PROTECCIONES ELÉCTRICAS

ARTICULO ESCRITO POR EL INGENIERO

RENZO TAMASCO AMADOR
ING DE PROTECCIONES
COLOMBIA

AGOSTO DE 2007

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 1
2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN 2
3. ZONAS DE PROTECCIÓN 3
4. CONFIABILIDAD 4
4.1. Diseño 5
4.2. Ajustes 5
4.3. Pruebas 5
4.4. Deterioro 5
5. SELECTIVIDAD 5
5.1. Tiempo de coordinación 5
5.2. Sistemas unitarios 6
6. ESTABILIDAD 6
7. VELOCIDAD 6
8. SENSIBILIDAD 6
9. PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO 6
10. DISPOSITIVOS DE SALIDA DE LOS RELÉS 7
10.1. Sistemas de contacto 7
11. TECNOLOGÍAS DE RELÉS 8
11.1. Relés electromecánicos 8
11.2. Relés estáticos 9
11.3. Relés digitales y relés numéricos 9
12. TRANSFORMADORES DE MEDIDA 11
12.1. Transformador de Potencial (TP) 11
12.2. Transformador de Corriente (TC) 12
13. PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN 13
13.1. Protección de sobrecorriente 14
13.2. Protección de sobre o bajo voltaje 18
13.3. Protección de sobrecorriente direccional 18
13.4. Protección diferencial de transformador 22
13.5. Protección distancia 24
13.6. Protección de baja frecuencia 30
13.7. Recierre automático 31
14. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE 35
14.1. Discriminación por tiempo. 35
14.2. Discriminación por corriente. 35
14.3. Discriminación por tiempo y corriente. 36
14.4. Aplicación del disparo por sobrecorriente instantánea 44

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Zonas de protección 3
Figura 2. Interruptor en zonas superpuestas 3
Figura 3. Zonas de protección reales en un interruptor 4
Figura 4. Zonas de protección en un sistema de potencia 4
Figura 5. Relé electromecánico de tiempo instantáneo 8
Figura 6. Relé electromecánico temporizado 8
Figura 7. Diagrama de bloques de un relé numérico 10
Figura 8. Transformador de potencial 11
Figura 9. Transformador de corriente 12
Figura 10. Curvas normalizadas de tiempo inverso 16
Figura 11. Curvas de tiempo inverso con diferente dial 17
Figura 12. Diagrama de conexión de relés de sobrecorriente 18
Figura 13. Diagrama de conexión de dos de relés de fases y un relé de tierra 18
Figura 14. Conexión cuadratura para relé direccional 19
Figura 15. Conexión cuadratura – característica 30° 19
Figura 16. Conexión cuadratura – característica 45° 20
Figura 17. Conexión delta abierta para obtener voltaje residual 21
Figura 18. Conexión de una protección diferencial de transformador 22
Figura 19. Protección diferencial de transformador – falla interna 22
Figura 20. Protección diferencial de transformador – falla externa 22
Figura 21. Protección diferencial con transformadores de adaptación 24
Figura 22. Característica típica de tiempo/distancia para la protección de distancia 26
Figura 23. Protección distancia - característica MHO 28
Figura 24. Protección distancia – característica cuadrilateral 29
Figura 25. Operación de un esquema de recierre automático sencillo para una falla transitoria 33
Figura 26. Operación de un esquema de recierre automático sencillo para una falla permanente 34
Figura 27. Curvas inversas para dos relés a distinto nivel de tensión 39

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es generar y suministrar la energía eléctrica a los consumidores. El sistema debe estar diseñado y operado para entregar esta energía a los puntos de utilización tanto con confiabilidad como con economía. Si los cortes de energía son frecuentes o prolongados, se ve afectada la rutina normal de la sociedad, por lo que se debe hacer énfasis en la confiabilidad y seguridad del suministro. Ya que los requerimientos de confiabilidad y economía son ampliamente opuestos, el diseño del sistema de potencia es inevitablemente un compromiso.

Un sistema de potencia comprende diversos elementos. Muchos de estos elementos son muy costosos, por eso el sistema de potencia representa una gran inversión de capital. Para maximizar el retorno de esa inversión, el sistema debe utilizarse en lo posible, dentro de los controles aplicables de seguridad y confiabilidad del suministro. Más importante, sin embargo, es que el sistema de potencia debe ser operado de una forma segura todo el tiempo.

No importa qué tan bien diseñado sea, las fallas siempre ocurrirán en un sistema de potencia, y estas fallas pueden representar un peligro para las personas y/o para las propiedades. El poder destructivo del arco de una falla de alta corriente es bastante elevado; puede fundir los conductores o soldar las láminas del núcleo de los transformadores o generadores en un tiempo muy corto, en tiempos de milisegundos. Aún lejos de la falla misma, las altas corrientes de falla pueden causar daño en una planta si ella continúa por más de unos pocos segundos. La provisión de una protección adecuada para detectar y desconectar elementos del sistema de potencia en el evento de una falla es por lo tanto una parte integral en el diseño del sistema de potencia. Solo de esta manera se pueden cumplir los objetivos del sistema de potencia y la inversión puede estar protegida.

Esta es la medida de la importancia de los sistemas de protección aplicados en los sistemas de potencia.

La función principal de un sistema de protección es detectar y aislar las fallas que ocurren en el sistema de potencia.

La cantidad de fallas que ocurren en el sistema depende del elemento fallado.

ELEMENTO	FALLAS %
Líneas de transmisión a tierra	28
Líneas de transmisión más de una fase	5
Cable	9
Equipos de Maniobra	10
Equipos de Generación	7
Equipos de transformación	12
Redes de Distribución	29

2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Las definiciones siguientes son utilizadas generalmente en relación con la protección del sistema de potencia:

- Equipo de protección: un conjunto de dispositivos de protección (relés, fusibles, etc.). Se excluyen dispositivos como TC's, mini interruptores, contactores, etc.
- Sistema o esquema de protección: un conjunto completo de equipos de protección (relés) y otros dispositivos (TP's, TC's, baterías, mini interruptores, etc.) requeridos para lograr una función específica con base en la protección principal.

Para cumplir los requerimientos de protección con la rapidez óptima para los diferentes tipos de configuraciones, condiciones de operación y características de construcción del sistema de potencia, ha sido necesario desarrollar muchos tipos de relés que respondan a varias funciones de las variables del sistema de potencia (corriente, voltaje, frecuencia, potencia, impedancia, etc.)

Por ejemplo, la medida de la magnitud de la corriente de falla es suficiente en algunos casos, pero la medida de la potencia o la impedancia puede ser necesaria en otros casos. Frecuentemente los relés miden funciones complejas de las variables del sistema de potencia, las cuales solamente se pueden leer o expresar de forma gráfica o matemática.

Los relés se pueden clasificar de acuerdo con la tecnología utilizada:

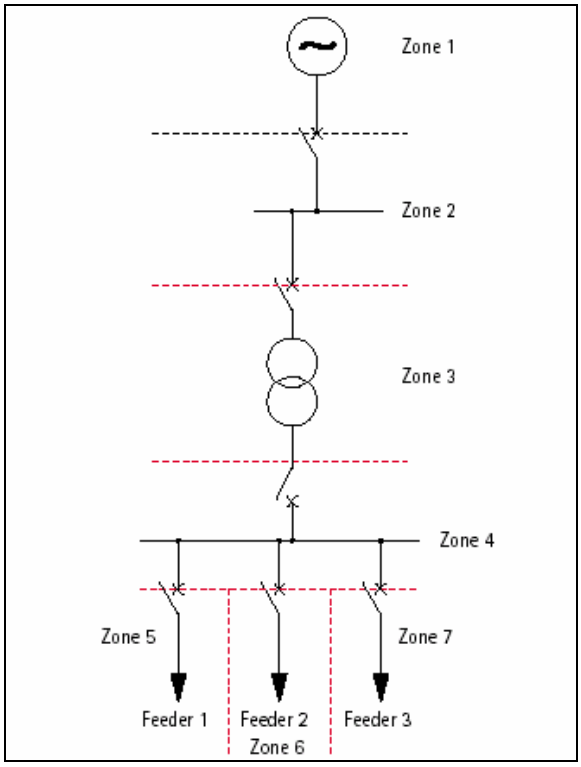
- Electromecánico.
- Estático.
- Digital.
- Numérico

Estos diferentes tipos tienen capacidades distintas, debido a las limitaciones de la tecnología utilizada.

