puede ser obtenida de:

$$Z_{fuente} = \frac{V^2}{P_{SC}} = \frac{(115 \times 10^3)^2}{950 \times 10^6} = 13.92 \text{ } \underline{\text{referenciados a 115 kV}}$$

$$Z_{transferencia} = Z_{pu} \times Z_{base} = 0.048 \times \frac{(115 \times 10^3)^2}{25 \times 10^6} = 25.39 \text{ } \underline{\text{referenciados a 115 kV}}$$

$$Z_{lineaBC} = 85.35 \text{ } \underline{\text{referenciados a 115 kV}}$$

El circuito equivalente del sistema referenciado a 115 kV se muestra en la figura 3.16
Corrientes nominales, vistas en los interruptores 1, 2, 3, y 4.

$$I_{nom1} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)} = 131.2 \text{ A (solo una carga monofásica)}$$

$$I_{nom2} = 3 \times I_{nom1} = 3 \times 131.2 = 393.6 \text{ A (tres cargas)}$$

$$I_{nom3} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)} = 1093.5 \text{ A (corriente nominal en el lado de baja)}$$

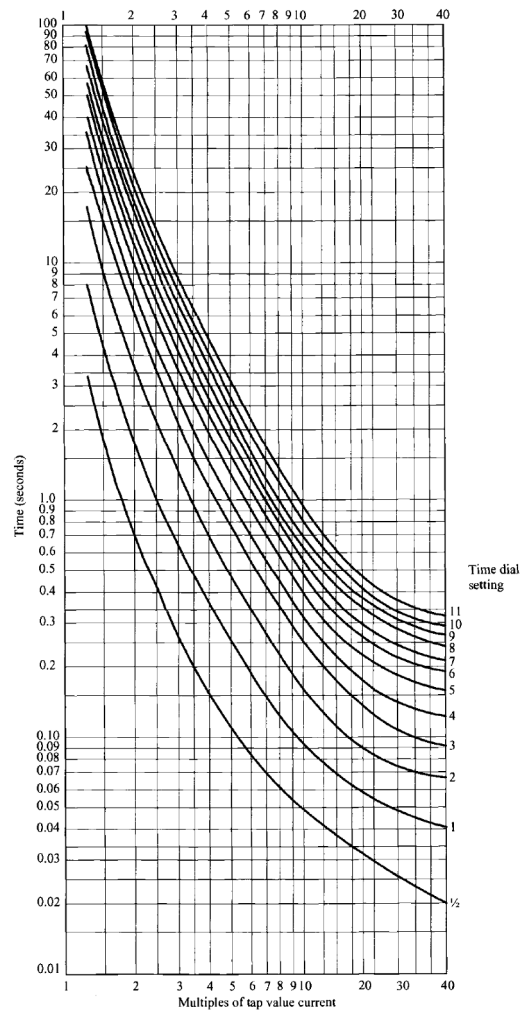


Figura 3.15 Curvas de operación típicas para un relevador de tiempo inverso

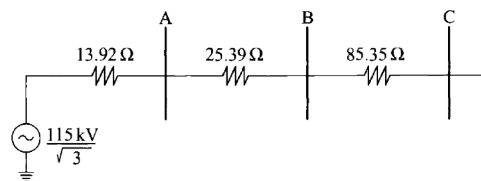


Figura 3.16 circuito equivalente del sistema mostrado en la figura 5.14

$$I_{nom4} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3}(115 \times 10^3)} = I_{nom3} \times (13.2/115) = 125.5 \text{ A (corriente en el lado de alta)}$$

Niveles de corto circuito



$$I_{fallaC} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3}(13.92 + 25.39 + 83.35)} = 532.6 \text{ A referenciados a 115 kV}$$

$$= 532.6 (115/13.2) = 4640.2 \text{ A referenciados a 13.2 kV}$$

$$I_{fallaB} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3}(13.92 + 25.39)} = 1689.0 \text{ A referenciados a 115 kV}$$

$$= 1689(115/13.2) = 14714.8 \text{ A referenciados a 13.2 kV}$$

$$I_{fallaA} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.92} = 4769.8 \text{ A referido a 115 kV}$$

Selección de la relación del TC

La relación de la transformación del TC está determinada por los dos valores siguientes:

- (i) I_{nom}
- (ii) Corriente máxima de corto circuito, sin que la saturación esté presente. Para lograr esta condición y asumiendo que se usa un TC de C100 y que la resistencia total es de $1 \text{ } \Omega$ entonces $I_{SC} (5/X) \hat{=} 100 \text{ A}$ ($I_{SC}/RTC \hat{=} 100 \text{ A}$), donde I_{SC} : es la corriente de corto circuito, la tabla 3.2 resume los cálculos

Tabla 3.2 Corrientes nominales, corrientes de corto circuito y relaciones del TC para el ejemplo 3.2

Numero de interruptor	P_{nom} (MVA)	I_{nom} (A)	I_{SC} (A)	$(5/100)I_{SC}$ (A)	Relacion del TC
1	3	131.2	4640.0	232.0	300/5
2	9	393.6	14714.8	735.7	800/5
3	25	1093.5	14714.8	735.7	1100/5
4	25	125.5	4769.8	238.5	300/5

Determinación del ajuste de activación, ajuste de tiempo y valores de ajuste instantáneo:

Cálculos de los ajustes de activación

Relevador 1: $1.5(131.2)5/300 = 3.28 \text{ A}$; → activación en 4 A

Relevador 2: $1.5(393.6)5/800 = 3.69 \text{ A}$; → activación en 4 A

Relevador 3: $1.5(1093.5)5/1100 = 7.46 \text{ A}$; → activación en 8 A

Relevador 4: $1.5(125.5)5/300 = 3.14 \text{ A}$; → activación en 4 A

Determinación del ajuste de tiempo y calibración del ajuste instantáneo

Relevador 1

$$I_{activación} = 4 \times 300/5 = 240 \text{ A}$$



El ajuste de tiempo seleccionado es 1.0

Ajuste del elemento instantáneo= $(.5 I_{SC}) (1 / CTR) = (0.5 \times 4640) 5 / 300 = 38.67 \text{ A}$; ajustado a 39 A.

$I_{\text{disparo instantáneo}} = 39 \times 300 / 5 = 2340 \text{ A}$ primarios a 13.2 kV

El cálculo del múltiplo del tap, $PSM_b = (2340 \text{ A} \times 5 / 300) \times 1 / 4 = 9.75 \text{ veces}$

De la figura 3.15, con un múltiplo de tap de 9.75 y el ajuste de tiempo en 1, $t_{1b} = 0.1 \text{ s}$

Relevador 2

Con una corriente de 2340 A, deben de producir operación de t_{2a} en por lo menos = $0.1 + 0.4 = 0.5 \text{ s}$.

Entonces el múltiplo de tap $PSM_a = 2340 \text{ A} \times 5 / 800 \times 1/4 = 3.66 \text{ veces}$

Con PSM a 3.66 veces, y t_{op} de al menos 0.5s, el ajuste de tiempo seleccionado = 2

Ajuste instantáneo = $(1.25 I_{fallaC}) (1 / CTR) = 1.25 (4640) (5 / 800) = 36.25 \text{ A}$; ajuste a 37A

$I_{\text{instantáneo prim}} = (37) 800 / 5 = 5920 \text{ A}$ a 13.2 kV

$PSM_b = 5920 \text{ A} \times 5 / 800 \times 1 / 4 = 9.25 \text{ veces}$

Con PSM = 9.25 y el ajuste de tiempo = 2 $\rightarrow t_{2b} = 0.18 \text{ s}$

Relevador 3

Para discriminar con el relevador 2, tome $I_{\text{prim2 Inst.}} = 5920 \text{ A}$

Tiempo de operación requerido de t_{3a} en por lo menos = $0.18 + 0.4 = 0.58 \text{ s}$

$PSM_a = 5920 \text{ A} \times 5 / 1100 \times 1 / 8 = 3.36 \text{ veces}$

Con 3.36 PSM y un $t_{op} = 0.58 \text{ s}$, $\rightarrow$ ajuste de tiempo = 2

Sin embargo, el elemento instantáneo del relevador asociado con el interruptor 3 es ignorado y el margen de discriminación es aplicado para una falla en la barra B para evitar la pérdida de coordinación con las unidades instantáneas de los relevadores asociados con los alimentadores de la barra, como se refiere en la sección 3.3.1

Basado en $I_{SC} = 14714.8 \text{ a } 13.2 \text{ kV}$, $PSM_b = 14714.8 \text{ A} \times 5 / 1100 \times 1 / 8 = 8.36 \text{ veces}$.

Con PSM = 8.36 y el ajuste de tiempo = 2 $\rightarrow t_{3b} = 0.21 \text{ s}$

Relevador 4

Para 14714.8 A, $PSM = 14714.8 \text{ A} (13.2 / 115) 5 / 300 \times 1 / 4 = 7.04 \text{ veces}$.

Requiere $t_4 = 0.21 + 0.4 = 0.61 \text{ s}$

Con 7.04 PSM y $t_{op} = 0.61 \text{ s} \rightarrow$ ajuste de tiempo = 5.

Ajuste del elemento instantáneo

$$= (1.25 \times I_{fallaB}) (1 / CTR)$$



$$= 1.25 (1689) 5/300$$

$$= 35.19 \text{ A}$$

Ajuste = 36 A

$$I_{\text{prim Inst.}} = 36 (300/5) = 2160 \text{ A referenciado a 115 kV}$$

$$I_{\text{prim Inst.}} = 2160 (115/13.2) = 18818.2 \text{ A referenciado a 13.2 kV}$$

La Tabla 3.3 resume los 4 ajustes

Porcentaje de la línea AB protegida por el elemento instantáneo del relevador asociado con el interruptor 2

$$X\% = \frac{K_s(1 - K_i) + 1}{K_i}$$

$$K_i = \frac{I_{\text{sc de activacion}}}{I_{\text{sc fin}}} = \frac{5920}{4640} = 1.28$$

$$K_s = \frac{Z_{\text{fuente}}}{Z_{\text{elemento}}} = \frac{13.92 + 25.39}{85.35} = 0.46$$

Y

$$X\% = \frac{0.46(1 - 1.28) + 1}{1.28} = 0.68$$

Por lo tanto, el elemento instantáneo cubre el 68 % de la línea BC

Tabla 3.2 resumen de los ajustes para el ejemplo 3.2

Relevador asociado con el interruptor	Activación (A)	Ajuste de tiempo	de I_{sec} instantánea	(A) I_{prim} instantánea	(A)
1	2.5	-	40	2400	
2	4	2	37	5920	
3	8	2	-	-	
				1881	
4	4	5	36	8	

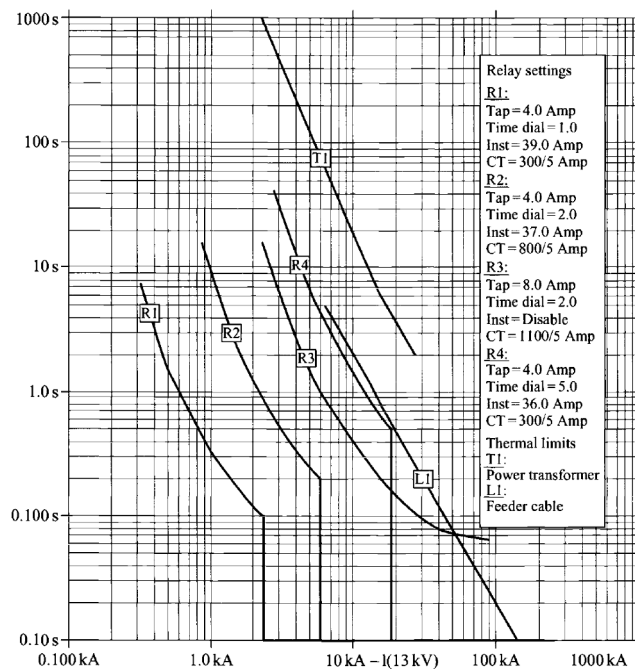


Figura 3.17 curvas de coordinación de relevadores para el ejemplo 5.2

Las curvas de coordinación de los relevadores asociados con este sistema se muestran en la figura 3.17. Debe de tomarse en cuenta que todas estas están dibujadas para corrientes en el mismo voltaje, en este caso 13.2 kV

Coordinación a través de los transformadores delta-estrella (Dy)

En el caso de los relevadores de sobrecorriente para los transformadores Dy, la distribución de las corrientes en estos transformadores debe ser calculada para fallas trifásicos, fase a fase o monofásica en el devanado secundario, como se muestra en la figura 3.18.

Para simplificar las operaciones, puede considerarse que los voltajes entre las fases del transformador son las mismas, para ambos devanados, el primario y el secundario.

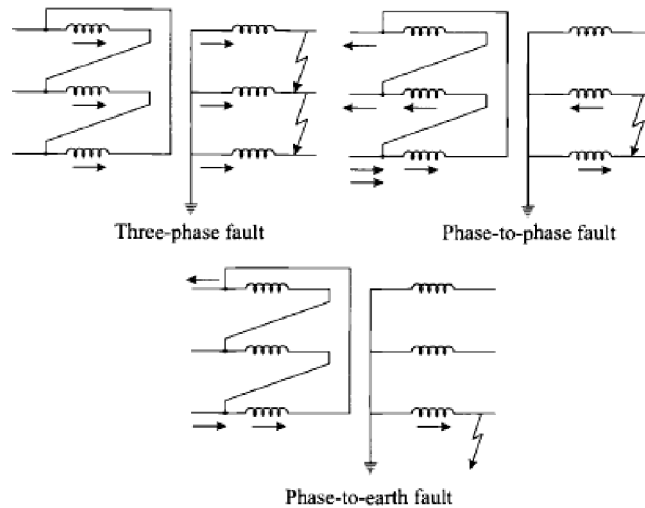


Figura 3.18 distribución de la corriente para una falla en un transformador Dy

Por lo tanto, el número de vueltas en el primario es igual a $\sqrt{3}$ por el numero de vueltas del secundario, es decir $N_1 = \sqrt{3} \times N_2$

Falla trifásica

$$I_f = \frac{E_{\phi-n}}{X} = I \quad (3.8)$$

$$I_{\text{delta}} = I \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{\sqrt{3}} \quad (3.9)$$

$$I_{\text{primario}} = \sqrt{3} I_{\text{delta}} = I \quad (3.10)$$

De lo anterior, puede verse que las corrientes que fluyen a través de los relevadores asociados con el devanado secundario son iguales a las corrientes que fluyen a través de los relevadores asociados con el devanado primario, como es de esperarse, debido a que los voltajes primarios y secundarios son iguales y la falla involucra a todas las fases

Falla fase a fase

$$I_f = \frac{E_{\phi-\phi}}{2X} = \frac{\sqrt{3} \times E_{\phi-n}}{2X} = \frac{\sqrt{3}}{2} I \quad (3.11)$$

$$I_{\text{delta}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I \times \frac{N_2}{N_1} = I/2 \quad (3.12)$$

$$I_{\text{primario}} = 2 I_{\text{delta}} = I \quad (3.13)$$



En este caso, la corriente que fluye a través del devanado secundario es igual a $\sqrt{3}/2$ veces el flujo de la corriente a través de los relevadores asociados con la fase primaria, en la fase que tenga la corriente más alta. De la figura 3.18 es claro, que para esta falla, la distribución de corriente en el primario es 1-1-2 y 0-1-1 en el secundario.

Falla fase a tierra

$$I_f = \frac{E_{\phi-n}}{X} = I \quad (3.14)$$

$$I_{\text{delta}} = I \cdot \frac{N_2}{N_1} = I/\sqrt{3} \quad (3.15)$$

$$I_{\text{primario}} = I/\sqrt{3} \quad (3.16)$$

Por lo tanto, para una falla fase a tierra, la corriente a través de los relevadores instalados en el devanado secundario en el lado de la falla es igual $\sqrt{3}$ de la corriente que fluye a través de los relevadores asociados con el devanado primario en la misma fase.

Los resultados de los tres casos se resumen en la tabla 3.4. Al analizar los resultados, se puede ver el caso crítico para la coordinación de relevadores de sobrecorriente que es la falla fase a fase. En este caso, los relevadores instalados en el secundario llevan una corriente menor a la corriente equivalente que fluye en los relevadores primarios, lo cual puede dar lugar a una situación donde la selectividad entre ambos relevadores esté en peligro. Por esta razón, el margen de discriminación entre los relevadores está basado en el tiempo de operación de los relevadores secundarios, cuando la corriente sea igual a $\sqrt{3}I_f/2$, y en el tiempo de operación para los relevadores primarios para un valor de falla completa I_f , como se muestra en la figura 3.19.

Tabla 3.4 resumen de las condiciones de falla

Falla	I_{primario}	$I_{\text{secundario}}$
trifásica	I	I
Fase a fase	I	$\sqrt{3}/2$
Fase a tierra	I	$\sqrt{3}$

Ejemplo 3.3

Para el sistema mostrado en la figura 3.20, calcule lo siguiente:

1. Calcular los niveles de corto circuito para una falla trifásica en la barra 1 y 2
2. Seccione la relación de transformación de los TC's asociados con los interruptores del 1 al 8, considérese que las vueltas del primario son múltiplos de 100, excepto para el TC en el interruptor 9, el cual tiene una relación de



- 250/5. asuma que la resistencia total para cada TC es de $1 \text{ } \Omega$ y que se toma el C100.
- Determine los ajustes de los elementos instantáneos, los ajustes de arranque y de tiempo para los relevadores de tiempo inverso, que garantice un arreglo de protección coordinado, permitiendo un margen de discriminación de 0.4 s.
 - Calcular el porcentaje de la línea de 34.5 kV protegida por el elemento instantáneo del relevador de sobrecorriente asociado con el interruptor 6.

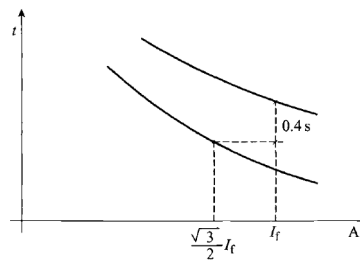


Figura 3.19 Coordinación de los relevadores de sobrecorriente para un transformador Dy

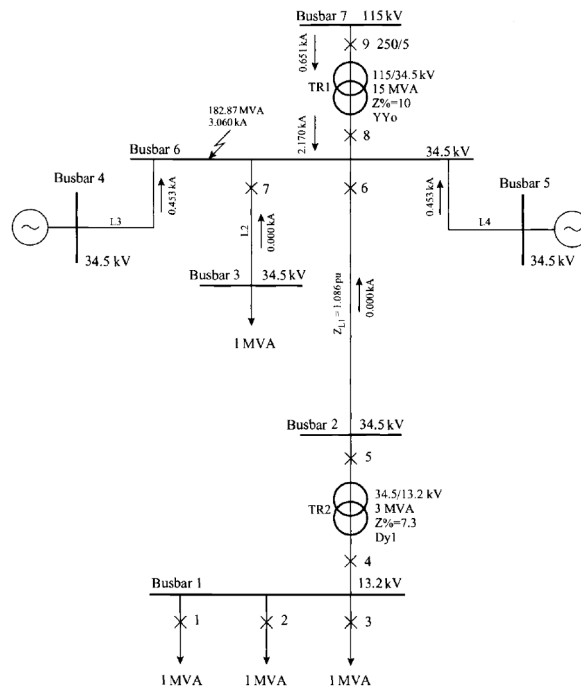


Figura 3.20 diagrama de una sola línea para el ejemplo 3.3 mostrando todas las corrientes de falla

Tome en cuenta la información adicional siguiente:

- Las impedancias en p.u son calculados con los siguientes datos
 $V=34,5 \text{ kV}$



P=100 MVA

2. Los ajustes para el relevador 7 son

Activación = 4 A

Ajuste de tiempo = 0.3

Instantáneo = 1100 A corriente primaria

3. Todos los relevadores tienen una característica de tiempo muy inversa con los valores dados en la tabla 3.1

4. Datos del relevador

Ajuste de activación: 1 a 12 A en incrementos de 1 A

Ajustes de tiempo= 0.05 a 10 en incrementos de 0.05

Instantáneo: 6 a 30 A en incrementos de 1A

5. El ajuste de los elementos instantáneos asociados con los alimentadores debe de realizarse conforme a 10 veces la máxima corriente nominal.

6. Las corrientes de corto circuito en MVA's y de falla en la barra 6 de 34.5kv en la subestación A. Se dan en la figura 3.20

Solución

Cálculo de la impedancia equivalente

El nivel de corto circuito en la barra 6 de 34.5 kV en la subestación A puede ser obtenida de los valores en la figura 3.20 (183.11 MVA). Usando estos, la impedancia equivalente del sistema detrás de la barra se calcula de la forma siguiente:

$$Z_{base} = \frac{V^2}{P_{SC}} = \frac{(34500)^2}{183.11 \times 10^6} = 6.5 \, \Omega, \text{ referenciados a 34.5 kV}$$

$$Z_{transf1} = 0.1 \frac{(34500)^2}{15 \times 10^6} = 7.93 \, \Omega, \text{ referenciados a 34.5 kV}$$
$$= 88.17 \, \Omega \text{ referidos a 115 kV}$$

$$Z_{transf2} = 0.073 * \frac{(34500)^2}{100 \times 10^6} = 28.96 \, \Omega, \text{ referenciados a 34.5 kV}$$

$$Z_{línea} = 1.086 \frac{(34500)^2}{100 \times 10^6} = 12.93 \, \Omega \text{ referenciados a 34.5 kV}$$

La red equivalente, referenciada a 34.5 kV, se muestra en la figura 3.21.

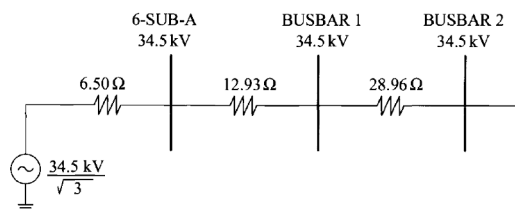


Figura 3.21 Red de secuencia positiva para el ejemplo 3.3



Corriente nominal presente para cada interruptor:

$$I_{nom\ 1,2,3} = \frac{1 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13.2 \times 10^3} = 43.74 \text{ A a } 13.2 \text{ Kv}$$

$$I_{nom4} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13.2 \times 10^3} = 131.22 \text{ A a } 13.2 \text{ Kv}$$

$$I_{nom5} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 34.5 \times 10^3} = 50.20 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$

$$I_{nom6} = 50.20 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$

$$I_{nom7} = \frac{1 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 34.5 \times 10^3} = 16.73 \text{ A}$$

$$I_{nom8} = 251.02 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$

$$I_{nom9} = \frac{15 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3} = 75.31 \text{ A a } 115 \text{ kV}$$

Niveles de corto circuito

La capacidad de corto circuito MVA (P_{SC}) en el transformador 1, en terminales de 34.5 kV es = $\frac{1}{3} \times 2170.34 \text{ (figura 3.20)} \times 34.5 \times 10^3 = 129.69 \text{ MVA}$.

La impedancia total está compuesta por la impedancia del transf 1 y del sistema

$$\begin{aligned} Z_{transf1} + Z_{sistema} &= \frac{(34.5)^2}{129.69} = 9.18 \text{ } _, \text{ referenciados a } 34.5 \text{ kV} \\ &= 101.97 \text{ } _, \text{ referenciados a } 115 \text{ kV, entonces la impedancia del} \\ &\text{sistema es:} \end{aligned}$$

$$Z_{sistema} = 101.97 \text{ } _ - 88.17 \text{ } _ = 13.80 \text{ } _, \text{ referenciados a } 115 \text{ KV}$$

A partir del circuito equivalente de la figura 3.21 se obtiene los niveles de corto circuito trifásico.

$$I_{falla\ 1,2,3,4} = \frac{34.5 \times 10^3}{\sqrt{3}(6.5 + 12.93 + 28.96)} = 411.63 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$



$$= 1075.84 \text{ A a } 13.2 \text{ kV}$$

$$I_{\text{falla } 5} = \frac{34.5 \times 10^3}{\sqrt{3}(6.5 + 12.93)} = 1025.15 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$

$$I_{\text{falla } 6,7} = \frac{34.5 \times 10^3}{\sqrt{3}(6.5)} = 3064.40 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$

$$I_{\text{falla } 8} = \frac{129.69 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 34.5 \times 10^3} = 2170.34 \text{ A a } 34.5 \text{ kV}$$

La corriente de corto circuito de la fuente es el nivel de 115 kV, y la impedancia del sistema.

$$I_{\text{falla } 9} = \frac{115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.80} = 4811.25 \text{ A a } 115 \text{ kV}$$

Selección de los transformadores de corriente

La tabla 3.5 presenta los principales valores para determinar la relación de transformación de los TCs, la cual resalta dos factores importantes:

- Corriente nominal;
- Corriente máxima de corto circuito para la cual no hay saturación ($I_{\text{sec}} \leq 100$)

$I_{\text{sec}} = (I_{\text{falla primaria}}) / (RTC) = I_{\text{falla primaria}} \times 5 / X_{\text{prim}} \leq 100$ ó bien

$$(I_{\text{sc}} \times 5 / X_{\text{prim}}) \leq 100 \rightarrow X_{\text{prim}} \geq (I_{\text{sc}} \times 5 / 100)$$

Determinación de los valores de activación (P.U)

$$I_{\text{carga } 1,2,3} = 43.74 \text{ A}; PU_{1,2,3} = (1.5) (43.74) (5/100) = 3.28 \text{ A}; PU_{1,2,3} = 4 \text{ A}$$

Comprobando que la RTC es correcto $100 \geq (1075.84 \times 5 / 100)$ ok

$$I_{\text{carga } 4} = 131.22 \text{ A}; PU_4 = (1.5) (131.22) (5/200) = 4.92 \text{ A}; PU_4 = 5 \text{ A}$$

Comprobando que la RTC es correcto $200 \geq (1075.84 \times 5 / 100)$ ok

$$I_{\text{carga } 5} = 50.20 \text{ A}; PU_5 = (1.5) (50.20) (5/100) = 3.76 \text{ A}; PU_5 = 4 \text{ A}$$

Comprobando que la RTC es correcto $100 \geq (1025.15 \times 5 / 100)$ ok

$$I_{\text{carga } 6} = 50.20 \text{ A}; PU_6 = (1.5) (50.20) (5/200) = 1.88 \text{ A}; PU_6 = 2 \text{ A}$$

Comprobando que la RTC es correcto $200 \geq (3064.40 \times 5 / 100)$ ok

$PU_7 = 4 \text{ A}$ (dado en los datos del ejemplo)

Comprobando que la RTC es correcto $200 \geq (3064.40 \times 5 / 100)$ ok



$I_{\text{carga8}} = 251.02 \text{ A}$; $PU_8 = (1.5) (251.02) (5/300) = 6.28 \text{ A}$; $PU_8 = 7 \text{ A}$

Comprobando que la RTC es correcto $300 \geq (2170.40 \cdot 5/100)$ ok

$I_{\text{carga9}} = 75.31 \text{ A}$; $PU_9 = (1.5) (75.31) (5/250) = 2.26 \text{ A}$; $PU_9 = 3 \text{ A}$

Comprobando que la RTC es correcto $250 \geq (4811.25 \cdot 5/100)$ ok

Tabla 3.5 determinación de las relaciones del TC para el ejemplo 3.3

Numero de interruptor	P_{nom} (MVA)	I_{nom} (A)	$I_{\text{sc}}(\text{A})$	$(5/100) I_{\text{sc}} (\text{A})$	Relación del TC
9	15	75.31	4797.35	239.87	250/5
8	15	251.02	2170.40	108.51	300/5
7	1	16.73	3060.34	153.01	200/5
6	3	50.20	3060.34	153.01	200/5
5	3	50.20	1025.67	51.28	100/5
4	3	131.22	1076.06	53.80	200/5
1, 2, 3	1	43.74	1076.06	53.80	100/5

Determinación de los ajustes instantáneos y de los ajustes de tiempo

Relevadores 1,2 y 3

Cuando se calculan los ajustes de los relevadores situados al final del circuito, el ajuste de tiempo mínimo seleccionado es = 0.05. De la información dada, los ajustes del elemento instantáneo están basados en 10 veces la corriente de carga máxima vista por el relevador. Por lo tanto, $I_{\text{disparo inst.}} = 10 \times I_{\text{nom}} \times (1/\text{CTR}) = 10 \times 43.74 \times (5/100) = 21.87 \text{ A} \rightarrow$ ajustado a 22 A. $I_{\text{disparo prim}} = 22(100/5) = 440 \text{ A primarios}$

Recordando la ecuación 3.7

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

Las constantes dadas para el relevador muy inverso IEC son $\beta=1.0$ $\alpha=13.5$ y $L=0$ entonces, el tiempo de operación del relevador 1 es $[(0.05 \times 13.5)/(M_{\text{tap}}-1)]$, donde M_{tap} es la relación de la corriente de falla en amperes secundarios a la corriente de activación o de pick up del relevador. $M_{\text{tap}} = 22/4 = 5.5$ veces y, con el ajuste de tiempo de 0.05, el tiempo de operación del relevador es $(0.05 \times 13.5) / (5.5-1) = .15\text{s}$.

Relevador 4

Para discriminar con el relevador 3 a 440 A se requiere de la operación en $t_{4a} = 0.15 + 0.4 = .55 \text{ s}$.



$M_{tap\ 4a} = (440 \times 5/200) (1/5) = 2.2$ veces. A 2.2 veces, y $t_{4a} = 0.55$ s, el ajuste de tiempo es $= 0.55 \times (2.2 - 1) / 13.5 = 0.049 \rightarrow 0.05$.

Este relevador no tiene ajuste para el elemento instantáneo como se refirió en la sección 3.3.1. El tiempo de operación para una falla línea- a- línea está determinado al tomar el 86% de la corriente trifásica. $M_{tap\ 4b} = (0.86) (1075.84 \times 5/200) (1/5) = 4.63$ veces.

Con cálculos similares a los relevadores 1, 2 y 3, $t_{4b} = 0.19$ s.

Relevador 5

El respaldo para el relevador 4 es obtenido mediante la consideración del tiempo de operación para una falla línea-a-línea de $t_{5a} = 0.19 + 0.4 = 0.59$ s.

$M_{tap\ 5a} = 1075.84 \times (13.2/34.5) \times (5/100) \times (1/4) = 5.15$ veces. A 5.15 veces, y $t_{5a} = 0.59$ S, esto da un ajuste de tiempo de 0.20.

El ajuste del elemento instantáneo $1.25 (1075.84) \times (13.2/34.5) \times (5/100) = 25.73$ A $\rightarrow$ 26 A, por lo tanto $I_{disparo\ prim.} = 26(100/5) = 520$ A.

El tiempo de operación del elemento de retardo de tiempo se calcula de $PSM_{5b} = (1/4) \times 26 = 6.5$ veces. A 6.5 veces, con un ajuste de tiempo de 0.20, de las características del relevador, y de la ecuación 3.7, $t_{5b} = 0.5$ s.

Relevador 6

A 520 A, este relevador debe de operar en $t_{6a} = 0.5 + 0.4 = 0.9$ s.

$M_{tap\ 6a} = 520 \times (5/200) \times (1/2) = 6.5$ veces. A 6.5 veces y $t_{6a} = 0.9$ s, el ajuste de tiempo es $= 0.37 \rightarrow 0.40$.

Ajuste instantáneo $= 1.25(1025.15) (5/200) = 32.04 \rightarrow 32$ A. $I_{disparo\ prim} = 32$ A $\times$ $200/5 = 1280$ A.

Relevador 7

PSM y ajustes de tiempo tal como se dan en los datos del problema

Relevador 8

Este respalda a los relevadores 6 y 7, y debe de ser coordinado con el más lento de estos relevadores. El relevador 7 tiene un ajuste de corriente primaria instantánea de 1100 A, equivalente a 27.5 A de corriente secundaria la cual es menor al ajuste del relevador 6, y por lo tanto el tiempo de operación de ambos relevadores está determinado por este valor.

Para el relevador 7 $PSM = 1100 \times 5/200 \times 1/4 = 6.87$ veces. A 6.87 veces y con un ajuste de tiempo de 0.3, entonces $t_{op} = 0.69$ s



Para el relevador 6 $PSM = 1100 \times 5/200 \times 1/2 = 13.75$ veces. A 13.75 veces y con un ajuste de tiempo de 0.4, y $t_{op} = 0.42$ s.

Por lo tanto el tiempo de operación para la correcta operación con es relevador 7 es $t_{8a} = 0.69 + 0.4 = 1.09$ s.

Para el relevador de respaldo 8, las contribuciones al relevador 6 de las subestaciones G y M no son consideradas. Solo el infeed del transformador debe de tomarse en cuenta, para que $PSM_{8a} = 1120 \times (2170.34/3064.40) \times (5/300) \times (1/7) = 1.86$ veces. A 1.86 veces y $t_{8a} = 1.09$ s, el ajuste de tiempo = 0.07 $\rightarrow$ 0.1.

Aquí también, no se aplican ajustes instantáneos al relevador 8 por razones dadas en la sección 3.2.1. La corriente máxima de corto circuito a ser usada para este relevador es la que fluye de la barra de 115 kV a la barra de 34.5 kV para una falla mas adelante, y $PSM_{8b} = 2170.34 \times (5/300) \times (1/7) = 5.17$ veces. A 5.17 veces y con un ajuste de tiempo de 0.1, $t_{8b} = 0.32$ s.

Relevador 9

Este relevador sirve de respaldo al relevador (en un tiempo de $t_{9a} = 0.4 + 0.32 = 0.72$ s. $PSM_{9a} = 2170.34 \times (34.5/115) \times (5/250) \times (1/3) = 4.34$ veces. A 4.34 veces y $t_{9a} = 0.72$ s, el ajuste de tiempo = 0.18 $\rightarrow$ 0.20.

El ajuste instantáneo= $1.25 \times 2170.39 \times (34.5/115) \times (5/250) = 16.28$ A $\rightarrow$ 17 A. $I_{disparo\ prim} = 17 \times (250/5) = 850$ A referenciados a 115 kV. Las curvas de coordinación de los relevadores asociados con este sistema se muestran en la figura 3.22, y se resumen en la Tabla 3.6.