En muchos casos no es posible proteger contra todas las fallas con un relé que responda a una sola variable del sistema de potencia. Se requiere un arreglo que utilice diferentes variables. En este caso, se pueden usar varios relés que respondan a una sola variable, o más comúnmente, un solo relé que contenga varios elementos, cada uno respondiendo a una variable distinta.

3. ZONAS DE PROTECCIÓN

Para limitar la porción del sistema de potencia que es desconectada cuando ocurre una falla, las protecciones son implementadas en zonas. El principio está mostrado en la figura 1.



Idealmente las zonas de protección deben superponerse, de tal forma que ningún área del sistema de potencia quede desprotegida. Esto se muestra en la figura 2, donde el interruptor está incluido en ambas zonas.

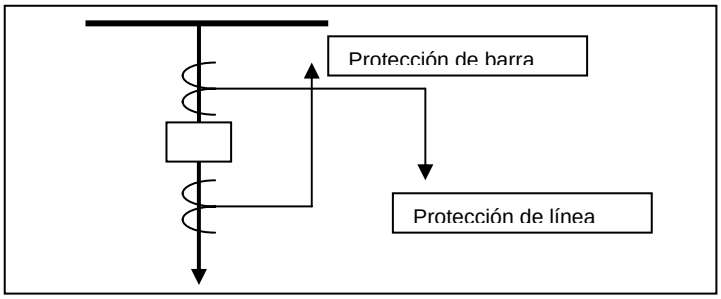


Figura 2. Interruptor en zonas superpuestas

Por razones prácticas físicas y económicas, este ideal no siempre se consigue. En la mayoría de los casos, los transformadores de corriente solamente están disponibles a un lado del interruptor, como en la figura 3.

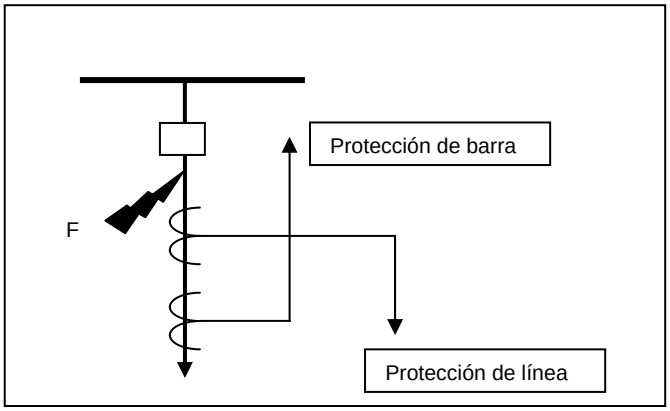


Figura 3. Zonas de protección reales en un interruptor

En este caso hay una zona entre el interruptor y los transformadores de corriente que no está completamente protegida en caso de una falla en dicha zona. Una falla en **F** hace operar la protección de barra y abre el interruptor pero la falla puede seguir siendo alimentada a través de la línea.

El punto de conexión de la protección con el sistema de potencia usualmente define la zona y corresponde con la ubicación de los transformadores de corriente. La figura 4 ilustra un caso típico de zonas superpuestas.

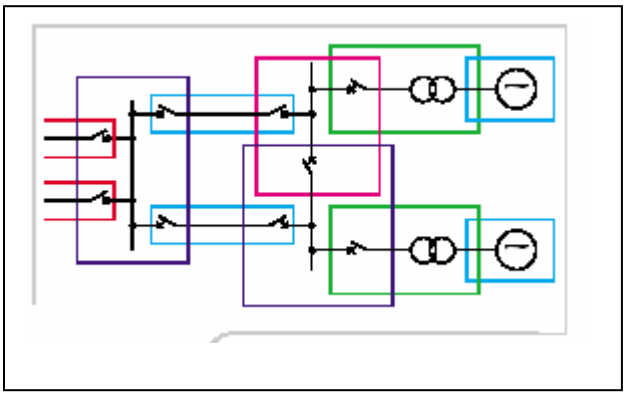


Figura 4. Zonas de protección en un sistema de potencia

4. CONFIABILIDAD

La operación incorrecta de un esquema de protección se puede atribuir a una de las siguientes clasificaciones:

- Ajustes o diseño incorrecto.
- Pruebas incorrectas.
- Deterioro

4.1. Diseño

El diseño de un esquema de protección es de enorme importancia. Esto es para asegurar que el sistema operará bajo todas las condiciones requeridas, e igualmente importante, restringir la operación cuando sea requerido (incluyendo que se restrinja por fallas fuera de la zona de protección).

4.2. Ajustes

Es esencial asegurar que los ajustes estén bien escogidos para los relés y sistemas de protección, los cuales deben tener en cuenta los parámetros primarios del sistema, incluyendo fallas y valores de carga. Las características de los sistemas de potencia cambian con el tiempo, debido a cambios en las cargas, ubicación tipo y cantidad de generación, etc. Por lo tanto, los valores de ajustes de los relés deben ser verificados en intervalos apropiados para asegurarse que son aún apropiados. De otra forma, puede ocurrir una operación no deseada o que no operen las protecciones cuando se requiera.

4.3. Pruebas

Una prueba extensa es tan importante, y dicha prueba debe cubrir todos los aspectos del esquema de protección así como reproducir condiciones operativas y ambientales tan cerca de lo posible. Las pruebas tipo de los equipos de protección de normas reconocidas cumplen muchos de estos requerimientos, pero puede ser aún necesario probar el esquema de protección completo (relés, transformadores de corriente y otros elementos adicionales) y las pruebas deben simular condiciones de falla tan real como se pueda.

4.4. Deterioro

Aún cuando la instalación se encuentre en perfectas condiciones, el deterioro de los equipos tendrá lugar y eventualmente podrá interferir con el correcto funcionamiento del sistema. Por ejemplo, los contactos de los relés se pueden fundir debido a operaciones frecuentes, o corroer debido a la contaminación atmosférica, las bobinas y otros circuitos se pueden abrir, los componentes electrónicos y los dispositivos auxiliares pueden fallar, y las partes mecánicas se pueden atorar.

El tiempo entre las operaciones de los relés de protección pueden ser años en vez de días. Durante este período los defectos se pueden haber desarrollado sin ser notados hasta que se revelan cuando falla el sistema de protección en respuesta a una falla en el sistema de potencia. Por esta razón, los relés deben ser probados regularmente para verificar su correcta operación.

La prueba debe, preferiblemente, ser ejecutada sin interferir las conexiones permanentes. Esto se puede lograr aprovisionándose de suiches y bloques de prueba.

5. SELECTIVIDAD

Cuando ocurre una falla, se requiere que el esquema de protección dispare solamente aquellos interruptores cuya operación sea necesaria para aislar la falla. Esta propiedad de selectividad es llamada también "discriminación" y es lograda por dos métodos generales.