Porcentaje de la línea protegida de 34.5 kV por el elemento instantáneo de sobre corriente asociado con el interruptor 6

Dado

$$\% = \frac{K_s(1 - K_i) + 1}{K_i}$$

Donde

$$K_i = \frac{I_{sc\ de\ activacion}}{I_{sc\ fin}} = \frac{1280}{1025.15} = 1.25$$

Y

$$K_s = \frac{Z_{fuente}}{Z_{elemento}}$$

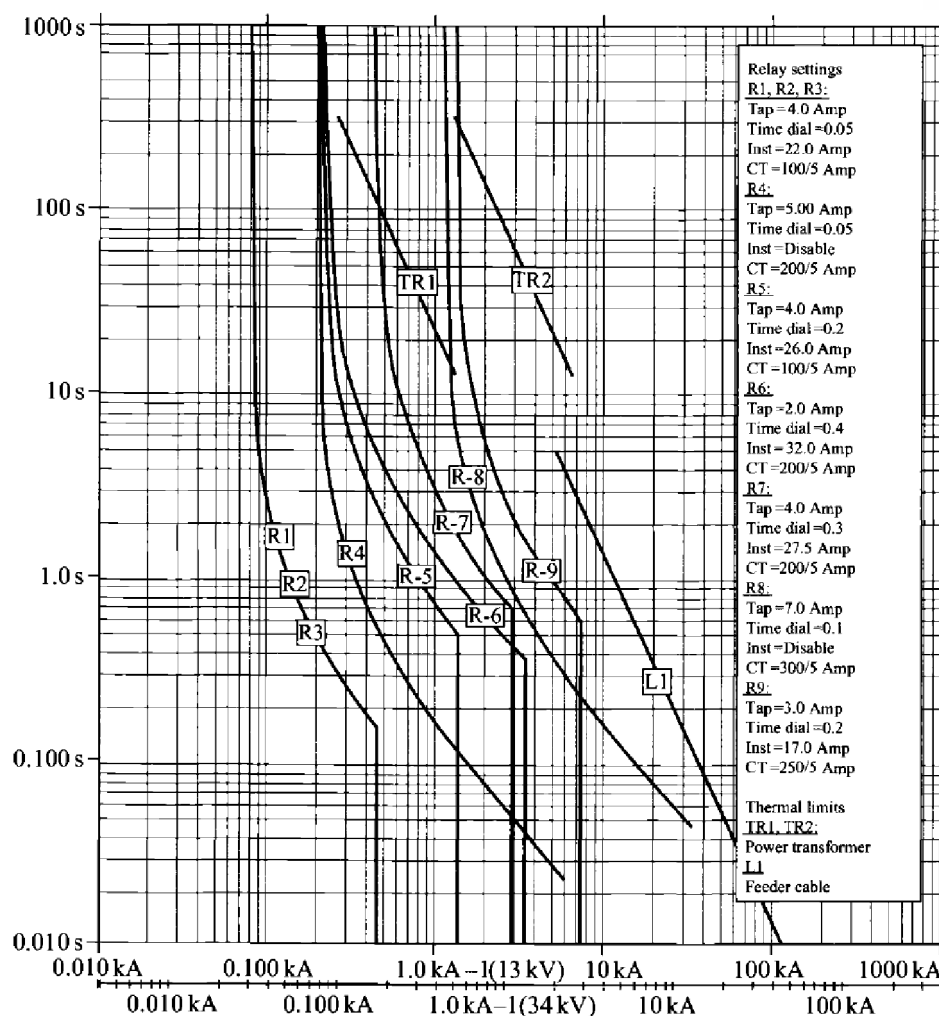


Figura 3.22 curvas de coordinación del relevador para el ejemplo 3.3

Tabla 3.6 resumen de los ajustes para el ejemplo 3.3

Numero de relevador	Relación del TC	Activación (A)	Ajuste de tiempo	Instantánea I_{sec} (A)
1, 2, 3	100/5	4	$\frac{1}{2}$	20.0
4	200/5	5	$\frac{1}{2}$	-
5	100/5	4	3	26.0
6	200/5	2	6	32.0
7	200/5	4	5	27.5
8	300/5	7	1	-
9	250/5	3	2	17.0



Del programa de computadora

$$z_f = \frac{V^2}{P} = \frac{34.5^2}{183.11} = 6.50$$

Y

$$K_S = 6.50/12.93 = 0.50$$

Por lo tanto

$$\% = \frac{0.50(1-1.25) + 1}{1.25} = 0.70$$

Por lo que el elemento instantáneo cubre el 70 % de la línea

3.6 COORDINACIÓN CON FUSIBLES

Cuando se coordinan los relevadores de sobre corriente, es necesario considerar las características de tiempo/corriente de los fusibles que son usados para proteger los transformadores de la subestación MV/LV. Cuando un fusible opera, el circuito queda en una condición de circuito abierto, hasta que el fusible sea reemplazado. Por lo tanto, es necesario prevenir la operación del fusible debido al problema del remplazo después de que estos operan, lo cual es llamado ahorro de fusibles. En estos casos puede ser preferible hacer la selectividad del sistema de protección sin tomar en cuenta la curva característica del fusible, para que así el fusible solo actúe como un respaldo.

3.7 COORDINACIÓN DE LAS UNIDADES DE SECUENCIA NEGATIVA

La sensibilidad para la detección de fallas de fase a fase puede ser mejorada mediante el uso de los relevadores de secuencia negativa (tipo 50 /51 Q), debido a que una carga balanceada no tiene una componente de corriente (I_2) de secuencia negativa. También esta es la situación para las fallas fase a tierra, si son usados los relevadores de tipo 50/51N, debido a que una carga balanceada no tiene una componente de secuencia cero (I_0).

Las unidades de sobre corriente de secuencia negativa con retardo de tiempo e instantáneas, son características comunes en los relevadores multifunciones. Es importante verificar que los ajustes de estas unidades sean los correctos para la coordinación con dispositivos de una fase como los fusibles y restauradores aguas abajo y/o relevadores de falla a tierra.

Para determinar el ajuste de pick up del elemento de secuencia negativa, es necesario saber que la magnitud de la corriente de falla de fase a fase es $\sqrt{3}/2$ (86.6%) de la corriente correspondiente de una falla trifásica en el mismo punto, como se indica en la ecuación 3.11. Por otro lado, la magnitud de la componente de secuencia negativa para una falla de fase a fase puede ser obtenida de la siguiente expresión: $I_{a2} = 1/3(I_a + a^2 I_b + a I_c)$. Para una falla fase a fase, $I_a = 0$ y $I_b = -I_c$, por lo tanto la magnitud de la componente de secuencia negativa es $1/\sqrt{3}$ (57.73%) de la



magnitud de la corriente de fase. Cuando los dos factores $\sqrt{3}/2$ y $1/\sqrt{3}$ son combinados, los factores $\sqrt{3}$ se cancelan, dejando un factor de $1/2$.

De lo anterior, se recomienda que los elementos de secuencia negativa sean ajustados, considerando un medio del ajuste de activación de la protección de fase, para asegurar una sensibilidad igual para las fallas de fase a fase.

Para graficar las características de tiempo/corriente de secuencia negativa en el mismo diagrama que los dispositivos de falla de fase-fase y fase-tierra es necesario ajustar el valor de activación del elemento de secuencia negativa por un multiplicador, que es la relación de la corriente de falla a la corriente de secuencia negativa. Para una falla de fase a fase esto es 1.732. El valor de activación de secuencia negativa debe de ser multiplicado por un valor mayor que 1.732 para una falla de fase a fase y por un factor de 3 para una falla de fase - tierra. Debido a que ninguna corriente de secuencia negativa fluye en una falla trifásica, la operación del relevador de secuencia negativa no se activa, y no se involucra ningún factor de multiplicación.

Considere un elemento de sobrecorriente monofásico con retardo de tiempo aguas abajo, con un ajuste de activación de 100 A, y un relevador aguas arriba de secuencia negativa con retardado de tiempo, con una corriente de activación o de pick up de 150 A, para poder verificar la coordinación entre estas dos unidades ante una falla de fase a fase, el elemento de sobrecorriente de secuencia negativa debe de ser trasladado por un factor de 1.732, con un valor de activación de $1.732 \times 150 = 259.8$ A. Generalmente, para la coordinación con los dispositivos de sobrecorriente de fase de aguas abajo, las fallas fase a fase son las más críticas comparadas con otras fallas, resultando en un traslado igual o mayor a la curva característica de tiempo/corriente a la derecha de la gráfica de coordinación.

3.8 RELEVADORES DE SOBRE CORRIENTE CON CONTROL DE VOLTAJE

Las fallas cercanas a las terminales del generador pueden resultar en una caída de voltaje, y una reducción de la corriente de falla, especialmente si los generadores son aislados o si las fallas son severas, por lo tanto, en general en la protección es importante tener un control del voltaje en las unidades de sobrecorriente con retardado de tiempo para asegurar una operación correcta y coordinada. Estos dispositivos son usados para mejorar la confiabilidad de la protección al asegurar que opere antes de que la corriente que entrega el generador sea demasiado baja. Existen dos tipos de relevadores de sobre corriente con esta función: de voltaje controlado y de voltaje restringido, los cuales se les conoce como relevadores de tipo 51 V.

La característica de voltaje controlado (51/27C) permite que los relevadores sean ajustados por debajo de la corriente nominal, y la operación está controlada hasta



que el voltaje caiga por debajo del voltaje nominal. La metodología de voltaje controlado típicamente inhibe la operación hasta que el voltaje cae por debajo de un valor pre-ajustado. Este debe ajustarse para funcionar cuando esté por debajo del 80 % del voltaje nominal, con una corriente de activación o de pick up de cerca del 50% de la corriente nominal del generador.

La característica de voltaje restringido (51/27R) causa que el pick up disminuya con la reducción del voltaje, como se muestra en la figura 3.23. Por ejemplo, el relevador puede ser ajustado al 175 % de la corriente nominal del generador con el voltaje nominal. Por otro lado, cuando el voltaje está al 25% del nominal, el relevador se activa con el 25 % de la corriente ajuste, esto es $(1.75 \cdot I_{nom} \times 0.25 = 0.44 \cdot I_{nom}$ veces), esto es, el ajuste de pick up variable, también hace más difícil coordinar al relevador con otro relevador de sobrecorriente que tiene el ajuste de pick up fijo.

Dado que el relevador de voltaje controlado tiene un ajuste de pick up fijo, puede ser más fácil coordinar con otros relevadores del tipo de voltaje restringido. Por otro lado, comparando el relevador de voltaje controlado y el relevador de voltaje restringido será menos susceptible a operar ante oscilaciones o condiciones de arranque de motor que bajan el voltaje por debajo del punto de caída de voltaje, de la unidad de voltaje controlado.

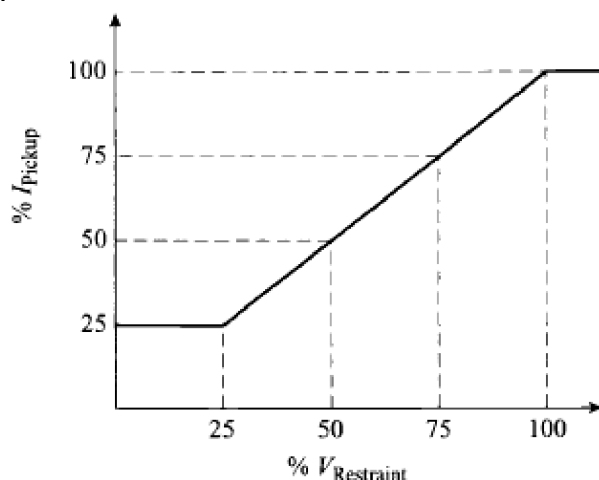


Figura 3.23 ajuste de activación del relevador 51 /27R

3.9 AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE USANDO SOFTWARE

El procedimiento para determinar los ajustes de los relevadores de sobrecorriente, como se ilustró en las secciones anteriores, es relativamente simple para sistemas interconectados de tipo radiales o de tamaño mediano.

Sin embargo, para grandes sistemas, este procedimiento se vuelve tedioso si se realiza a mano y por lo tanto, las técnicas de software son necesarias, especialmente



si distintas topologías deben de ser analizadas. Esta sección introduce un procedimiento muy simple para ajustar los relevadores, utilizando varios algoritmos. Los datos de entrada requeridos son: las corrientes de corto circuito para fallas en las barras, los márgenes y límites los sistemas, y los ajustes disponibles de los relevadores a coordinar. Además deben de tomarse en cuenta, los ajustes de los relevadores cercanos a las cargas y en los límites de la red.

El proceso completo consta básicamente de 3 pasos:

1. localizar la falla y obtener la corriente para ajustar a los relevadores.
2. Identificar los pares de relevadores a ser ajustados, determinando primero cual se encuentra más lejos de la fuente, y cual actúa como respaldo. El programa debe de definir los ajustes de acuerdo con los criterios dados en la sección 3.3.
3. Verificar que los requisitos dados en la sección 3.4 sean cumplidos; de otra forma el proceso debe de ser repetido con márgenes inferiores de discriminación, o nuevas curvas de relevadores deben de ser probados.

El diagrama unifilar dado en la figura 3.20 puede ser usado para ilustrar de una forma simple, como un programa típico de computadora puede resolver un problema de coordinación.

El algoritmo estudia los márgenes de discriminación requeridos, el ajuste de los relevadores más cercanos a las fallas (1, 2, 3 en este caso), y esos para el relevador 9 el cual es el único dispositivo en la frontera del sistema. El algoritmo luego establece los pares de relevadores e identifica cual relevador actúa como respaldo para cada par.

Para el sistema mostrado en la figura 3,20, el algoritmo determinará, cual es el relevador más lento de 1, 2, 3, y coordinará esto con el relevador 4 aguas arriba. El relevador 4, será coordinado a su vez con el relevador 5 y el relevador 5 con el 6, asegurando siempre que se mantenga el margen de discriminación en todos los casos. Procedimientos similares son realizados a los relevadores asociados con el resto de las líneas conectadas a la barra 6. Después de esto, el algoritmo determinará el más lento de estos relevadores, que después debe de ser coordinado con el relevador 8, y finalmente el relevador 8 debe ser coordinado con el relevador 9. Cuando el procedimiento es finalizado, el algoritmo hará todas las comprobaciones necesarias de acuerdo con los límites dados de entrada. Si algún requisito no está satisfecho, el procedimiento nuevamente es realizado con márgenes menores de discriminación o mediante el uso de relevadores con distintas características hasta que se logre una coordinación adecuada.

Durante la ejecución del programa la ruta crítica, la cual corresponde a la que tenga el número más elevado de pares de relevadores, debe de ser identificada, entre más



interconectado sea el sistema , más grande y más complicado será la ruta crítica y es donde los programas de computadora deben ser usados.



3.10 FUSIBLES, RESTAURADORES Y SECCIONALIZADORES

Se utiliza una amplia variedad de equipos para proteger las redes de distribución, el tipo particular de protección utilizado depende del elemento a proteger y del nivel de voltaje del sistema y, aunque no hay normas específicas para la protección total de las redes de distribución. Los dispositivos más utilizados para la protección del sistema de distribución son los siguientes:

- Relevadores de sobrecorriente
- Fusibles
- Restauradores
- Seccionalizadores

3.10.1 Restauradores

Un restaurador es un dispositivo con la capacidad de detectar condiciones de sobrecorriente de fase y de fase-a-tierra, sirve para abrir un circuito, si la sobrecorriente está presente después de un tiempo predeterminado y, a continuación, recierra automáticamente para reenergizar la línea. Si la falla que originalmente inició la operación de apertura todavía existe, entonces el restaurador permanecerá abierto, después de realizar un número preestablecido de operaciones, de tal manera que quede aislada del resto del sistema la sección fallada.

En un sistema de distribución aérea, en general entre el 80% y el 95% de las fallas son temporales y duran algunos ciclos o segundos. Por lo tanto, el restaurador con su característica de apertura/cierre, impide que un circuito de distribución quede fuera de servicio por fallas temporales. Normalmente, los restauradores están diseñados para tener hasta tres operaciones de apertura-cierre y, después de estas, se realiza una última operación de apertura para terminar la secuencia.

Otra operación de cierre manual suele ser permitida. Los mecanismos de conteo registran las operaciones de falla de los dispositivos de fase o fase a tierra, los cuales pueden ser inicializados por dispositivos controlados externamente, cuando estén disponibles medios de comunicación.

Las características operativas de los restauradores de tiempo/corriente normalmente incorporan tres tipos de curvas, una rápida y dos con retardo, designadas como A, B y C, respectivamente. La figura 3.24 muestra un conjunto típico de curvas de tiempo /corriente para restauradores. Sin embargo, los nuevos restauradores con control basado en microprocesadores pueden tener curvas de tiempo / corriente seleccionables por el usuario, las cuales le permiten a un ingeniero reproducir cualquier tipo de curva que se adapte a los requisitos de coordinación, para fallas de fases y de fase a tierra. Esto permite una reprogramación de las características para



satisfacer las necesidades específicas de un cliente, sin necesidad de cambiar los dispositivos de protección.