5.1. Tiempo de coordinación

Los sistemas de protección en zonas sucesivas están ubicados para operar en tiempos que están coordinados a través de la secuencia de equipos de tal forma que ante la ocurrencia de una falla, aunque varios equipos de protección respondan, solamente aquellos relevantes a la zona fallada

completan la función de disparo. Los otros ejecutan una operación incompleta y luego hacen un reset. La velocidad de la respuesta a menudo dependerá de la severidad de la falla, y generalmente serán más lentos que un sistema unitario.

5.2. Sistemas unitarios

Es posible diseñar sistemas de protección que respondan solamente a condiciones de falla que ocurran dentro de una zona claramente definida. Este tipo de sistema de protección es conocido como "protección unitaria". Ciertos tipos de protecciones unitarias son conocidas por nombres específicos, por ejemplo, falla a tierra restringida y protección diferencial. Ya que la protección unitaria no implica tiempos de coordinación, es relativamente rápida en la operación. La velocidad de la respuesta es sustancialmente independiente de la severidad de la falla.

6. ESTABILIDAD

El término estabilidad usualmente está asociado con los esquemas de protección unitarios y se refiere a la habilidad del sistema de protección de no ser afectado por condiciones externas a la zona protegida.

7. VELOCIDAD

La función de los sistemas de protección es aislar las fallas en el sistema de potencia tan rápido como sea posible. El principal objetivo es permitir la continuidad del servicio, despejando cada falla antes de que conlleve a una pérdida general de sincronismo y el consecuente colapso del sistema de potencia.

8. SENSIBILIDAD

Sensibilidad es un término usado frecuentemente cuando nos referimos al nivel de operación mínimo (corriente, voltaje, potencia, etc.) de los relés o esquemas de protección. Se dice que el relé o el esquema es sensible si los parámetros primarios de operación son bajos.

9. PROTECCIÓN PRINCIPAL Y DE RESPALDO

La confiabilidad del sistema de protección incluye el uso de más de un sistema de protección operando en paralelo. En el evento de una falla o no disponibilidad de la protección principal, se debe asegurar que la falla sea aislada por otros medios. Estos sistemas secundarios son conocidos como protección de respaldo.

La protección de respaldo se puede considerar como local o remota. La protección de respaldo local se logra con protecciones que detecten una falla en el sistema que no es despejada por la protección principal, la cual luego dispara su propio interruptor, por ejemplo, protecciones de sobrecorriente de tiempo coordinado. La protección de respaldo remota se consigue por protecciones que detecten una falla en el sistema que no es despejada por la protección principal en una ubicación remota y luego ejecuta un disparo local, por ejemplo la segunda o tercera zona de una protección de distancia. En ambos casos, la protección principal y la de respaldo detectan la falla simultáneamente, pero la operación de la protección de respaldo es retardada para asegurar que la protección principal despeje la falla si es posible.

Los sistemas de protección de respaldo, idealmente deben estar completamente separados del sistema de protección principal. Para lograr una completa separación, se deben duplicar los transformadores de corriente, los transformadores de voltaje, las bobinas de disparo, y los suministros de corriente directa. Este ideal raramente se consigue en la práctica. Los siguientes compromisos son típicos:

- Transformadores de corriente separados (núcleos y devanados secundarios solamente). Esto involucra un costo extra pequeño comparado con el uso de transformadores de corriente comunes que tendrían que ser de mayor capacidad debido a la carga de los equipos de protección. Con los relés numéricos o digitales no hay problemas con la carga de los mismos, así que en estos casos se prefiere tener un transformador de corriente común.
- Los transformadores de voltaje no se duplican debido a consideraciones de costo y espacio. Cada relé de protección es protegido separadamente con fusibles o mini circuit-breakers y está continuamente supervisado, proporcionando alarmas cuando haya fallas en el suministro y, cuando se requiera, prevenir una operación no deseada de la protección.
- Las alimentaciones de los circuitos de disparo deben estar separadas y protegidas con fusibles o mini circuit-breakers. Se debe proporcionar bobinas de disparo duplicadas. Los circuitos de disparo deben supervisarse continuamente.

Los relés digitales y numéricos pueden incorporar funciones de protección de respaldo, por ejemplo un relé de distancia puede tener funciones de sobrecorriente. Se obtiene una reducción en los equipos requeridos para proveer protecciones de respaldo, pero se tiene el riesgo de que una falla en un elemento común del relé, por ejemplo la fuente de alimentación, resulte en una pérdida simultánea de la protección principal y de la de respaldo.

10. DISPOSITIVOS DE SALIDA DE LOS RELÉS

Para ejecutar su función, los relés deben disponer de los medios para proveer los diferentes tipos de señales requeridas. Usualmente, contactos de diferentes tipos cumplen esta función.

10.1. Sistemas de contacto

Los relés pueden disponer de una variedad de sistemas de contactos para proveer salidas eléctricas para propósitos de disparo y señalización remota. Los tipos que se encuentran más comúnmente son los siguientes:

- Auto reset: los contactos permanecen en la condición de operación solamente mientras la falla está presente, regresando a su condición original cuando la falla es despejada.
- Reset manual o eléctrico: estos contactos permanecen en la condición de operación después de que la falla es despejada. Pueden ser normalizados en forma manual o por un elemento electromagnético auxiliar.

La mayoría de los relés de protección tienen sistemas de contacto con auto reset, los cuales, si se desea, se pueden modificar para proveer un reset mecánico utilizando elementos auxiliares. Los relés de reset manual o eléctrico se utilizan cuando se requiere mantener una señal o condición de bloqueo (lock-out).

Usualmente se requiere que el relé de protección ejecute el disparo de un interruptor de potencia, cuyo mecanismo de disparo puede ser una bobina solenoide actuando directamente sobre el mecanismo del interruptor. La potencia requerida para por la bobina de disparo del interruptor de potencia puede ser desde 50 vatios para un interruptor "pequeño", hasta 3000 vatios para interruptores de muy alto voltaje.

Por lo tanto el relé de protección debe energizar la bobina directamente o, dependiendo del tamaño de la bobina y el número de circuitos a energizar, lo puede hacer a través de otro relé auxiliar de múltiples contactos.

11. TECNOLOGÍAS DE RELÉS

En los últimos años se han visto enormes cambios en la tecnología de los relés de protección. Los relés electromecánicos en todas sus distintas formas, han sido remplazados sucesivamente por los relés estáticos, digitales y numéricos, cada cambio trayendo consigo reducciones en tamaño y mejoras en funcionalidad. Al mismo tiempo, los niveles de confiabilidad se han mantenido o incluso mejorado.

11.1. Relés electromecánicos

Estos fueron las formas iniciales de relés de protección que se utilizaron en los sistemas de potencia. Funcionan con el principio de la fuerza mecánica que causa la operación de un contacto en respuesta a un estímulo. La fuerza mecánica se genera a través del flujo de corriente en uno o más devanados de una o varias bobinas, de ahí el nombre electromecánico.