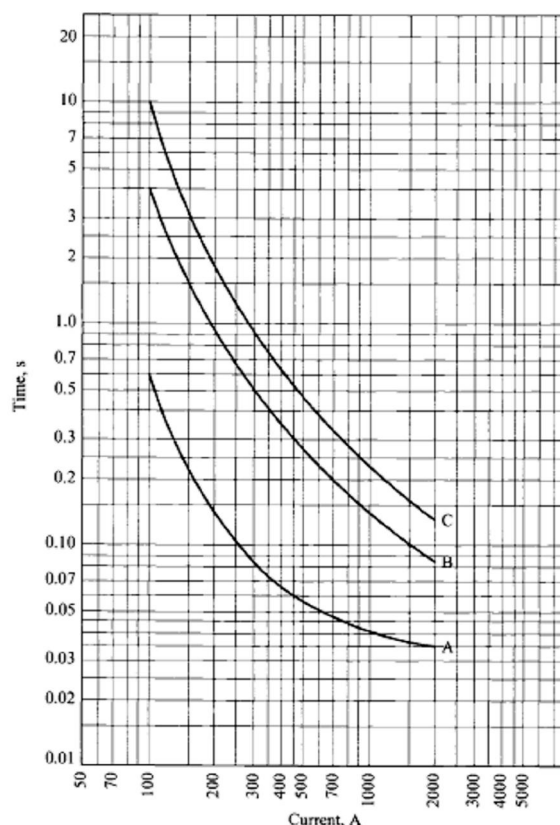


Figure 3.24 Curvas de tiempo/corriente para los restauradores

La coordinación con otros dispositivos de protección es importante a fin de garantizar que, cuando se produzca una falla, solo se desconecte la sección más pequeña del circuito, y así reducir al mínimo la interrupción del suministro a los clientes. En general, la característica de tiempo y la secuencia de operación del restaurador se selecciona para coordinar con los elementos aguas arriba (hacia la fuente). Después de seleccionar los ajustes y la secuencia de operación del restaurador, los dispositivos aguas abajo se ajustan, a fin de lograr una coordinación adecuada. Una secuencia de operación típica de un restaurador por una falla permanente se muestra en la figura 3.25. El primer disparo se lleva a cabo de forma instantánea para eliminar las fallas temporales antes que causen daños a los elementos de la red. Los tres disparos siguientes operan en un tiempo predeterminado de acuerdo con los ajustes. Si la falla es permanente, el tiempo de retardado de operación permite que los dispositivos de protección más cercanos a la falla actúen, limitando así la cantidad desconectada de la red.

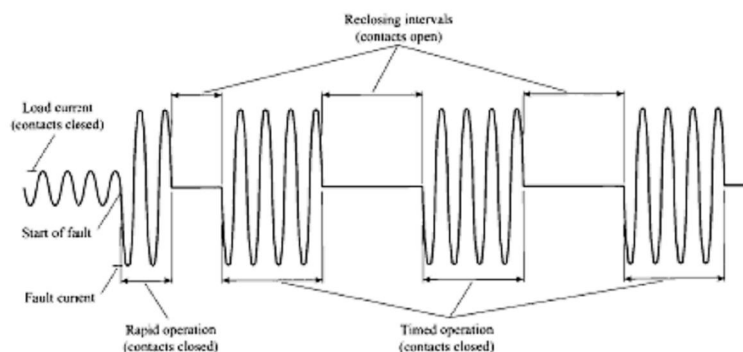


Figure 6.2 Typical sequence for recloser operation

Figura 3.25 Secuencia típica de operación para un restaurador

Las fallas a tierra son menos severas que las fallas de fase y, por tanto, es importante que el restaurador tenga una sensibilidad adecuada para detectarlas. Un método es usar TC's conectados de manera que la resultante de la corriente residual en condiciones normales sea aproximadamente cero. El restaurador debe funcionar cuando la corriente residual supere un valor de ajuste, como ocurre durante las fallas a tierra.

Los restauradores pueden ser clasificados como sigue:

- Monofásicos y trifásicos
- Mecanismos de operación hidráulica o electrónica
- Aceite, vacío o SF6.

Los restauradores monofásicos se utilizan cuando la carga es predominantemente monofásica. En tal caso, cuando la falla se produce en una sola fase, el restaurador debe desconectar permanentemente la fase fallada, con el propósito que el suministro de energía se mantenga en las otras fases. Los restauradores trifásicos se utilizan cuando es necesario desconectar las tres fases, a fin de evitar el desbalance en la carga del sistema.

Los restauradores que operan con mecanismos hidráulicos tienen una bobina de desconexión en serie con la línea. Cuando la corriente supera el valor de ajuste, la bobina atrae a un pistón, el cual abre los principales contactos del restaurador e interrumpe el circuito. El tiempo de operación y la secuencia, es una característica del restaurador que depende del flujo de aceite en las diferentes cámaras.

El mecanismo de control de tipo electrónico normalmente está situado fuera del restaurador y recibe señales de corriente de un CT tipo boquilla. Cuando la corriente supera el ajuste predeterminado, entonces se inicializa el disparo con retardo, lo que



finalmente se traduce en una señal de disparo que es transmitida a los mecanismos de control del restaurador. El circuito de control determina las subsecuentes aperturas y cierres, dependiendo de su configuración.

Los restauradores que operan con mecanismos electrónicos utilizan una bobina o un motor como mecanismo para cerrar los contactos. Los restauradores de aceite utilizan el aceite para evitar el arco y también como un elemento aislador. El mismo aceite puede ser usado en el mecanismo de control. Los restauradores de vacío y SF6 tienen la ventaja que requieren menor mantenimiento. Los restauradores se utilizan en los siguientes puntos en la red de distribución:

- En las subestaciones, para proporcionar protección primaria de un circuito.
- En los circuitos de alimentación principal, con el fin de permitir la división de líneas largas y evitar así la pérdida de un circuito completo, debido a una falla en el extremo de una línea.

Al instalar los restauradores es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- El voltaje del sistema.
- El nivel de Corto Circuito.
- La corriente de carga máxima.
- La corriente mínima de cortocircuito dentro de la zona protegida por el restaurador.
- La coordinación con otros dispositivos de protección situados aguas arriba y aguas abajo.
- La sensibilidad de operación para fallas a tierra.

El nivel de voltaje y la capacidad de corto-circuito del restaurador deben ser iguales o superiores a los valores que existen en el punto de instalación. El mismo criterio debe aplicarse a la capacidad de corriente del restaurador, respecto a la corriente de carga máxima que será transportada por el circuito. También es necesario garantizar que la corriente de falla al final de la línea protegida sea lo suficientemente elevada para causar el funcionamiento del restaurador.

3.10.2 Seccionalizadores

Un seccionalizador es un dispositivo que aísla automáticamente las secciones con fallas de un circuito de distribución, una vez que un interruptor automático aguas arriba o restaurador haya interrumpido la corriente de falla, y este es instalado por lo general aguas abajo de un restaurador. Debido a que los seccionalizadores no tienen la capacidad para interrumpir una corriente de falla, entonces estos son utilizados con un dispositivo de respaldo que tenga la capacidad de desconectar o



desenergizar. Los seccionalizadores cuentan el número de operaciones del restaurador en condiciones de falla.

Después de un número de aperturas preajustadas en el restaurador, y mientras que el restaurador está abierto, se abre el seccionizador y aísla la sección fallada de la red. Esto permite que el restaurador cierre y vuelva a establecer el suministro en las zonas libres de fallas. Si la falla es temporal, entonces el mecanismo de funcionamiento del seccionizador se reinicia. Los seccionalizadores se construyen en arreglos monofásicos o trifásicos, con mecanismos de operación electrónicos o hidráulicos. Un seccionizador no tiene una característica de funcionamiento tiempo/corriente, y puede usarse entre dos dispositivos de protección cuyas curvas de funcionamiento sean muy estrechas y donde un intervalo de adicional en la coordinación no es viable.

Los seccionalizadores que operan con mecanismos hidráulicos tienen una bobina en serie con la línea. Cada vez que una sobrecorriente está presente en la bobina, ésta impulsa un pistón que activa un mecanismo de conteo cuando el circuito se abre, la corriente es cero debido al desplazamiento del aceite a través de las cámaras del seccionizador. Después de un número de aperturas preajustadas, los contactos del seccionizador se abren por medio de resortes pretensados. Este tipo de seccionizador puede cerrarse manualmente. Los seccionalizadores con mecanismos de funcionamiento electrónicos son más flexibles en su operación y son más fáciles de configurar. La corriente de carga se mide a través de un TC y la corriente secundaria alimenta a un circuito de control que cuenta el número de operaciones del restaurador o del interruptor asociado y, a continuación, envía una señal de disparo para el mecanismo de apertura. Este tipo de seccionizador se construye con un cierre manual o electromecánico.

Los siguientes factores deben tenerse en cuenta al seleccionar un seccionizador:

- Voltaje del sistema.
- Corriente de carga máxima
- Nivel máximo de corto-circuito.
- La coordinación con los dispositivos de protección instalados aguas arriba y aguas abajo.

El voltaje y corriente nominal de un seccionizador debe ser igual o superior a los valores máximos de tensión o carga en el punto de la instalación. La capacidad de cortocircuito (clase momentánea) de un seccionizador debe ser igual o superior al nivel de falla en el punto de instalación. El tiempo máximo de liberación del interruptor asociado no debe superar el rango de corto-circuito del seccionizador. Los factores de coordinación que deben tenerse en cuenta incluyen el ajuste de la corriente inicial y el número de operaciones de los interruptores asociados antes de la apertura.



3.10.3 Fusibles

Un fusible es un dispositivo de protección contra sobrecorriente, posee un elemento que se calienta directamente por el paso de corriente y se destruye cuando la corriente es superior a un valor predeterminado. Un fusible seleccionado adecuadamente debe abrir el circuito por medio de la destrucción del elemento fusible, eliminar el arco creado durante la destrucción del elemento y, a continuación, mantener las condiciones de circuito abierto con la tensión nominal aplicada a sus terminales (es decir, sin presencia de arco, a través del elemento fusible).

La mayoría de los fusibles utilizados en los sistemas de distribución operan en principio por expulsión, es decir, tienen un tubo para limitar el arco, el interior cubierto con fibra de-ionizantes, y un elemento fusible. En presencia de una falla, el interior de fibra se calienta cuando el elemento fusible se funde y produce gases de-ionizantes que se acumulan en el tubo. El arco es comprimido y expulsado fuera del tubo; además, la fuga de gas por los extremos del tubo provoca que las partículas que alimentan al arco sean expulsadas. De esta manera, el arco se extingue cuando la corriente llega a cero. La presencia de gases de-ionizantes, y las turbulencias dentro del tubo, aseguran que la corriente de falla no sea restablecida después que la corriente pase por el punto cero. La zona de operación está limitada por dos factores; el límite inferior basado en el tiempo mínimo necesario para la fusión del elemento (tiempo mínimo de fusión), y el límite superior determinado por el tiempo máximo total que le toma al fusible eliminar la falla.

Existe una serie de normas para clasificar a los fusibles de acuerdo a las tensiones nominales, corrientes nominales, características de tiempo/corriente, características de fabricación y otras consideraciones. Por ejemplo, hay varias secciones de las normas ANSI/UL 198-1982 que cubren a los fusibles de baja tensión hasta de 600 V. Existen normas tales como las normas ANSI / IEEE C33.40, 41, 42, 46, 47 y 48 que se aplican a fusibles de media y alta tensión, dentro del rango de 2.3-13.8 kV. Otras organizaciones y países tienen sus propias normas, además los fabricantes de fusibles tienen sus propias clasificaciones y denominaciones.

En los sistemas de distribución, es muy popular el uso de fusibles designados por K y T para una velocidad de apertura rápida o lenta respectivamente, en función de la relación de velocidad. La relación de velocidad es el cociente de la mínima corriente a la que se funde el fusible en 0.1s y la mínima corriente a la que se funde en 300.0s de operación. Para el fusible tipo K, se define una relación de velocidad (RV) de 6 a 8s, para un fusible tipo T, de 10 a 13s. En la figura 3.26 se muestra una comparación de las características de funcionamiento para los fusibles tipo 200 K y 200 T. Para el fusible 200 K es necesaria una corriente de 4400A para un tiempo de apertura de 0,1 s y 560 A para 300 s, lo que supone una RV de 7.86 (4400/560). En el fusible 200 T,



una corriente de 6500 A es necesaria para la apertura en 0,1 s, y 520 A para 300 s; para este caso, la RV es de 12,5.

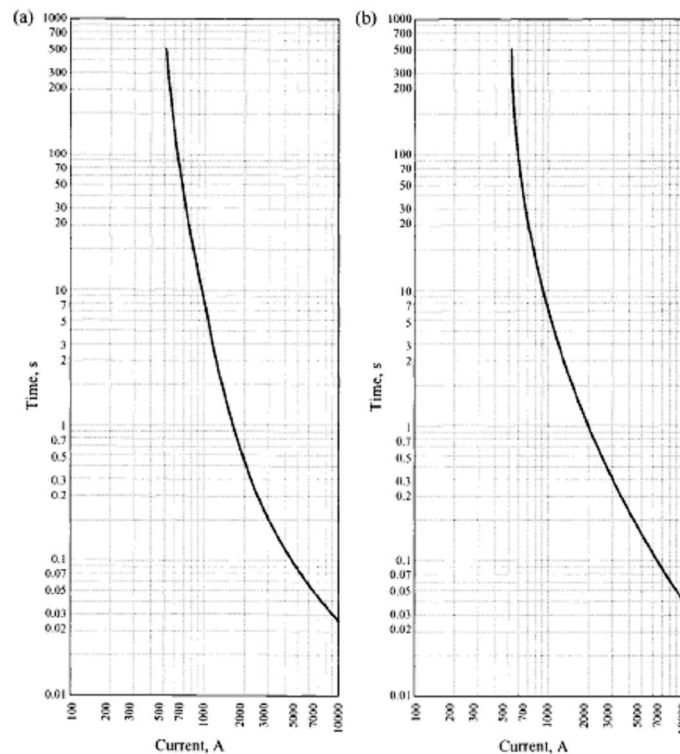


Figure 3.26 Características típicas de Tiempo/corriente para fusibles. (a) fusible tipo 200K; (b) fusible tipo 200T

La siguiente información es requerida al fin de seleccionar un fusible adecuado para su uso en un sistema de distribución:

- Nivel de tensión y aislamiento.
- Tipo de sistema.
- Nivel máximo de corto-circuito.
- Corriente de carga.

Estos cuatro factores determinan la corriente nominal, voltaje y las características de capacidad de corto circuito del fusible.

Selección de la corriente nominal

La corriente nominal del fusible debe ser superior a la corriente de carga máxima continua a la que será sometido el fusible. Un porcentaje de sobrecarga debe permitirse de acuerdo con las condiciones del equipo protegido. En el caso de transformadores de potencia, los fusibles deben seleccionarse de tal manera que las



características de tiempo / corriente, estén por encima de la curva de arranque del transformador y por debajo de su límite térmico. Algunos fabricantes han diseñado tablas para ayudar a la selección correcta de fusibles, para las distintas categorías y modalidades de conexión.

Selección del voltaje nominal

La tensión nominal de los fusibles se determina por las siguientes características del sistema:

- Tensión máxima de fase-a-fase o fase-a-tierra
- Tipo de aterrizamiento
- Número de fases (tres o una).

Las características del sistema determinan el voltaje visto por el fusible en el momento cuando la corriente de falla se interrumpe. Esta tensión debe ser igual o inferior a la tensión nominal de los fusibles. Por lo tanto, los siguientes criterios deben de utilizarse:

- En los sistemas sin aterrizamiento, la tensión nominal debe ser igual o superior a la tensión máxima de fase-a-fase.
- En sistemas trifásicos aterrizados, para cargas monofásicas, el voltaje nominal debe ser igual o superior a la tensión máxima de fase-a-tierra y para cargas de trifásicas, el voltaje nominal se selecciona a partir del voltaje de línea - a- línea

Selección de la capacidad de corto-circuito

La capacidad de cortocircuito simétrica de los fusibles debe ser igual o superior a la corriente de falla simétrica, calculada para el punto de instalación de los fusibles.

Notación de Fusibles

Cuando dos o más fusibles se utilizan en un sistema, el dispositivo más cercano a la carga se llama protección principal, y aquel de aguas arriba, hacia la fuente, se llama fusible de respaldo. Los criterios para la coordinación de ellos se discutirán más adelante.

3.11 CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE FUSIBLES, RESTAURADORES Y SECCIONALIZADORES

La protección principal deberá eliminar de forma permanente o temporal la falla antes de que la protección de respaldo opere, o continuar operando hasta que el circuito esté desconectado. Sin embargo, si la protección principal es un fusible y la protección de respaldo es un restaurador, normalmente es aceptable coordinar la curva rápida del restaurador para operar en primer lugar, seguido por el fusible, si es que la falla no sea ha eliminada.



La pérdida de suministro de la energía causada por fallas permanentes deberá limitarse a la parte más pequeña del sistema y durante el tiempo más breve posible.

3.11.1 Coordinación de fusible-fusible

El criterio esencial cuando se utilizan fusibles es que el tiempo máximo de liberación de un fusible principal no debe exceder al 75 por ciento del tiempo mínimo de liberación del fusible de respaldo, para el mismo nivel de corriente, como se indica en la figura 3.27. Esto asegura que el fusible principal abra y elimine la falla antes que el fusible de respaldo se vea afectado de alguna manera. El factor de 75 por ciento es para compensar efectos tales como: la corriente de carga y la temperatura ambiente, o la fatiga del fusible causado por el efecto de calentamiento, debido a las corrientes que han pasado por el fusible aguas abajo, hacia la carga, y que no fueron lo suficientemente grandes como para accionar al fusible.

La coordinación entre dos o más fusibles consecutivos puede lograrse trazando sus características de tiempo /corriente, normalmente en escalas log-log como se da para los relevadores de sobrecorriente. En el pasado, las tablas de coordinación con datos de los fusibles disponibles se utilizaron, el cual demostró ser una forma fácil y un método preciso. Sin embargo, el método gráfico es todavía más popular, no sólo porque aporta una mayor información, sino también porque las herramientas de diseño asistidas por computadora, hacen más fácil dibujar las diferentes características.

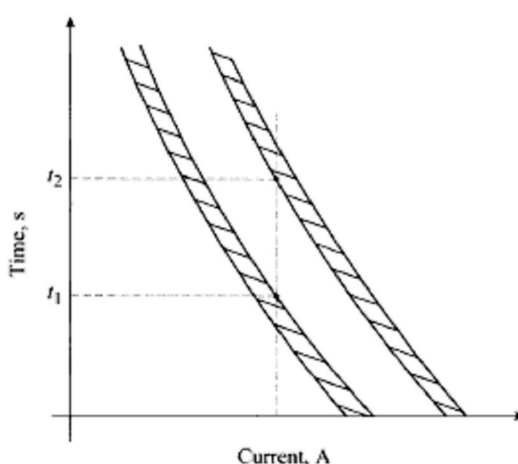


Figura 3.27 Criterio para la coordinación fusible-fusible $t_1 < 0.75 t_2$

3.11.2 Coordinación restaurador-fusible



Los criterios para determinar la coordinación restaurador-fusible dependen de la ubicación relativa de estos dispositivos, es decir, si el fusible está en el lado de la fuente y es un respaldo de seguridad del restaurador que se encuentra en el lado de la carga, o viceversa. Estas posibilidades son tratadas en los párrafos siguientes.

Fusible cercano a la fuente

Cuando el fusible está localizado en el lado de la fuente, todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que el tiempo mínimo de operación del fusible. Esto puede lograrse mediante el uso de factores de multiplicación en la curva tiempo/corriente del restaurador, para compensar la fatiga de los fusibles producida por el efecto acumulativo del calor generado por las operaciones sucesivas del restaurador.

La curva de apertura del restaurador modificada por el factor correspondiente, se convierte más lenta pero, aun así, debería ser más rápida que la curva del fusible. Esto se ilustra en la Figura 3.28.

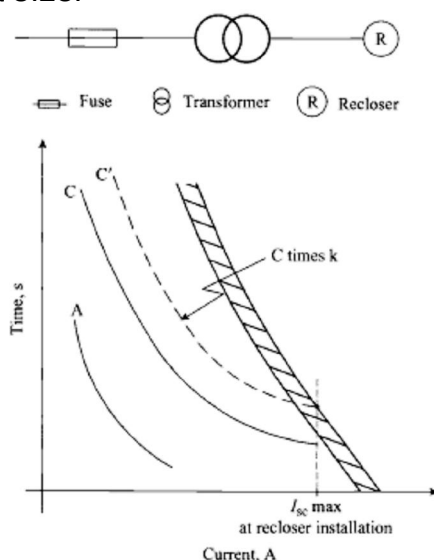


Figura 3.28 Criterio para la coordinación de un fusible cercano a la fuente y un restaurador

Los factores de multiplicación antes mencionados dependen del tiempo de reconexión en ciclos y en el número de la re-intentos de cierre. Algunos de estos valores propuestos por Cooper Power Systems se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 factor K para un fusible cercano a la fuente

Tiempo de reconexión en ciclos	Multiplicadores para:		
	2 rápidas, 2 secuencias retrasadas	1 rápida, 3 secuencias retrasadas	4 secuencias retrasadas
25	2.70	3.20	3.70



30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Es conveniente mencionar cuando el fusible está localizado en el lado de alta tensión de un transformador de potencia y el restaurador en el lado de baja tensión, ya sea la curva del fusible o la del restaurador deben ser trasladados horizontalmente sobre el eje de las corrientes, para tomar en cuenta la relación de vueltas del transformador. Normalmente es más fácil trasladar la curva del fusible, basada en el lado del transformador que produce la corriente más alta (de baja) hacia el lado de alta tensión.

Fusible cercano a la carga

El procedimiento para coordinar un restaurador y un fusible, cuando el fusible se encuentra del lado de carga, se lleva a cabo con las siguientes reglas:

El factor k se utiliza para multiplicar los valores del tiempo de la curva rápida del restaurador.

El tiempo mínimo de operación del fusible debe ser superior a la curva rápida del restaurador multiplicada por el factor multiplicador que se da en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 factor K para un fusible cercano a la carga

Tiempo de reconexión en ciclos	Multiplicadores para:	
	1 operación rápida	2 operaciones rápidas
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

El tiempo máximo de apertura del fusible debe ser menor que la curva con retardo del restaurador sin ningún tipo de factor multiplicador, el restaurador debe tener por lo menos dos o más operaciones con retardos para impedir la pérdida de servicio en caso de que el restaurador abra cuando el fusible opere. La aplicación de las dos reglas se ilustra en la figura 3.29.

Una buena coordinación entre un restaurador y los fusibles se logra mediante el ajuste del restaurador para lograr dos operaciones instantáneas seguidas de dos operaciones con retardos. En general, la primera apertura de un restaurador eliminará el 80 por ciento de las fallas temporales, mientras que la segunda eliminará



resultar en una operación simultánea; una separación de las curvas superior a los 12 ciclos garantiza el funcionamiento no simultáneo.

Con los restauradores de gran capacidad, la corriente en la bobina solo activa el mecanismo de apertura. En tales casos, los márgenes de coordinación son los siguientes:

La separación entre las curvas por menos de dos ciclos siempre resultará en la operación simultánea; una separación de las curvas superior a los 8 ciclos garantiza el funcionamiento no simultáneo.

El principio de coordinación para estos restauradores en serie, se basa en un tiempo de retardo dado por las características de funcionamiento, del mismo modo que se usan para los restauradores pequeños.

Restauradores controlados electrónicamente

Los restauradores adyacentes de este tipo pueden coordinarse más estrictamente ya que no hay errores inherentes, como los que existen con los mecanismos electromecánicos (debido a la velocidad, la inercia, etc.). El restaurador aguas abajo debe ser más rápido que el restaurador aguas arriba, y el tiempo de liberación de fallas del restaurador aguas abajo más su tolerancia, debe ser menor al tiempo de liberación del restaurador aguas arriba menos su tolerancia. Normalmente, el ajuste del restaurador en la subestación se utiliza para lograr al menos una reconexión rápida, a fin de eliminar las fallas temporales entre la línea de la subestación y el restaurador cercano a la carga. Este último debe establecerse con un número de operaciones iguales o mayores, que las operaciones rápidas en el restaurador de la subestación. Cabe señalar que los criterios de separación entre las características de tiempo/corriente de los restauradores de control electrónico son diferentes a los utilizados para los restauradores controlados hidráulicamente.

3.11.4 Coordinación del restaurador ñ relevador

Dos factores deben tomarse en cuenta para la coordinación de estos dispositivos, el interruptor abre el circuito algunos ciclos después que el relevador asociado envía la señal de disparo, y el relevador tiene que tomar en cuenta el tiempo de liberación del restaurador. El tiempo de reseteo del relevador es normalmente largo y, si la corriente de falla es realimentada antes que el relevador se resetee completamente, entonces el relevador se moverá hacia su punto de operación, a partir de esta posición parcialmente reseteada.

Por ejemplo, considere un restaurador con dos secuencias rápidas y dos con retardo con intervalos de reconexión de dos segundos, el cual debe coordinarse con un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo que toma 0.6s para cerrar sus contactos en el nivel de falla en cuestión, y 16 s para restablecerse completamente.



El margen de tiempo de impulso del relevador es ignorado en este caso. La secuencia rápida de operación del restaurador es de 0.030s, y la operación con retardo es de 0.30s. El porcentaje del tiempo de operación del relevador durante la cual se llevan a cabo las dos aperturas rápidas del restaurador es de $(0.03 \text{ s}/0.6 \text{ s}) \times 100$ igual al 5 por ciento, es decir, el relevador va avanzando en el 5% de su retardo. El porcentaje de reseteo que lleva el relevador, mientras en el restaurador transcurre el intervalo de operación es $(2 \text{ s}/16 \text{ s}) \times 100$ igual al 12,5 por ciento, como se observa es mayor que el 5% que llevaba. Por lo tanto, el relevador se restablece totalmente después de cada una de las dos aperturas rápidas del restaurador.

El porcentaje de operación del relevador durante la primera apertura con retardo del restaurador es del $(0.3 \text{ s}/0.6 \text{ s}) \times 100$ igual al 50 por ciento, es decir, que dentro de 0.3 disparará el relevador. Sin embargo, durante el tiempo de desconexión del restaurador (2s), el porcentaje de reseteo del relevador es igual al 12,5 por ciento, igual que el caso anterior, por lo tanto, el porcentaje neto de operación del relevador después de la tercera apertura del restaurador es igual al 50 por ciento menos el 12,5 por ciento, igual al 33.5 por ciento. El porcentaje de operación del relevador durante la segunda apertura con retardo del restaurador se lleva a cabo en $(0.3 \text{ sec}/0.6 \text{ sec}) \times 100$ igual al 50 por ciento, y el porcentaje total de operación del relevador después de la cuarta apertura del restaurador es igual al 33.5 por ciento, más el 50 por ciento igual al 83.5 por ciento.

Del análisis anterior se puede concluir que el relevador no llega al 100 por ciento de operación, en el momento en que se inicializa la apertura final del restaurador, y por tanto, la coordinación está garantizada, ok.

Coordinación del restaurador-seccionalizador

Debido a que los seccionalizadores no tienen una curva característica de operación tiempo/corriente su coordinación no requiere un análisis de estas curvas.

Los criterios de coordinación en este caso se basan en el número de operaciones del restaurador de respaldo. Estas operaciones pueden ser cualquier combinación de disparos rápidos o con retardo como se mencionó anteriormente, por ejemplo, dos rápidos y dos con retardo. El seccionalizador debe ajustarse para un disparo menor que el restaurador, por ejemplo, tres desconexiones en este caso. Si una falla permanente se produce más allá del seccionalizador, el seccionalizador se abrirá y aislará la falla, después de la tercera apertura del restaurador. Entonces el restaurador reenergizará la sección para restaurar el circuito. Si más seccionalizadores están instalados en serie, el restaurador más lejano debe ajustarse para un menor número de disparos. Una falla más allá del último seccionalizador resultará en el funcionamiento del restaurador y el inicio de los contadores en todos los seccionalizadores.

3.11.6 coordinación del restaurador - seccionalizador-fusible



Cada uno de los dispositivos debe de ajustarse con el fin de coordinar con el restaurador. A su vez, la secuencia de funcionamiento del restaurador debe ajustarse con el fin de obtener una coordinación adecuada para fallas más allá de los fusibles, siguiendo los criterios ya mencionados.

Ejemplo 3.1

La figura 3.30 muestra una porción del alimentador de una red de distribución de 13.2 kV, se encuentra protegido por un conjunto de relevadores de sobrecorriente ubicados en la subestación. Un restaurador y un seccionalizador están instalados aguas abajo para mejorar la confiabilidad del suministro a los clientes. El restaurador elegido tiene dos operaciones rápidas y dos con retardos con intervalos de 90 ciclos.

Las curvas de tiempo/corriente para el transformador y los fusibles para los ramales, el restaurador y los relevadores, se muestran en la figura 3.31. Para una falla en el transformador de distribución, su fusible debe operar primero, siendo respaldado por un disparo rápido del restaurador. Si la falla aún no es eliminada, entonces el fusible de la rama debe operar, seguida por la apertura del restaurador con retardo y, por último, por la operación del relevador del alimentador. El seccionalizador aislará la falla de la red, después que el número total de secuencias que hayan transcurrido, dejando parte de la alimentación aguas arriba todavía en servicio.

Dado que la corriente nominal del transformador de distribución con capacidad de 112.5 kVA en 13.2 kV es de 4.9 A, por lo tanto, se seleccionó un fusible 6T para permitir un 20 por ciento de sobrecarga. La curva rápida del restaurador fue elegida con la ayuda de la siguiente expresión, la cual se basa en los criterios ya dados, lo que garantiza que quede entre las curvas de ambos fusibles:

$$t_{restaurador} * k \leq t_{MMTdefusible} * 0.75 \quad t \quad (3.1)$$

Donde t_{MMT} es el tiempo mínimo de apertura del fusible en el ramal. El factor de 0.75 se utiliza con el fin de garantizar la coordinación del ramal y los fusibles del transformador.

La corriente de cortocircuito de 2224 A se presenta en el fusible del ramal, lo que resulta en un tiempo de operación de 0,02 s.

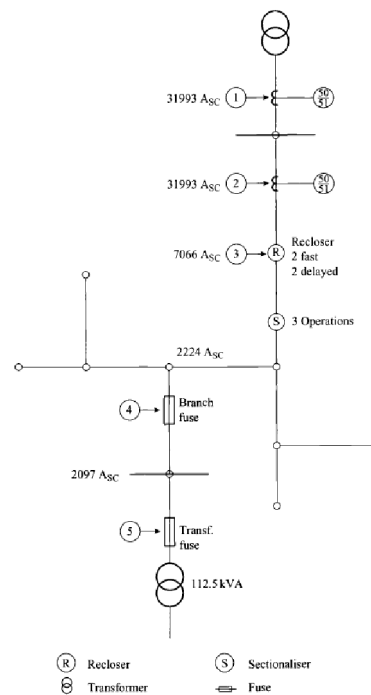


Figura 3.30 Porción de un alimentador de distribución para el ejemplo 3.1

De la tabla 3.2, el factor K (cuando el fusible está en lado de la carga) para dos operaciones rápidas y un tiempo de reconexión de 90 ciclos es de 1,35 s. Con estos valores, según la ecuación 3.1. el tiempo máximo para la operación del restaurador es de $(0,02 \times 0.75/1.35) = 0,011$ s Este tiempo, y la corriente de pick up del restaurador, determinan la curva rápida del restaurador.

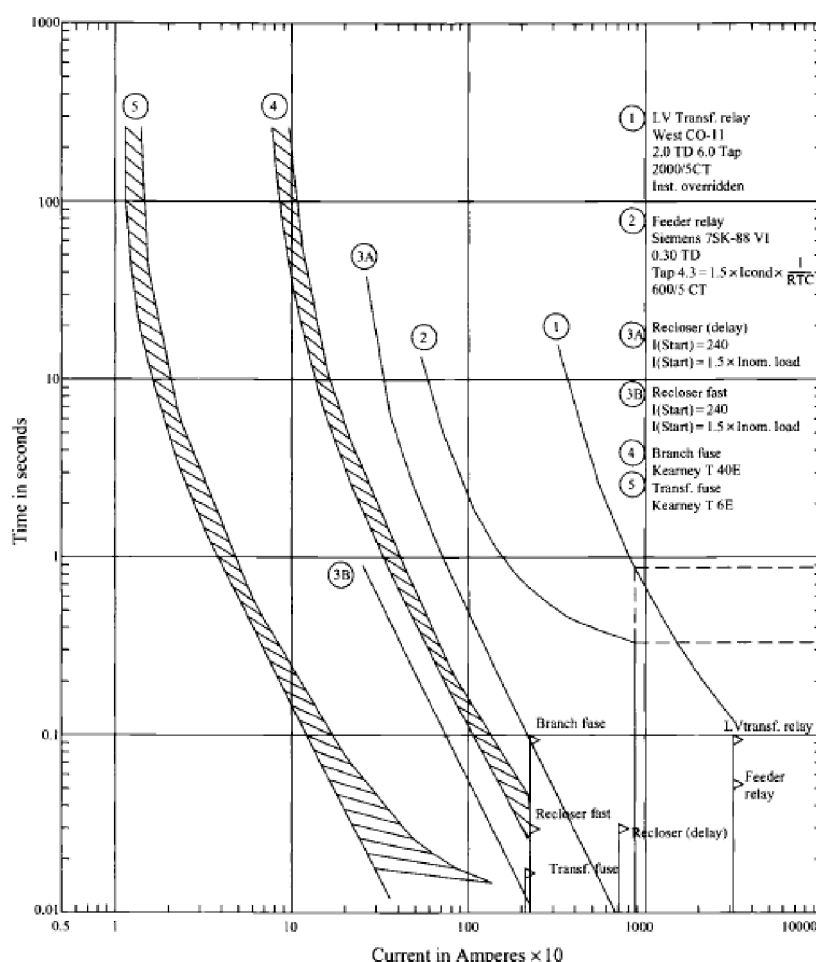


Figura 3.31 Curvas de Fase-corriente para el ejemplo 3.1

La curva del relevador en el alimentador se selecciona de manera tal que esté por encima de la curva con retardo del restaurador, por lo que se considera el tiempo de reset de relevador. Las curvas de la figura 3.31 muestran que se ha logrado una coordinación adecuada.

3.12 RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE

La protección direccional de sobrecorriente es usada donde es necesario proteger al sistema ante corriente de fallas que podrían circular en ambas direcciones, a través de un elemento del sistema, y cuando una protección de sobrecorriente bidireccional (no direccional) podría producir una desconexión innecesaria de los circuitos. Esto puede suceder en sistemas en anillo o en malla y en sistemas con varios alimentadores. El uso de relevadores direccionales de sobrecorriente para las dos situaciones puede verse en la figura 3.32

3.12.1 Construcción

Los relevadores direccionales de sobrecorriente son construidos sobre una unidad de sobrecorriente, normalmente unida a otra unidad, esta debe determinar la dirección del flujo de la carga del elemento asociado. Adicional a la corriente del relevador, esta segunda unidad requiere de una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y así determinar si el relevador debe operar. Generalmente, la señal de referencia o de polarización es un voltaje, pero también puede ser una corriente.