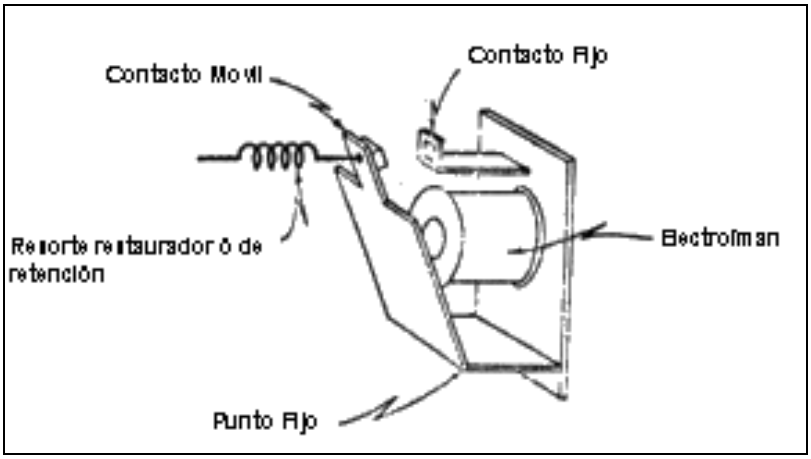


Figura 5. Relé electromecánico de tiempo instantáneo

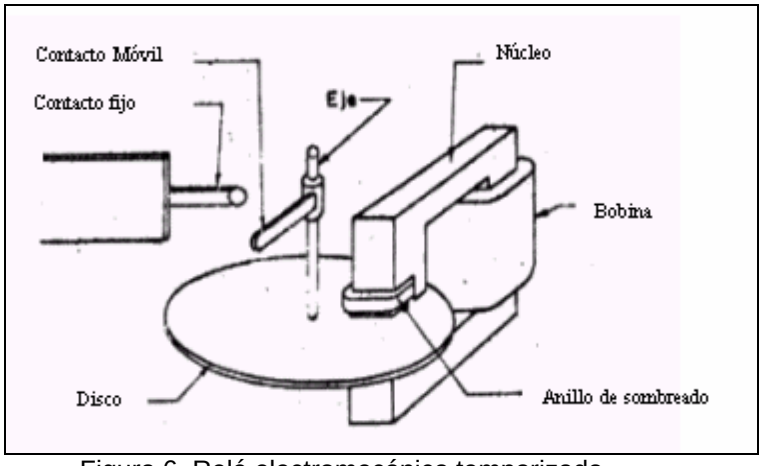


Figura 6. Relé electromecánico temporizado

11.2. Relés estáticos

El término estático se refiere a que el relé no tiene partes móviles. No es estrictamente el caso para un relé estático ya que los contactos de salida son generalmente relés mecánicos. En un relé de protección el término estático se refiere a que el relé no utiliza partes móviles para crear la característica del relé.

Su diseño está basado en el uso de elementos electrónicos análogos en vez de bobinas e imanes para crear la característica del relé. Las primeras versiones utilizaron elementos discretos como transistores y diodos en conjunto con resistencias, condensadores, inductores, etc., pero los avances de la electrónica permitieron el uso de circuitos integrados lineales y digitales en las versiones posteriores para el procesamiento de las señales e implementación de funciones lógicas.

11.3. Relés digitales y relés numéricos

Los relés digitales introdujeron un cambio importante de tecnología. Los circuitos análogos utilizados en los relés estáticos, fueron remplazados por microprocesadores y microcontroladores, para implementar las funciones de los relés.

Comparados con los relés estáticos, los relés digitales utilizan conversión análoga/digital (A/D) de todas las variables análogas medidas.

Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología. Típicamente utilizan un procesador de señal digital (DSP), acompañado de un software asociado.

La continua reducción en el costo de los microprocesadores y de los elementos digitales asociados, lleva naturalmente a que un solo equipo es utilizado para proveer un rango de funciones que anteriormente eran implementadas por equipos separados.

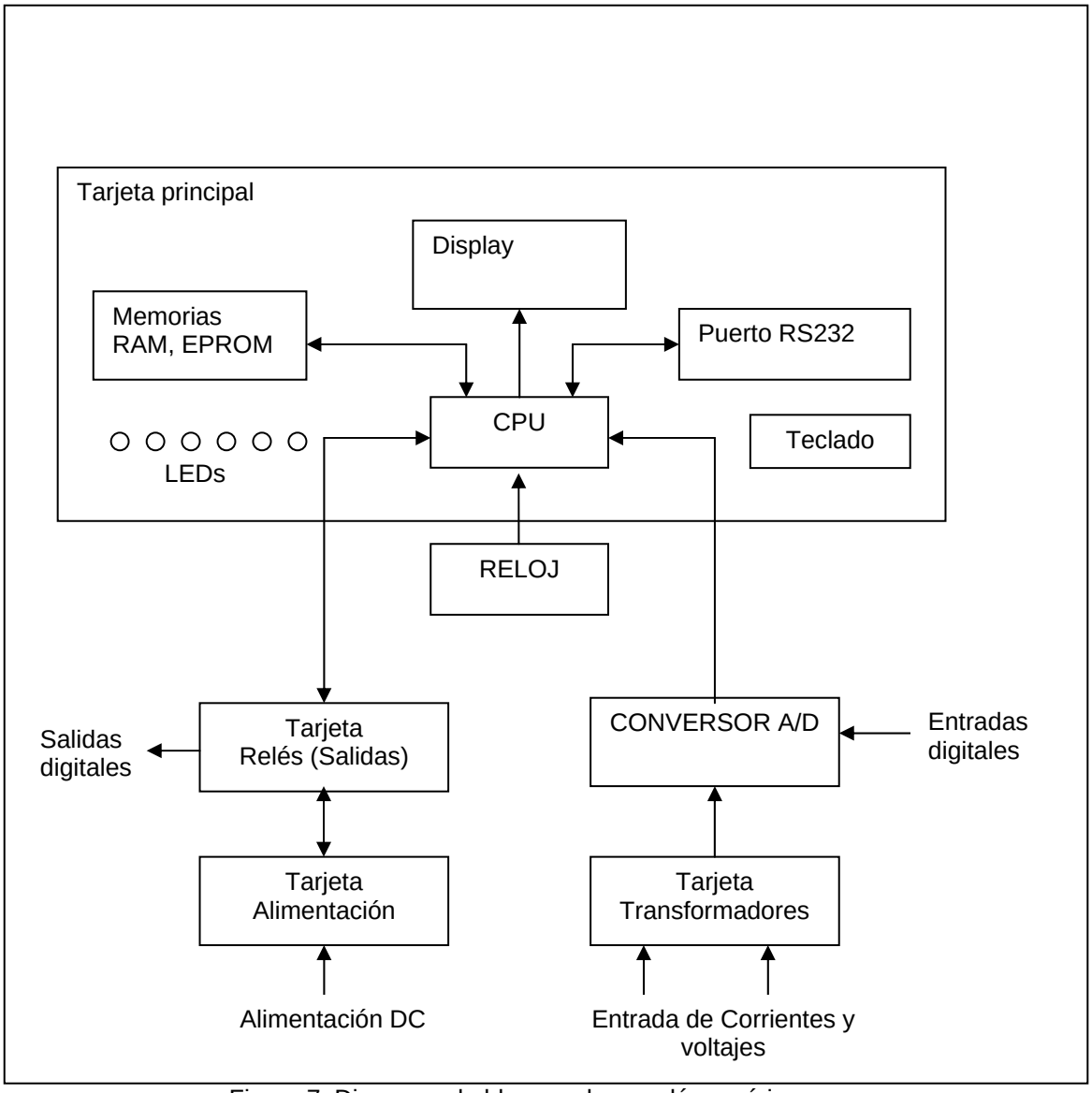


Figura 7. Diagrama de bloques de un relé numérico

12. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

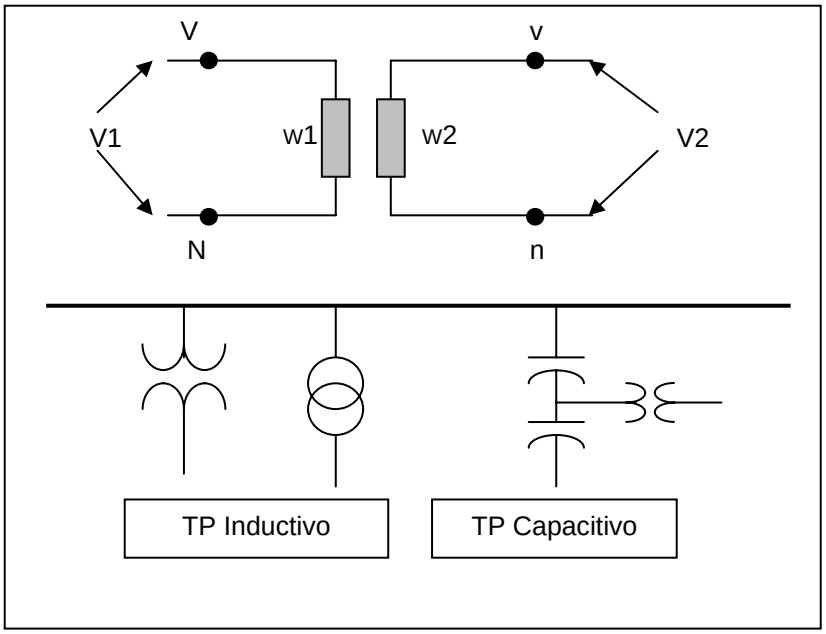
Son elementos que tienen la función de reducir los voltajes y las corrientes a magnitudes acordes con los equipos de protección y medida.