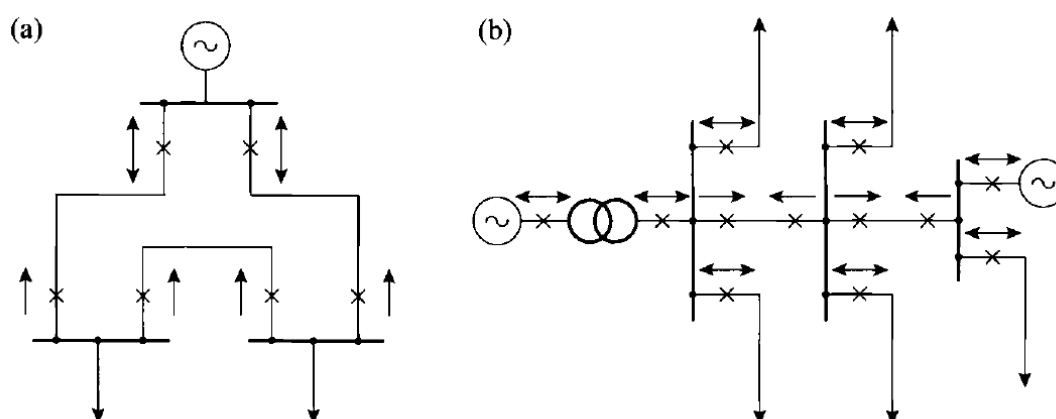


Figura 3.32 Aplicación de los relevadores direccionales de sobrecorriente (a) en un sistema en anillo (b) en un sistema de alimentación múltiple

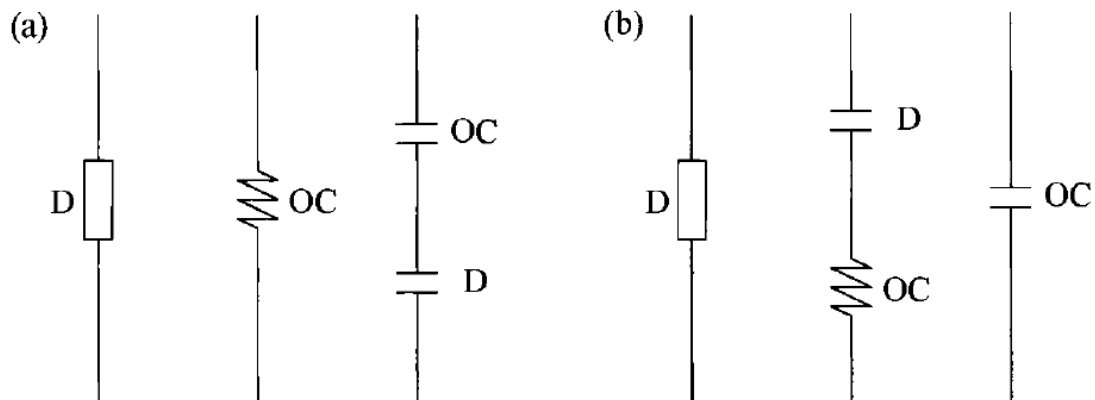


Figura 3.33 Obtención de la dirección del flujo de potencia (a) por supervisión (b) por control

Básicamente, hay dos métodos para obtener la dirección del flujo de la carga, supervisión y control; ambos casos se ilustran en la figura 3.33 donde D indica la unidad direccional y OC la unidad de sobrecorriente. Es mejor usar el sistema de control para determinar la dirección del flujo de potencia, debido a que la unidad de sobrecorriente solo se da cuenta cuando el flujo es en la dirección correcta. Con el método de supervisión, la unidad de sobrecorriente puede escoger la dirección errónea de flujo de potencia, además, cuando un interruptor es abierto en un sistema en anillo, el flujo de la corriente cambiará y esto podría resultar en una posible pérdida de coordinación

3.12.2 Principio de operación

El par de operación puede ser definida como $T = K\tilde{u}_1\tilde{u}_2\sin\theta$, donde $\tilde{u}_1$ y $\tilde{u}_2$ son los valores de polarización, $\tilde{u}_1$ es proporcional a la corriente y $\tilde{u}_2$ proporcional al voltaje, siendo θ el ángulo entre $\tilde{u}_1$ y $\tilde{u}_2$. El par es positivo si $0 < \theta < 180$ y negativo si $180 < \theta < 360$, debe de notarse que θ está en fase con I pero está atrasada con respecto al voltaje debido a que $V = -(d\tilde{u})/dt$

Si I y V están en fase, entonces los flujos están fuera de fase por 90° . Por lo tanto, el ángulo para el par máximo ocurre cuando el voltaje y corriente del relevador están en fase. Esto puede obtenerse simplemente usando el voltaje y la corriente de la misma fase. Sin embargo, esto no es práctico, ya que una falla en una fase, el voltaje de esa fase puede colapsarse. Por lo tanto, una práctica común es usar la corriente de una fase distinta.

3.12.3 Conexiones de relevadores

La conexión de un relevador direccional está definida en base a los grados por el cual corriente con un factor de potencia unitario adelanta al voltaje de polarización, el ángulo máximo de par, AMT, es el ángulo para el cual este desplazamiento



produce el par máximo y por lo tanto es siempre es alineado con el voltaje de polarización.

3.3.1 Conexión a 30° (0° AMT)

Alimentando a los relevadores

$$\Phi_A: \begin{matrix} I_a, \\ V_{ac} \end{matrix} \quad \Phi_B: \begin{matrix} I_b, \\ V_{ba} \end{matrix} \quad \Phi_C: \begin{matrix} I_c, \\ V_{cb} \end{matrix}$$

El Par máximo: ocurre cuando la corriente de fase se atrase del voltaje de fase-neutro por 30°.

Angulo de operación: el ángulo de corriente puede estar desde 60° en adelante a 120° en atraso, con respecto al voltaje de fase-neutro

Uso: Este tipo de conexión debe usarse en alimentadores, provisto de tres elementos, es decir uno por fase, debido a que dos elementos de fase y un elemento de tierra pueden dar lugar a una mala operación (ver figura 3.34). El arreglo de trifásico no debe ser usado en circuitos con transformadores, en los cuales ciertas fallas pueden resultar en un flujo de carga en sentido contrario en una o más fases, dando como resultado una mala operación del relevador.

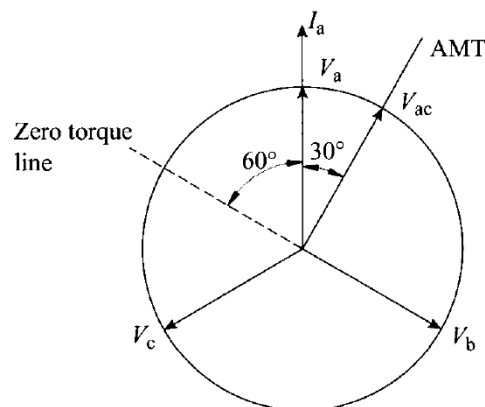


Figura 3.34 diagrama de vectores para una conexión de 30° (0° AMT)

3.3.2 Conexión a 60° (0° AMT)

Alimentando a los relevadores

$$\Phi_A: \begin{matrix} I_{ab}, \\ V_{ac} \end{matrix} \quad \Phi_B: \begin{matrix} I_{bc}, \\ V_{ba} \end{matrix} \quad \Phi_C: \begin{matrix} I_{ca}, \\ V_{cb} \end{matrix}$$

El par máximo: ocurre cuando la corriente esté atrasada del voltaje de fase-neutro por 60°, I_{AB} está atrasado de V_{AC} por 60°. I_a está atrasado de V_a por 60° para un factor de potencia.



Angulo de operación: el ángulo de la corriente de I_{ab} va desde de 30° de adelantado hasta 150° de atraso, o I_a 30° adelantado o atrasado 150° en un factor de potencia unitario.

Uso: Se recomienda que los relevadores con esta conexión sean solo para los alimentadores (ver figura 3.35). Sin embargo, tienen la desventaja de que los TCs tienen que ser conectados en delta (para obtener la diferencia de corrientes I_{ab}), por lo tanto no ofrece alguna ventaja sobre el caso anterior, y es muy poco usado.

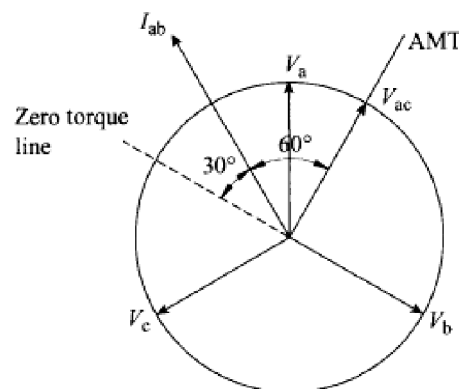


Figura 3.35 Diagrama vector para una conexión de 60° (0° AMT)

3.3.3 Conexión a 90° (30° AMT)

Alimentando a los relevadores

$$\begin{array}{lll} \Phi_A: I_a, & \Phi_B: I_b, & \Phi_C: I_c \\ V_{bc} + 30^\circ & V_{ca} + 30^\circ & V_{ab} + 30^\circ \end{array}$$

El par máximo: ocurre cuando la corriente se atrasa del voltaje fase-neutro por 60°

Angulo de operación: Los ángulos de la corriente van desde de 30° adelantados hasta 150° atrasados

Uso: En los alimentadores donde la fuente de componentes de secuencia-cero está detrás del punto de conexión del relevador (ver figura 3.36)

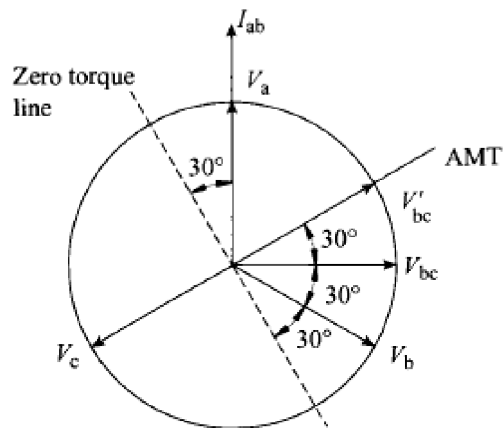


Figura 3.36 Diagrama vector para una conexión de 90° (30° AMT)

3.3.4 conexión a 90° (45° AMT)

Alimentando a los relevadores

$$\Phi_A: \begin{matrix} I_a, \\ V_{bc} + 45^\circ \end{matrix} \quad \Phi_B: \begin{matrix} I_b, \\ V_{ca} + 45^\circ \end{matrix} \quad \Phi_C: \begin{matrix} I_c, \\ V_{ab} + 45^\circ \end{matrix}$$

El Par máximo: Cuando la corriente esté atrasada del voltaje fase- neutro por 45°

Angulo de operación: Los ángulos de corriente van de 45° adelantos a 135° retrasados.

Uso: Este arreglo es recomendado para la protección de transformadores o alimentadores que tienen componentes de secuencia-cero enfrente del relevador (ver figura 3.37). Esta conexión es esencial para el caso de transformadores en paralelo, o de alimentadores. Especialmente para garantizar la correcta operación de los relevadores para fallas más allá de los transformadores Yd. Esta configuración debe de ser usada cuando se usen relevadores direccionales monofásicos que tengan una distribución 2-1-1

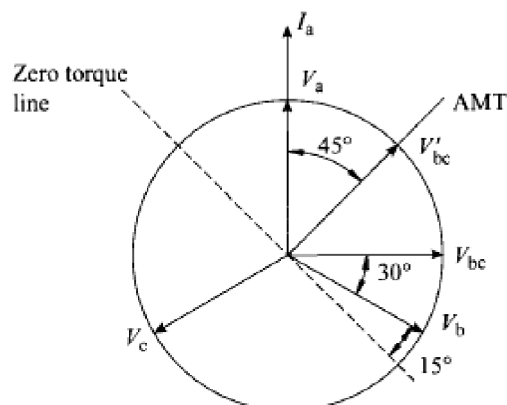


Figura 3.37 Diagrama vector para una conexión de 90° (45° AMT)



Relevadores direccionales de falla a tierra

Los relevadores direccionales de falla a tierra están contruidos sobre el hecho que el voltaje residual es igual a tres veces la caída del voltaje de secuencia cero en la impedancia de la fuente, y está desplazado con respecto a la corriente residual por el ángulo característico de la impedancia de la fuente. Cuando el conjunto de transformadores de potencial (TP) no está disponible para obtener el voltaje de polarización. La corriente de polarización es empleada, usando la corriente de tierra de un transformador local conectado a tierra. Esto está basado en el principio, sabiendo que la corriente del neutro siempre fluye de tierra hacia el sistema, dependiendo de la falla, la corriente residual puede fluir en cualquier dirección. Debe tomarse en cuenta, la posibilidad de falla de un relevador direccional polarizado con voltaje que es mínimo y por lo tanto, se recomienda que este arreglo sea usado donde quiera que sea posible.

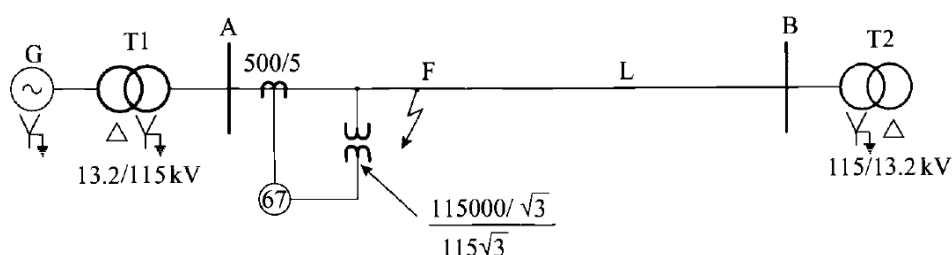
Ejemplo 3.1

Una falla sólida a tierra en la fase B y C se presenta en el punto F del sistema de potencia mostrado en la figura 3.38. Determine la corriente y los voltajes (en Ampers y Volts) que van hacia cada uno de los relevadores direccionales, que tienen una conexión a 30° y se alimentan de la siguiente forma.

$$\Phi_A: \begin{matrix} I_A, \\ V_{AC} \end{matrix} \quad \Phi_B: \begin{matrix} I_B, \\ V_{BA} \end{matrix} \quad \Phi_C: \begin{matrix} I_C \\ V_{CB} \end{matrix}$$

Además, indique que relevadores operan cuando ocurre la falla. En la solución se desprecian las corrientes de carga y se considera un voltaje de pre-falla igual a 1 p.u.

La base es del generador y son 13.2 Kv y 100 MVA



G	T1	L	T2
$X_1=0.15$	$X_1=0.11$	$X_1=0.4$	$X_1=0.3$
$X_2=0.15$	$X_2=0.11$	$X_2=0.4$	$X_2=0.3$
$X_0=0.09$	$X_0=0.11$	$X_0=1.2$	$X_0=0.3$

Figura 3.38 diagrama unifilar del sistema para el ejemplo 3.1



Nota. Aunque el sistema es radial, la instalación de un relevador direccional de sobrecorriente es justificada por la suposición que este circuito será parte de un anillo en un sistema futuro.

Solución

Las condiciones para una falla doble de fase a tierra, B-C-N son
 $I_A=0$, $V_B=0$, $V_C=0$

Las tres redes de secuencia se muestran en la figura 3.39. El circuito equivalente es obtenido por medio de la conexión de tres redes de secuencia en paralelo como se muestra en la figura 3.40

De la figura 3.39

$$Z_0=0.11 \parallel 1.5 \rightarrow Z_0= 0.102$$

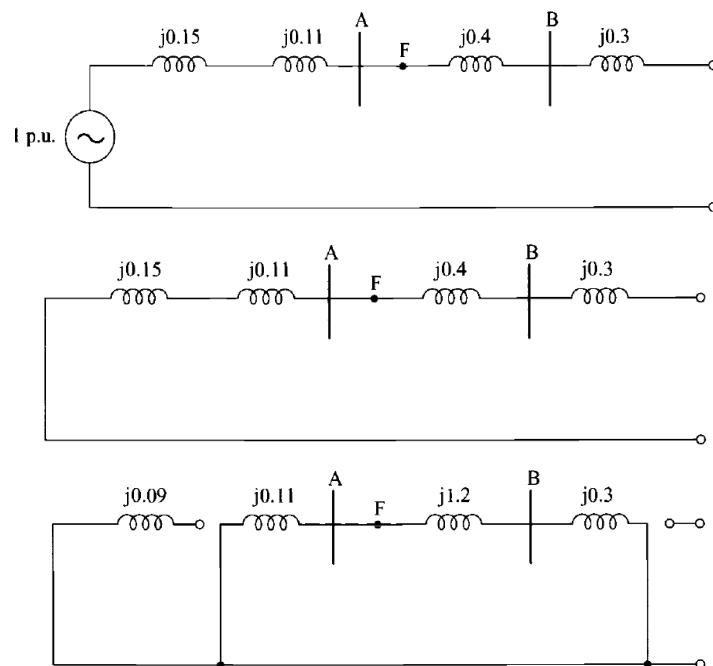


Figura 3.39 Redes de secuencia para el ejemplo 3.1

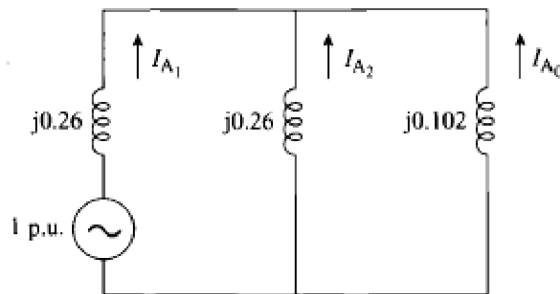


Figura 3.40 circuito equivalente para la figura 3.8

Por lo tanto, las tres corrientes de secuencia en la red son

$$I_{A1} = \frac{1}{\left(j0.26 + \frac{(j0.26 \times j0.102)}{(j0.362)} \right)} = -j3.0 \text{ p.u.}, \text{ esto es, la corriente está } 90 \text{ atrasada}$$

con respecto a la tensión.