12.1. Transformador de Potencial (TP)

El transformador de potencial es el elemento en el cual la tensión secundaria es prácticamente proporcional a la tensión primaria.

$$\frac{V1}{V2} = \frac{W1}{W2}$$

Figura 8. Transformador de potencial



Los voltajes nominales establecidos en la placa característica del TP son los voltajes primarios y secundarios para los cuales se ha diseñado el transformador.

El voltaje primario de los transformadores de potencial para la conexión entre líneas en un sistema trifásico debe ser igual al voltaje nominal del sistema al cual se conectan. El voltaje nominal del transformador para la conexión entre una línea de un sistema trifásico y tierra o al neutro del sistema debe ser 1/√3 veces el valor del voltaje nominal del sistema. El voltaje secundario se varía dependiendo del tipo de norma de construcción

Generalmente los valores normalizados son:

IEC = 100, 110, 100/√3, 110/√3, 115, 115/√3
ANSI = 120 y 120/√3 para transformadores menores de 25 KV y 115 y 115/√3 para los mayores de 34 KV

Se denomina relación de transformación de potencial (RTP) a la relación entre el voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, por ejemplo:

V nominal primario = 13800
V nominal secundario = 115

$$RTP = \frac{V_{primario}}{V_{\sec undario}} = \frac{13800}{115} = 120$$

V nominal primario = 13800/√3
V nominal secundario = 120/√3

$$RTP = \frac{V_{primario}}{V_{\sec undario}} = \frac{13800/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}} = 115$$

12.2. Transformador de Corriente (TC)

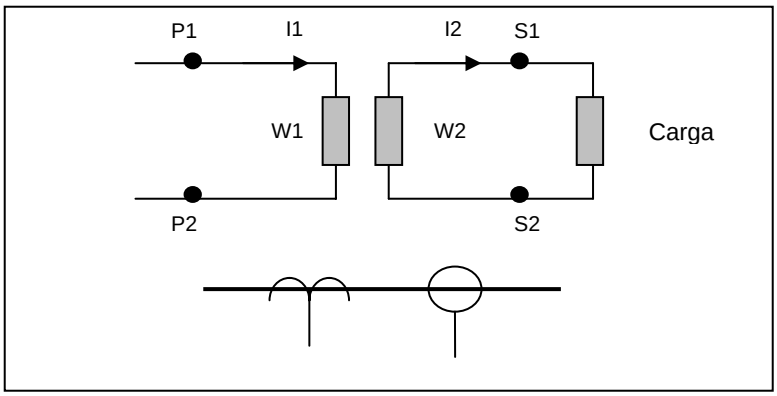
Es un transformador de instrumentación en el cual la corriente secundaría es prácticamente proporcional a la corriente primaría y circula por un circuito cerrado a través de los devanados de corriente de los equipos conectados

$$\frac{I1}{I2} = \frac{W2}{W1}$$

Figura 9. Transformador de corriente

Las corrientes primarias nominales son los valores establecidos en las placas de características para los cuales está diseñado el transformador.

Existen los de relación sencilla:



IEC: 10 - 12.5 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y sus múltiplos decimales.

ANSI: 10 - 15 - 25 - 40 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 600 - 800 - 1200 - 1500 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 -- 6000 8000 - 12000 amperios

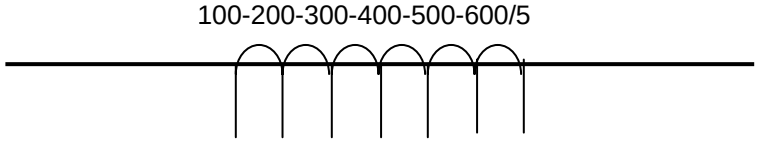
Las corrientes secundarias nominales son los valores recomendados por la IEC para corriente nominal secundaria: 1, 2 y 5 AMP. El valor normalizado por la ANSI es de 5 AMP.

Se denomina relación de transformación de corriente (RTC) a la relación entre la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria, por ejemplo:

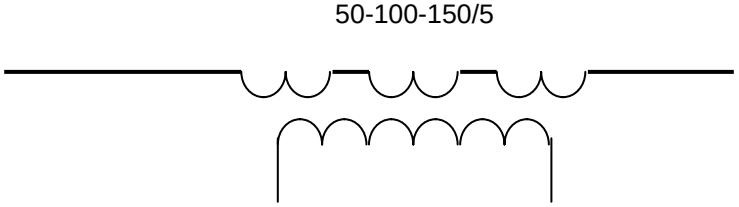
I nominal primaria = 600
I nominal secundaria = 5

$$RTC = \frac{I_{primaria}}{I_{secundaria}} = \frac{600}{5} = 120$$

Cuando se tiene una bobina secundaria con múltiples derivaciones, las combinaciones de éstas dan diferentes relaciones. Se denominan "Multi-ratio" y por ejemplo un transformador de 600/5 tendría relaciones de valores secundarios 100 – 200 – 300 – 400 – 500 – 600/5.



Igualmente se puede tener un TC con dos o tres devanados primarios, por ejemplo un TC de 150/5 tendrá relaciones de 50-100-150/5, dependiendo de cómo esté conectado el TC en el lado primario.



Los transformadores de corriente pueden tener más de un núcleo del lado secundario, los cuales se utilizan por lo general al menos uno para medida y el resto de núcleos para las protecciones. Entonces, por ejemplo, un TC de relación 600/5 con 3 núcleos secundarios se especifica de relación 600/5/5/5

13. PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN

Se mencionó anteriormente que los relés dependen de la variable del sistema de potencia a la cual respondan, como corriente, voltaje, frecuencia, etc.

Por lo tanto, podemos encontrar protecciones de diferentes tipos como son:

- Sobrecorriente (corriente)
- Sobre o bajo voltaje (voltaje)
- Sobrecorriente direccional (corriente, voltaje)
- Diferencial de transformador o diferencial de barra (corriente)
- Distancia (corriente, voltaje)
- Baja o sobre frecuencia (frecuencia, voltaje)

13.1. Protección de sobrecorriente

Es la protección que responde cuando la corriente que circula por él supera un valor establecido.

Posee unos ajustes básicos, los cuales se definen a continuación.

TAP. Se define como el valor de ajuste necesario para que los contactos operen. Existe el ajuste tipo porcentual que corresponde a un valor en porcentaje de la corriente nominal secundaria del relé y el ajuste directo el cual representa el valor de los amperios secundarios que circulan por él. El TAP se conoce también como el ajuste temporizado, ya que generalmente se desea que los contactos de disparo del relé se cierren después de un tiempo cuando el relé opere en respuesta a una corriente por encima del valor ajustado en el TAP.

Dependiendo del fabricante del relé, el TAP se puede representar como **Ip** o **I>** para la temporizada de fases y como **Ie** o **Ie>** para la temporizada de tierra.

Si se tiene un relé de sobrecorriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del TAP es 0.5 I/In, quiere decir que es un ajuste porcentual, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de 0.5 x 5 Amperios, es decir, 2.5 Amperios secundarios. Si los TCs en los cuales el relé está conectado son de relación 600/5, es decir, la RTC es de 120, entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de 0.5 x 5 x 120, o sea 300 Amperios primarios

En resumen, para un relé de ajuste porcentual, las corrientes de disparo secundarias y primarias se calculan de la siguiente forma:

$$I\,\mathrm{sec}\,undaria = TAP \times In$$
$$I\ \ primaria = TAP \times In \times RTC$$

de donde *In* es la corriente nominal del relé, es decir, 1 o 5 Amperios

Si se tiene un relé de sobrecorriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del TAP es 3 Amperios, quiere decir que es un ajuste directo, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de 3 Amperios secundarios. Si los TCs a los cuales el relé está conectado son de relación 200/5, es decir, la RTC es de 40, entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de 3 x 40, o sea 120 Amperios primarios.

En resumen, para un relé de ajuste directo, las corrientes de disparo secundarias y primarias se calculan de la siguiente forma:

$$I\,\mathrm{sec}\,undaria = TAP$$

$$I\ \ primaria = TAP \times RTC$$

Instantánea. Además del ajuste del TAP, el cual como habíamos mencionado, por lo general es temporizado, existe el ajuste Instantáneo cuyo nombre indica que los contactos de disparo del relé se cierran tan pronto la corriente supera éste valor ajustado. Las unidades instantáneas tiene un tiempo de operación de 5 a 50 milisegundos, dependiendo de la tecnología del relé.

El ajuste instantáneo, al igual que el TAP, puede ser porcentual o directo, de la corriente nominal del relé o del TAP.

Por ejemplo, un relé con ajuste instantáneo de 10 I/In, quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto a la corriente nominal del relé y las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la misma forma que se indicó para el TAP.

Se representa por el símbolo **I>>** para la instantánea de fases o como **Ie>>** para la instantánea de tierra.

De otro lado, un relé con ajuste instantáneo de 10 I/I> o 10 I/Ip, quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto al TAP, por lo tanto las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la siguiente manera:

$$I\,\mathrm{sec}\,undaria = TAP \times I >>$$
$$I\ \ primaria = TAP \times I >> \times RTC$$

Dial o Multiplicador de Tiempo ■ Es el sistema que determina el tiempo de operación de los contactos del relé después de haber iniciado su operación. El dial representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo o curva. Inicialmente el dial estaba asociado al ajuste temporizado, es decir al TAP, pero con el avance de la tecnología ha sido posible asignar un ajuste de dial para la instantánea en las aplicaciones en que se requiera "temporizar" la instantánea, sobre todo en los relés numéricos y algunos digitales.

Los relés de sobrecorriente temporizada operan lentamente ante valores bajos de sobrecorrientes y conforme la corriente se incrementa, el tiempo de operación disminuye. Esto quiere decir que los relés de sobrecorriente poseen una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso.

Existen varias características de tiempo inverso, las cuales están normalizadas, como son:

- Moderadamente inversa
- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Inversa de tiempo corto
- Inversa de tiempo largo

En general, en los sistemas de potencia se usan las curvas Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, especialmente ésta última cuando se está coordinando con fusibles de distribución.

Igualmente, es posible que se quiera que el relé opere en un mismo tiempo para cualquier valor de sobrecorriente, en este caso la curva deja de ser de tiempo inverso para llamarse de tiempo definido y el ajuste del DIAL corresponde a ese valor de tiempo de operación.

Para el ajuste del DIAL en las curvas de tiempo inverso, los diferentes valores de ajustes del mismo generan familias de curvas correspondientes para cada tipo.

El rango de ajustes del DIAL depende del fabricante y la tecnología del relé, pero los valores normalizados de acuerdo con cada norma son los siguientes:

Norma IEC = Dial desde 0,05 hasta 1,00
Norma ANSI = Dial desde 1,0 hasta 10,00

En el gráfico siguiente se pueden ver las características correspondientes a las curvas Normal Inversa, Muy Inversa, Extremadamente Inversa y Tiempo Definido.

Las curvas son del tipo tiempo-corriente, donde el eje vertical corresponde al tiempo de operación del relé en segundos y el eje horizontal corresponde a la corriente en número de veces el ajuste del TAP.