Normalmente se pensaría que la dirección de I_{a2} e I_{a0} sería en sentido opuesto al indicado en la figura 3.40

$$I_{A2} = -(-j3.0) \frac{j0.102}{(j0.26 + j0.102)} = j0.845$$

$$I_{A0} = -(-j3.0) \frac{j0.26}{(j0.26 + j0.102)} = j2.155$$

En el punto de la falla

$$I_A = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = -j3.0 + j0.845 + j2.155 = 0$$

Esto es $I_A = 0$ (para una falla B-C-N)

$$I_B = a^2 I_{A1} + a I_{A2} + I_{A0} = 1 \angle 240^\circ (-j3.0) + 1 \angle 120^\circ (j0.845) + j2.155$$

$$= -3.33 + j3.2315 = 3.64 \angle 135.86^\circ$$

$$I_C = a I_{A1} + a^2 I_{A2} + I_{A0} = 1 \angle 120^\circ (-j3.0) + 1 \angle 240^\circ (j0.845) + j2.155$$

$$= 3.33 + j3.2315 = 3.64 \angle 43.14^\circ$$

En el punto de la falla en la red (no en el relevador)

$$V_{A1} = V_{A2} = V_{A0} = -I_{A2}(j0.26) = 0.220$$

$$V_A = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} = 3V_{A1} = 3 \times 0.22 = 0.66$$

$$V_B = V_C = 0$$



$$V_{AC} = V_A - V_C = V_A - 0 = 0.66$$

$$V_{BA} = V_B - V_A = -V_A = -0.66$$

$$V_{CB} = V_C - V_B = 0$$

Las cantidades base en el punto de falla son

$$V = 115 \text{ kV}; P = 100 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{Base}} = \frac{P}{\sqrt{3}V} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3} = 502.04 \text{ A}$$

Por lo tanto, los valores secundarios en el punto de la falla son

$$I_A = 0$$

$$V_{AC} = 0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} = 43,820 V_{\text{prim}} = 43,820 \times \frac{115}{\sqrt{3}} \times \frac{\sqrt{3}}{115000} = 43.82 \angle 0^\circ \text{ V sec.}$$

$$I_B = 3.64 \angle 135.86^\circ \times 502.04 \times (5/500) = 23.29 / 135.86^\circ \text{ A sec}$$

$$V_{BA} = -0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{1000} = 43.82 \angle 180^\circ \text{ Vsec}$$

$$I_C = 3.64 \angle 43.14^\circ \times 502.04 \times (5/500) = 23.29 \angle 43.14^\circ \text{ A sec}$$

$$V_{CB} = 0$$

Corolario

En una falla trifásica, la corriente de fase es

$$I_{3\phi} = \frac{1}{j0.26} = -j3.48$$

En una falla monofásica, la corriente de fase es

$$I_{1\phi} = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = 3I_{A1}$$

Donde

$$I_{A1} = \frac{1}{j0.26 + j0.26 + j0.102} = -j1.6077$$

Además, $I_{A1} = I_{A2} = I_{A0}$, por lo tanto

$$I_{1\phi} = 3 \times (-j1.6077) = -j4.823$$

En el punto donde se localiza el relevador habrá valores iguales de secuencia positiva y negativa, sin embargo, la corriente de secuencia cero en el relevador es diferente, debido a la división de la corriente

En el relevador, $I_{A0} = j2.154 (1.5/1.61) = j2 \text{ p.u.}$, por lo que la corriente de fase por el relevador es

$$I_A = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = -j3.0 + j0.845 + j2 = -j0.155$$



Y se observa, en este caso $I_A \ddot{=} 0$

$$\begin{aligned} I_B &= a^2 I_{A1} + a I_{A2} + I_{A0} = 1 \angle 240^\circ (-j3.0) + 1 \angle 120^\circ (j0.845) + j2 \\ &= 3.0 \angle 150^\circ + 0.845 \angle 210^\circ + 2.0 \angle 90^\circ \\ &= -3.33 + j3.077 = 4.534 \angle 133.26^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_C &= a I_{A1} + a^2 I_{A2} + I_{A0} = 1 \angle 120^\circ (-j3.0) + 1 \angle 240^\circ (j0.845) + j2 \\ &= 3.0 \angle 30^\circ + 0.845 \angle -30^\circ + 2.0 \angle 90^\circ \\ &= 3.33 + j3.077 = 4.534 \angle 42.73^\circ \end{aligned}$$

Los voltajes de secuencia en el relevador:

$$\begin{aligned} V_{A1} &= V_{A2} = I_{A2} (j0.26) = 0.845 \times 0.26 = 0.22 \\ V_{A0} &= -I_{A0} (j0.11) = -j2.0 (j0.11) = 0.22 \end{aligned}$$

Entonces los voltajes de fase son:

$$\begin{aligned} V_A &= V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} = 3V_{A1} = 3 \times 0.22 = 0.66 \\ V_B &= V_C = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{AC} &= V_A - V_C = V_A - 0 = 0.66 \\ V_{BA} &= V_B - V_A = -V_A = -0.66 \\ V_{CB} &= V_C - V_B = 0 \end{aligned}$$

Las señales que alimentan al relevador son

$$\begin{aligned} L_A \\ I_A &= 0.155 \angle -90^\circ \times 502.04 \times (5/500) = 0.728 \angle -90^\circ \text{ A} \\ V_{AC} &= 0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{115\sqrt{3}}{115000/\sqrt{3}} = 43.82 \angle 0^\circ \text{ V, se mantiene a cero grados porque no} \\ &\text{hay aportación de } V_C \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_b \\ I_B &= 3.534 \angle 133.26^\circ \times 502.04 \times (5/500) = 22.76 \angle 133.26^\circ \text{ A} \\ V_{BA} &= -0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{1000} = 43.82 \angle 180^\circ \text{ V, solo se desplaza } 180^\circ \text{ por el negativo de} \\ &V_A, \text{ ya que } V_B = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} L_c \\ I_C &= 3.534 \angle 42.73^\circ \times 502.04 \times (5/500) = 22.76 \angle 42.73^\circ \text{ A} \\ V_{BC} &= 0 \end{aligned}$$



Análisis de la operación de los relevadores direccionales:

Polarización

Φ_A	Φ_B	Φ_C
I_A	I_B	I_C
V_{AC}	V_{BA}	V_{CB}

Relevador de la fase A:

$$I_A = 0.728 \angle -90^\circ \text{ A}$$

$$V_{AC} = 43.82 \angle 0^\circ \text{ V}$$

Para la operación, en este caso el ángulo de I_A va desde -90° a $+90^\circ$. El relevador en la fase A está en el límite de funcionamiento (ver la figura 3.41) por lo tanto crea cierta duda sobre la operación de esta unidad direccional, para fines prácticos óno operoô

Relevador de la fase B:

$$I_B = 22.76 \angle 133.26^\circ \text{ A}$$

$$V_{BA} = 43.82 \angle 180^\circ \text{ V}$$

Para una operación, $90^\circ < \text{ángulo de } I_B < 270^\circ$. El relevador en la fase B opera, debido a que el ángulo de I_B es 133.26° ; ver figura 3.42

Relevador de la fase C:

Este relevador no opera debido a que $V_{CB}=0$, entonces óno operaô

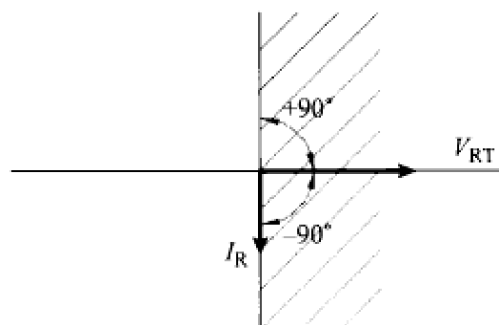


Figura 3.41 análisis de la operación del relevador para la fase A

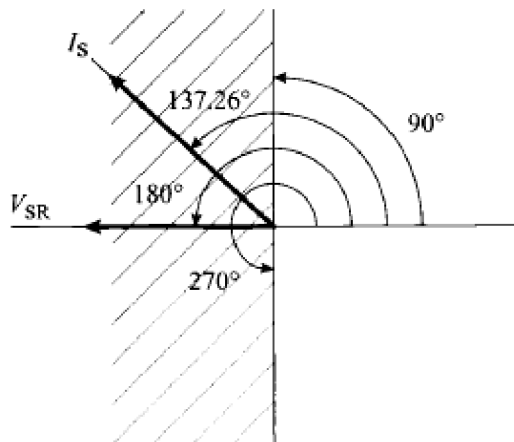


Figura 3.42 análisis de la operación del relevador para la fase b

3.12.5 Coordinación de las unidades instantáneas

Los cálculos para el ajuste de una unidad instantánea en un sistema en anillo se realizan usando el nivel de corto circuito en el siguiente relevador aguas abajo, con el anillo abierto, multiplicado por el factor de seguridad de sobrecarga para poder mantener la coordinación, tomando en cuenta la componente transitoria DC de la corriente. El criterio usado es el mismo que se utiliza para ajustar relevadores bidireccionales de sobrecorriente que protegen las líneas entre las subestaciones.

Cuando el anillo solo tiene una fuente, los relevadores instalados en las subestaciones adyacentes a la subestación nunca deben de registrar ninguna corriente de la subestación hacia la fuente. Por lo tanto, se recomienda para esto relevadores, que las unidades instantáneas sean ajustadas a 1.5 veces la corriente de carga máxima. No debe usarse un valor más pequeño, porque puede resultar un disparo erróneo, si el elemento direccional se dispara inadvertidamente bajo condiciones de transferencia de carga. Con estos criterios, las unidades instantáneas tienen el mismo ajuste de corriente de arranque como las unidades de operación con retardo, de tal forma que la coordinación no está en riesgo.

Ejemplo 3.2

Para el sistema que se muestra en la figura 3.43 determine las corrientes máximas de carga, la relación de los TC's y el ajuste de corriente en las unidades instantáneas tal que se garantice un esquema de protección coordinado. Los ajustes instantáneos deben de darse en Amperes, debido a que no se da referencia a un modelo en especial de relevador.

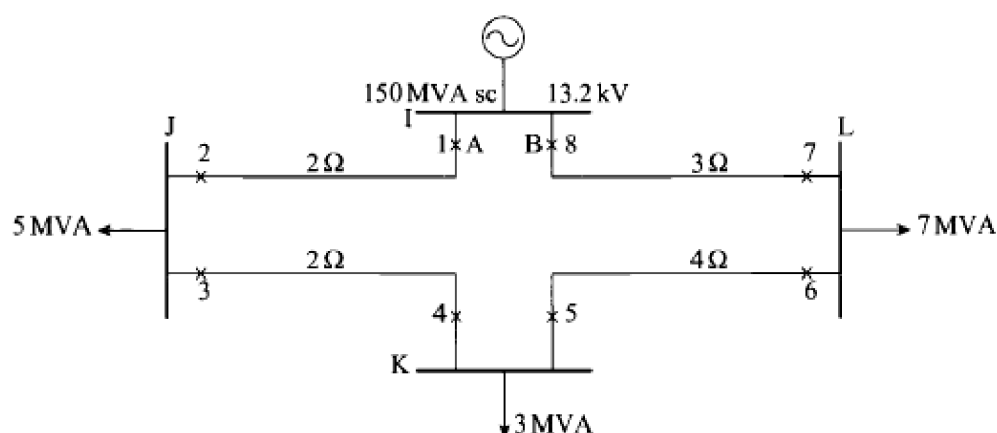


Figura 3.43 Diagrama unifilar para un sistema en anillo con un infeed.

Cálculos de las corrientes máximas de carga

Con el anillo abierto en A:		Relevadores
corriente total de carga que fluye a través de B	$= (7 + 3 + 5 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V})$	(7) (8)
	$= (15 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 653.08 \text{ A}$	(7) (8)
Carga total de L a K	$= (8 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 349.9 \text{ A}$	(5) (6)
Carga total de K a J	$= (5 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 218.69^a$	(3) (4)
Carga total fluyendo de J	$= 0 \text{ A}$	(1) (2)
Con el anillo abierto en B:		
corriente total de carga que fluye a través de A	$= (15 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 653.08 \text{ A}$	(1) (2)
Carga total de J a K	$= (10 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 433.38 \text{ A}$	(3) (4)
Carga total de K a L	$= (7 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 303.17 \text{ A}$	(5) (6)
Carga total fluyendo de L	$= 0 \text{ A}$	(7) (8)

Selección de los TCs

Se asume que los TC disponibles tienen devanados primarios múltiplos de 100 hasta 600 y de ahí en adelante en múltiplos de 200. Las relaciones de los devanados son primero calculados para la carga máxima, por lo tanto las proporciones seleccionadas son:

$I_{\max 1} = 653.08 \text{ A}$	Relación del TC = 800/5
$I_{\max 2} = 653.08 \text{ A}$	Relación del TC = 800/5
$I_{\max 3} = 433.38 \text{ A}$	Relación del TC = 500/5
$I_{\max 4} = 433.38 \text{ A}$	Relación del TC = 500/5
$I_{\max 5} = 349.90 \text{ A}$	Relación del TC = 400/5
$I_{\max 6} = 349.90 \text{ A}$	Relación del TC = 400/5
$I_{\max 7} = 653.08 \text{ A}$	Relación del TC = 800/5
$I_{\max 8} = 653.08 \text{ A}$	Relación del TC = 800/5



Para poder confirmar esta selección, es necesario verificar si está presente o no la saturación para cada nivel de falla máxima en cada interruptor, usando las relaciones de los CT's dadas. Con los valores de falla más críticos, como se calcula en la siguiente sección, puede ser demostrado que ningún TC está saturado debido que el valor de $5X I_{SC}$ está muy por debajo del número de vueltas primarias de cada uno de los TC's.

Cálculo de las corrientes de falla

En la barra I

$$I_{SC} = (150 \text{ MVA}) / \sqrt{3}(13200 \text{ V}) = 6560.8 \text{ A}$$

$$Z_{fuente} = (13200 \text{ V})^2 / \sqrt{3} (150 \text{ MVA}) = 1.16 \Omega$$

En la barra J

El circuito equivalente para una falla en J se muestra en la figura 3.44

$$I_{SCJ} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 1.64)} = 2721.79 \text{ A con el anillo cerrado}$$

La contribución de los flujos de corriente en proporción inversa a las impedancias del circuito es:

$$I_{SCJ} \text{ (en el lado derecho)} = 2721.79 \times (2 / 11) = 493.87 \text{ A}$$

$$I_{SCJ} \text{ (en el lado izquierdo)} = 2721.79 \times (9 / 11) = 2223.92 \text{ A}$$

Con el interruptor A Abierto

$$I_{SCJ} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 9)} = 750.1 \text{ A}$$

Con el interruptor B abierto

$$I_{SCJ} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 2)} = 2411.71 \text{ A}$$

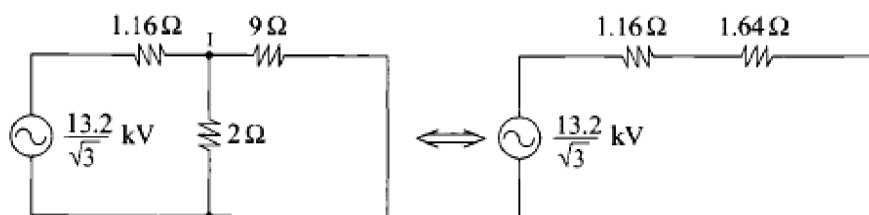


Figura 3.44 Circuito equivalente para una falla en J, estando A y B cerrados (ejemplo 3.2)

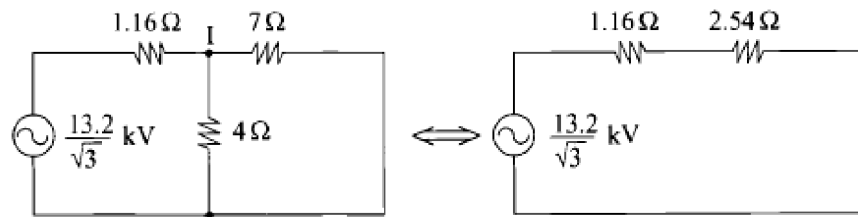


Figura 3.45 Circuito equivalente para una falla en K, estando A y B cerrados (ejemplo 3.2)

En la barra K

El circuito equivalente para esta falla en K se muestra en la figura 3.45

$$I_{sck} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 2.54)} = 2059.74 \text{ A con el anillo cerrado}$$

$$I_{scJ} \text{ (en el lado derecho)} = 2059.74 \times (4 / 11) = 748.99 \text{ A}$$

$$I_{scJ} \text{ (en el lado izquierdo)} = 2059.74 \times (4 / 11) = 1310.74 \text{ A}$$

Con el interruptor A abierto

$$I_{sck} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 7)} = 933.94 \text{ A}$$

Con el interruptor B abierto

$$I_{sck} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 4)} = 1473.94 \text{ A}$$