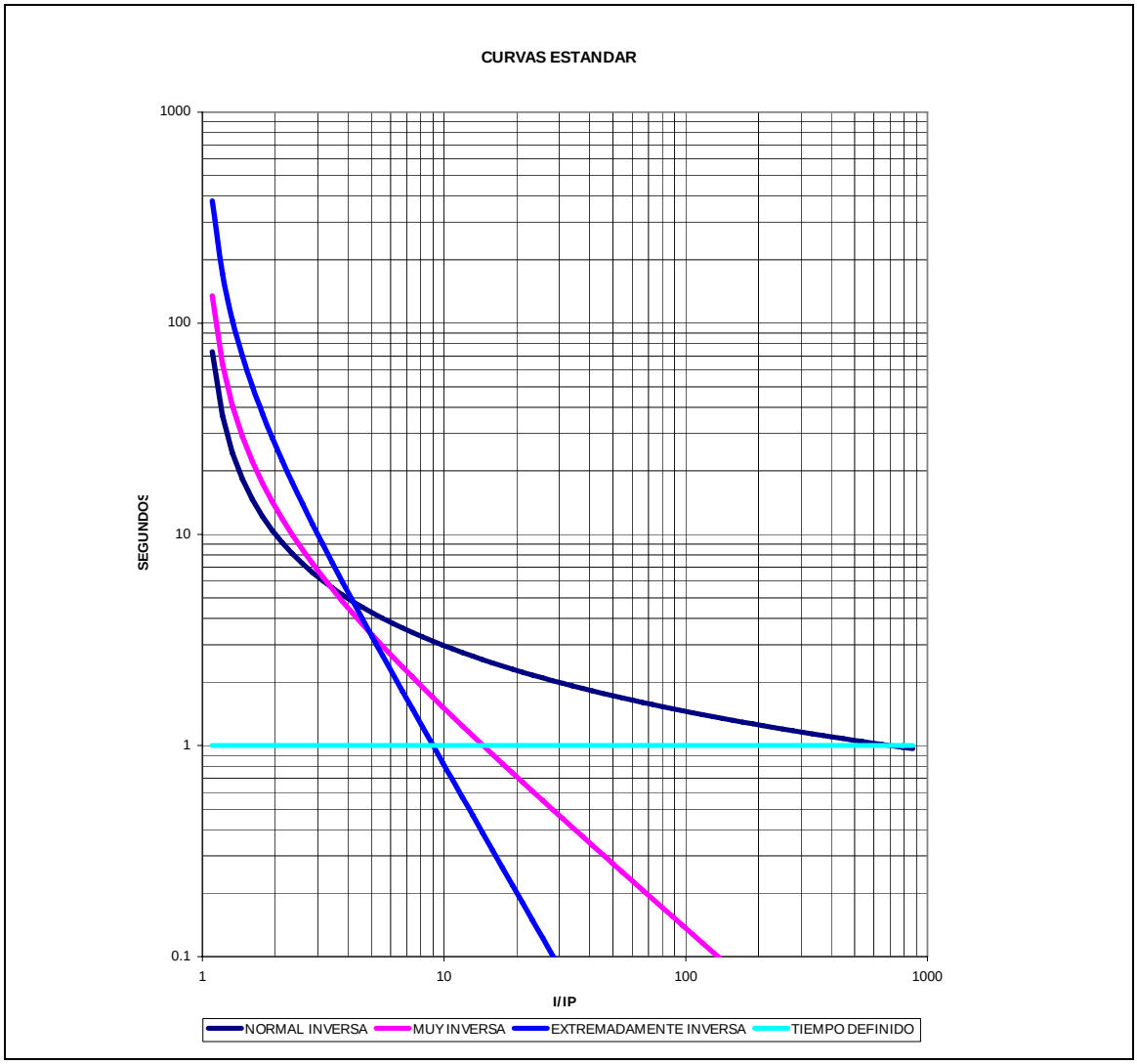


Figura 10. Curvas normalizadas de tiempo inverso

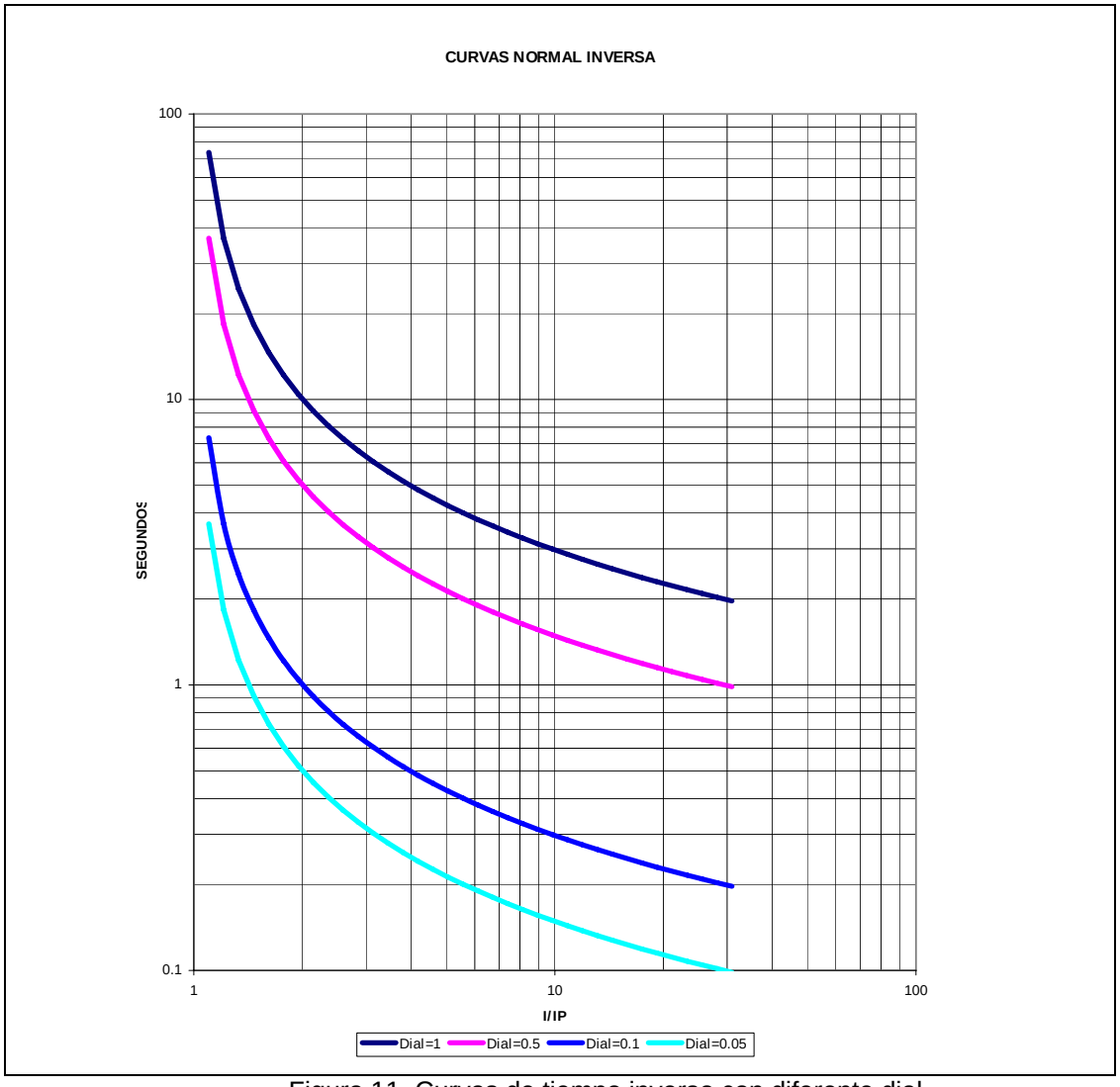


Figura 11. Curvas de tiempo inverso con diferente dial

Diagrama de conexión: la conexión de típica de los relés de sobrecorriente es con los TCs en estrella y con cada fase de corriente entrando a cada relé de fase, mientras que al relé de tierra entra la suma de las corrientes de fases o corriente residual ***3Io***.

Igualmente se puede disponer de solo dos relés de fases y un relé de tierra con lo que el elemento sigue siendo protegido totalmente.

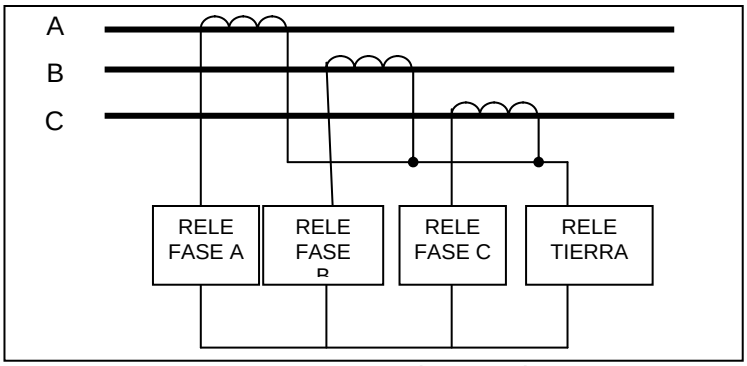
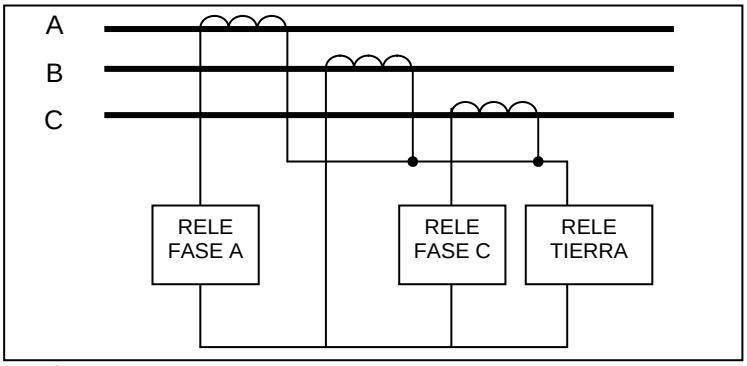


Figura 12. Diagrama de conexión de relés de sobrecorriente

Figura 13. Diagrama de conexión de dos de relés de fases y un relé de



tierra

13.2. Protección de sobre o bajo voltaje

Es la protección que responde cuando la tensión aplicada a él está por encima o por debajo de un valor establecido.

Al relé de bajo voltaje se le conoce también como relé de subtensión.

Los ajustes básicos son el voltaje de disparo en voltios secundarios o en porcentaje de la tensión nominal del relé y el tiempo de operación, generalmente en el orden de segundos.