En la barra L

El circuito equivalente para una falla en L se muestra en la figura 3.46

$$I_{scl} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 2.18)} = 2281.74 \text{ A con el anillo cerrado}$$

$$I_{scl} \text{ (en el lado derecho)} = 2281.74 \times (8 / 11) = 1659.45 \text{ A}$$

$$I_{scl} \text{ (en el lado izquierdo)} = 2281.74 \times (3 / 11) = 622.29 \text{ A}$$

Con el interruptor A abierto

$$I_{scl} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 3)} = 1831.97 \text{ A}$$

Con el interruptor B abierto

$$I_{scl} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 8)} = 831.99 \text{ A}$$

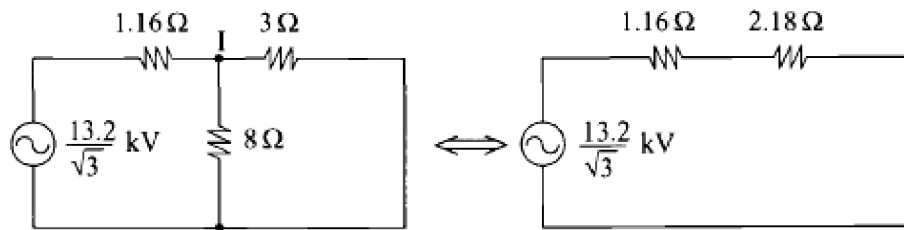


Figura 3.46 Circuito equivalente para una falla en L, estando A y B cerrados (ejemplo 3.2)

Ajuste de la unidad instantánea

En dirección en sentido de las agujas del reloj

Relevador 7: $1.50 \times 653.08\text{A} = 983.12\text{A}$
Relevador 5: $1.25 \times 831.99\text{A} = 1039.99\text{A}$
Relevador 3: $1.25 \times 1473.94\text{A} = 1843.17\text{A}$
Relevador 1: $1.25 \times 2411.71\text{A} = 3013.64\text{A}$

En dirección contraria al sentido de las manecillas del reloj

Relevador 2: $1.50 \times 653.08\text{A} = 983.12\text{A}$
Relevador 4: $1.25 \times 750.10\text{A} = 933.62\text{A}$
Relevador 6: $1.25 \times 933.94\text{A} = 1163.42\text{A}$
Relevador 8: $1.25 \times 1831.97\text{A} = 2289.96\text{A}$

3.6 Ajuste de las unidades direccionales de sobrecorriente con retardo

Como en cualquier otro relevador bidireccional de sobrecorriente, las unidades direccionales de corriente con retardo en un anillo son ajustadas por la selección adecuada de los valores de corriente de disparo y ajustes de tiempo, el procedimiento para cada uno se indica en las siguientes secciones.

Ajuste de Pick-up

El ajuste de pick-up para un relevador direccional de sobrecorriente se calcula considerando la transferencia de carga máxima que puede verse en el relevador en cualquier dirección, multiplicado por el factor de sobrecarga. Se toma en cuenta, la transferencia de carga en ambas direcciones para evitar una posible mala operación del relevador, especialmente durante condiciones severas de transferencia de carga, donde podría la unidad de direccionamiento ser activada incorrectamente por una polarización incorrecta.

Ajuste del tiempo por el método directo

El ajuste de tiempo para los relevadores por el método directo se basa en los valores de falla, usados para ajustar a las unidades instantáneas. Como en el caso de los



relevadores bidireccionales, el ajuste de tiempo es seleccionado de manera que, tomando la corriente de ajuste del relevador instantáneo operando para aguas abajo, su tiempo de operación esté arriba del relevador aguas abajo por un margen de tiempo discriminatorio. Este procedimiento debe de ser llevado a cabo en todos los relevadores del anillo, en sentido de las manecillas del reloj y en sentido contrario, normalmente se inicia con los relevadores asociados a la barra principal de alimentación. La aplicación de este método es ilustrado en los ajustes instantáneos calculados para los relevadores en el ejemplo 3.2

Ajustes de tiempo tomando en cuenta el tiempo de recorrido

El ajuste de tiempo para los relevadores direccionales, tomando en cuenta el tiempo operación de las unidades, requiere de un proceso interactivo detallado que se muestra a continuación:

1. Determine el ajuste inicial de tiempo para los relevadores en el anillo de tal forma que la coordinación esté garantizada con los relevadores asociados con las líneas y máquinas, alimentadas por la subestación adyacente en la dirección del disparo.
2. Calcular el tiempo requerido para que el primer relevador opere para una falla que está asociada a las terminales del interruptor, con el anillo cerrado. Cualquier relevador puede ser escogido como el primero, sin embargo es común tomar uno de los relevadores asociados con el equipo conectado a la barra primaria de alimentación. Para esta condición debe realizarse una verificación para asegurarse que haya una discriminación correcta entre el relevador escogido y los relevadores de respaldo en las subestaciones adyacentes. Si no, entonces los ajustes de tiempo de los relevadores en las subestaciones adyacentes deben de ser modificados. Además, el tiempo de operación del relevador en el interruptor del extremo opuesto de la línea debe de ser calculado, así como también los tiempos para sus relevadores de respaldo.
3. Luego, se considera una falla en el extremo opuesto de la línea con el anillo abierto y, para esta condición, se calcula el tiempo de operación del relevador más cercano a la falla y se verifica si hay una discriminación adecuada entre este y los relevadores de respaldo de las subestaciones adyacentes. Como en el caso previo, si no se logra la coordinación, entonces se debe de aumentar el ajuste del tiempo. Para este caso es importante tomar en cuenta el tiempo de operación del contacto durante la falla antes que el anillo sea abierto por la operación del primer relevador. Para realizar esto, deben usarse las expresiones siguientes:

$$t_{\text{relevador próximo a la falla}} = t_{\text{relevador adyacente con el anillo cerrado}}$$



$$+ t_{\text{relay next to fault with ring open}} \left(1 - \frac{t_{\text{adjacent relay with ring closed}}}{t_{\text{relay next to fault with ring closed}}} \right)$$

Y

$t_{\text{relevador de respaldo}} = t_{\text{relevador adyacente con el anillo cerrado}}$

$$+ t_{\text{back-up relay with ring open}} \left(1 - \frac{t_{\text{remote relay with ring closed}}}{t_{\text{back-up relay with ring closed}}} \right)$$

$t_{\text{relevador de respaldo}} \leq t_{\text{relevador adyacente a la falla}} + t_{\text{margen de discriminación}}$

3. El mismo procedimiento se repite para cada uno de los elevadores, es decir se considera la falla en las terminales asociadas del interruptor con el anillo cerrado, y luego para una falla en el lado opuesto de la línea con el anillo abierto. Este procedimiento es completado cuando no se requieran más ajustes de tiempo.

Debe de notarse que el cálculo del ajuste del tiempo basado en el tiempo de operación, garantiza la coordinación de los relevadores en el anillo, debido a que el ajuste es considerado para las condiciones más severas, es decir para una falla en las distintas barras con el anillo cerrado, y con el anillo abierto. Para ilustrar los procedimientos anteriores, se considera el sistema mostrado en la figura 3.44. con un anillo de 33.5 kV conectando tres barras.

1. Los ajustes de tiempo de los relevadores inicialmente están ajustados de tal manera que la coordinación está garantizada con esos relevadores asociados a las líneas o máquinas alimentadas de las tres barras del anillo.

2. Una falla en las terminales del interruptor asociada con el relevador R_{21} , se considera primero el anillo cerrado. De la figura 3.48a, el nivel de corto circuito de las tres fases es de 5157 A

3. Los tiempos de operación de los relevadores R_{13} y R_{14} debe de ser verificados para asegurar que exista una coordinación adecuada con el relevador R_{21} . Si no, los ajustes del tiempo deben de ser incrementados.

3. Los tiempos de operación para el relevador R_{11} y su respaldo R_{22} son calculados para asegurar que la falla especificada sea eliminada con el anillo cerrado

5. El valor de la corriente de corto circuito para una falla en las terminales del interruptor asociado con el R_{11} es calculado, con el anillo abierto, de la figura 3.48b, este valor es de 2471 A.

3. Los tiempos de operación para el relevador R_{11} y su relevador de respaldo R_{22} son calculados para esta condición con las siguientes expresiones:

$t_{\text{Relevador } R_{11} \text{ próximo a la falla}} = t_{\text{Relevador adyacente con el anillo cerrado}}$

$$+ t'_{R_{11}} \text{ relay next to fault with ring open} \left(1 - \frac{t_{R_{21}} \text{ adjacent relay with ring closed}}{t_{R_{11}} \text{ relay next to fault with ring closed}} \right)$$

Y

$$t^{II}_{R_{22}} \text{ Relevador de respaldo} = t_{R_{21}} \text{ Relevador remoto con el anillo cerrado}$$

$$+ t'_{R_{22}} \text{ back-up relay with ring open} \left(1 - \frac{t_{R_{21}} \text{ remote relay with ring closed}}{t_{R_{22}} \text{ back-up relay with ring closed}} \right)$$

Donde: t = tiempo de operación del relevador para la falla inicial con el anillo cerrado;
 t' = tiempo de operación del relevador con una nueva topología después de que el relevador opera;
 t^{II} = tiempo de operación del relevador considerando la nueva topología y tomando en cuenta el tiempo de operación.

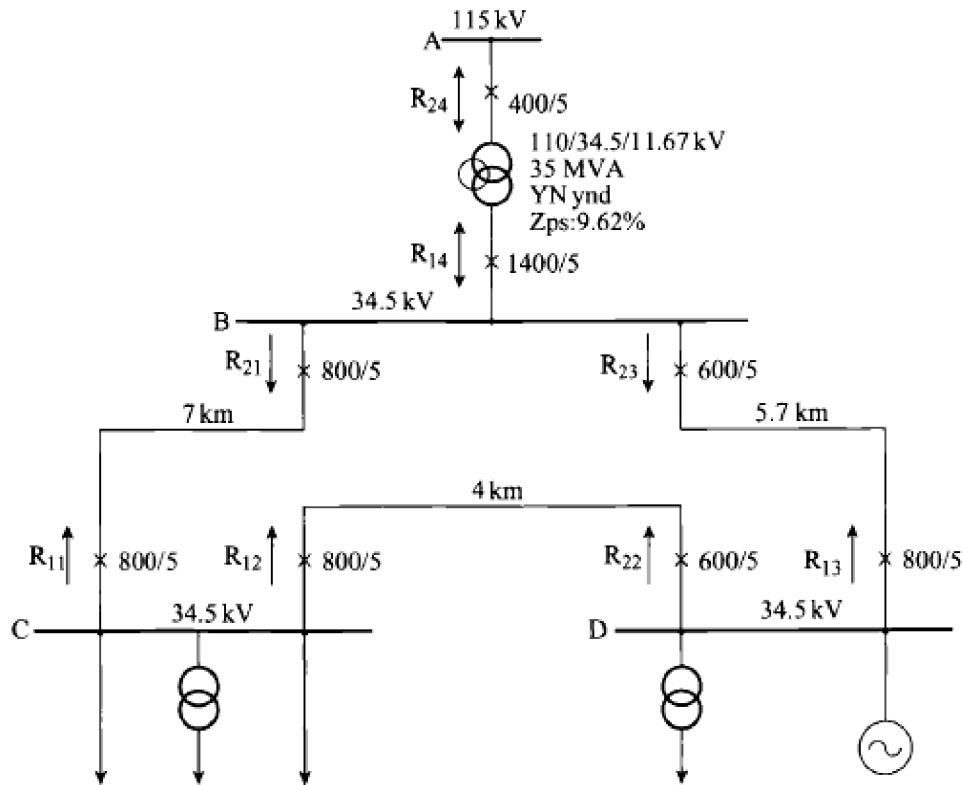


Figura 3.47 Sistema en anillo para ilustrar el procedimiento de ajuste de los elevadores direccionales de sobrecorriente.

3. Finalmente, el ajuste de tiempo del relevador R_{22} debe de ser verificado para confirmar que satisface la expresión.

$$t^{II}_{R_{22}} \leq t^{II}_{R_{11}} + t_{\text{margen de discriminación}}$$



Este procedimiento es repetido para todos los relevadores en el anillo, la tabla 3.1 resume los pasos como guía para completar este ejercicio de coordinación

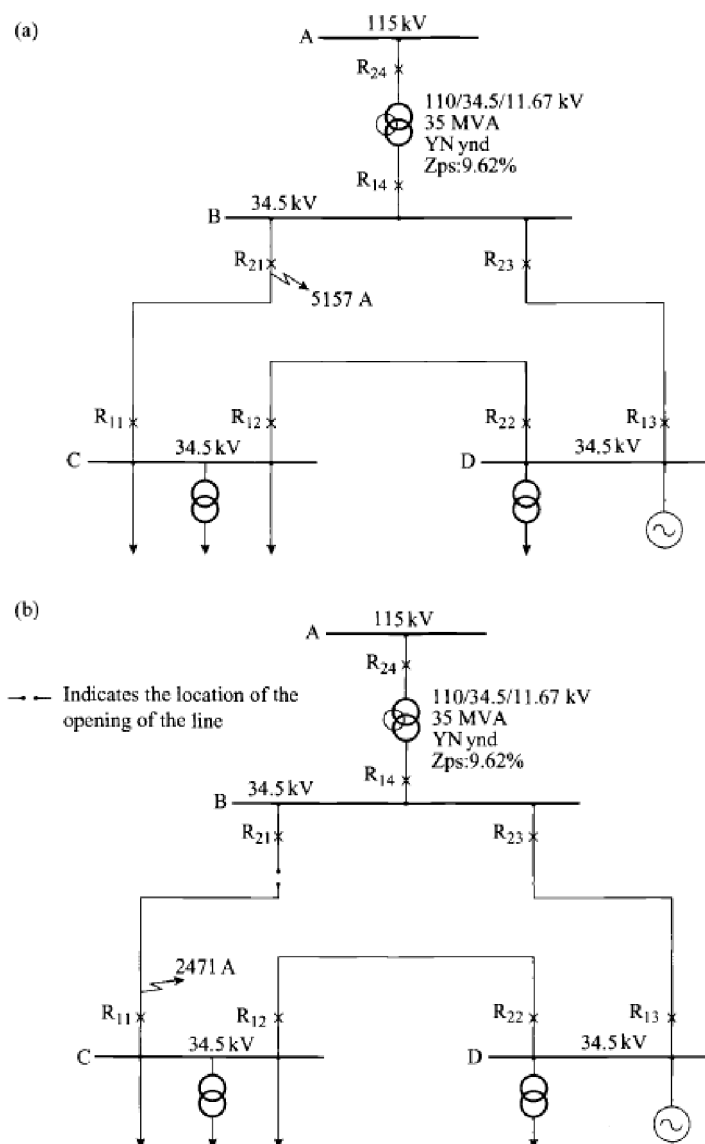


Figura 3.48 Corrientes de corto circuito para fallas en el interruptor: (a) falla asociada con R_{21} con el anillo cerrado; (b) falla asociada con R_{11} con el anillo abierto en R_{21}

Fault at	Topology of the ring	Calculation	Co-ordination check
B ₂₁	closed	$t_{R21}, t_{R11}, t_{R22}$	t_{R13}, t_{R14}
B ₁₁	open	$t'_{R11}, t'_{R22}, t''_{R11}$	t''_{R22}
B ₁₂	closed	$t_{R12}, t_{R22}, t_{R23}$	t_{R21}
B ₂₂	open	$t'_{R22}, t'_{R23}, t''_{R22}$	t''_{R23}
B ₁₃	closed	$t_{R13}, t_{R23}, t_{R14}, t_{R11}$	t_{R12}
B ₂₃	open	$t'_{R23}, t'_{R14}, t'_{R11}, t''_{R23}$	t''_{R14}, t''_{R11}
B ₁₁	closed	$t_{R11}, t_{R21}, t_{R14}, t_{R13}$	t_{R22}
B ₂₁	open	$t'_{R21}, t'_{R14}, t'_{R13}, t''_{R21}$	t''_{R13}, t''_{R14}
B ₂₂	closed	$t_{R22}, t_{R12}, t_{R21}$	t_{R23}
B ₁₂	open	$t'_{R12}, t'_{R21}, t'_{R12}$	t'_{R21}
B ₂₃	closed	$t_{R23}, t_{R13}, t_{R12}$	t_{R14}, t_{R11}
B ₁₃	open	$t'_{R13}, t'_{R12}, t''_{R13}$	t''_{R12}

Tabla 3.1 Resumen de los procedimientos para el ajuste de tiempo en el sistema en anillo de la figura 3.47

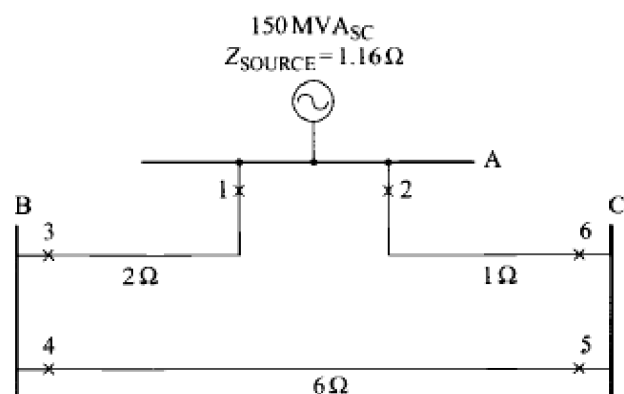


Figura 3.49 Red para el ejercicio 3.1