13.3. Protección de sobrecorriente direccional

Se utiliza cuando la corriente puede fluir en ambas direcciones y se necesita que la protección opere en un sentido en particular (hacia delante o hacia atrás). Es básicamente una protección de sobrecorriente en la que además de tener entradas de corrientes también tiene entradas de voltajes y dependiendo del ángulo formado entre las corrientes y los voltajes, la protección detecta el sentido de flujo de la corriente.

Se utilizan en redes en anillo o en líneas paralelas.
Posee los mismos ajustes básicos de una protección de sobrecorriente y adicionalmente tienen un ajuste denominado Ángulo de Máximo Torque (MTA) o Ángulo de Característica del Relé (RCA), el cual corresponde al punto de mayor sensibilidad del relé.

Existen muchos tipos de conexiones dependiendo del ángulo de fase con el cual las corrientes y voltajes son aplicados al relé.

Conexión cuadratura: es la conexión más usual y consiste en que a cada fase de corriente se le aplica el voltaje que está desfasado 90º con respecto al voltaje de esa fase. Se disponen de dos tipos de características dependiendo del ángulo en que el voltaje aplicado es desfasado para obtener la máxima sensibilidad.

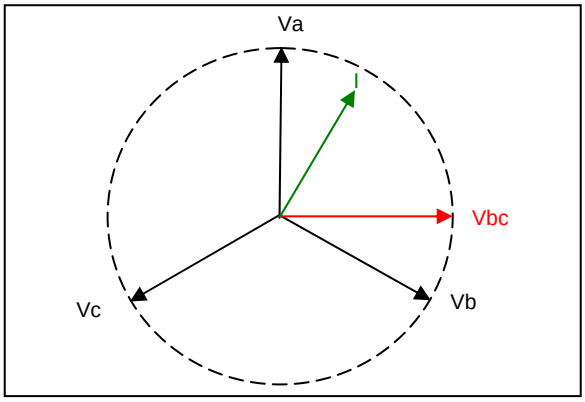


Figura 14. Conexión cuadratura para relé direccional

Conexión cuadratura - característica 30º: el voltaje aplicado al relé es desfasado 30º en dirección contraria a las manecillas del reloj. En este caso la máxima sensibilidad ocurre cuando la corriente está 60º en atraso con el voltaje. La zona de operación del relé corresponde cuando la corriente está 30º en adelanto o 150º en atraso.

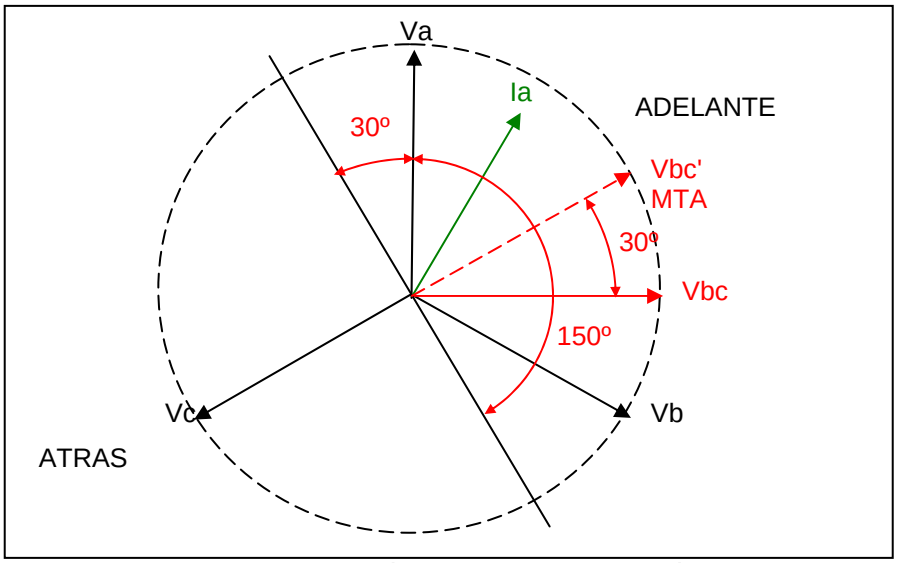


Figura 15. Conexión cuadratura – característica 30°

Conexión cuadratura característica 45º: el voltaje aplicado al relé es desfasado 45º en dirección contraria a las manecillas del reloj. En este caso la máxima sensibilidad ocurre cuando la corriente está 45º en atraso con el voltaje. La zona de operación del relé corresponde cuando la corriente está 45º en adelanto o 135º en atraso.

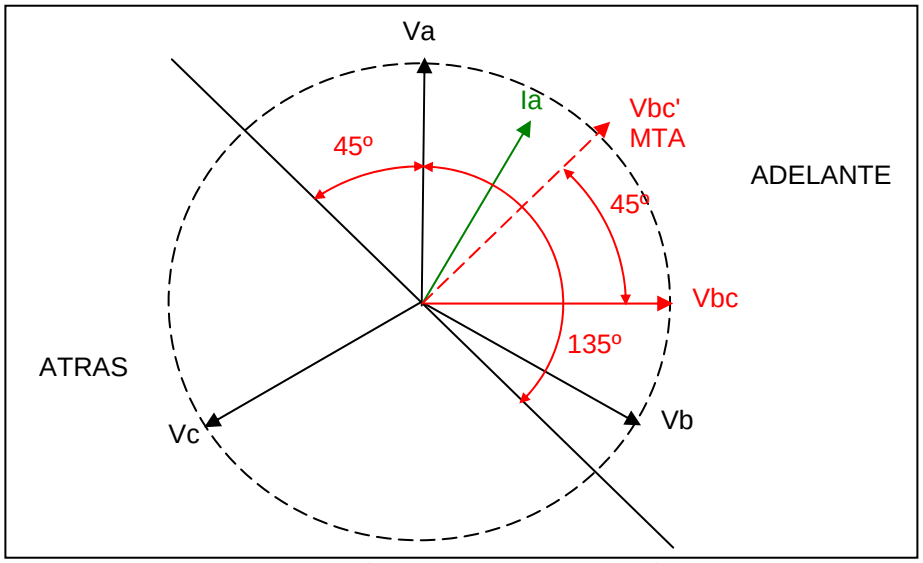
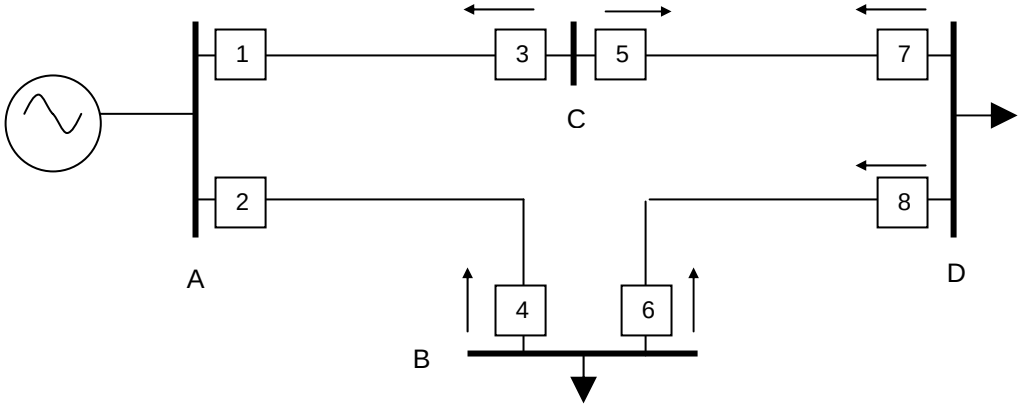


Figura 16. Conexión cuadratura – característica 45°

En los relés de sobrecorriente direccional electromecánicos y los de estado sólido, el valor del MTA es fijo. En los relés numéricos este valor puede ser seleccionado por el usuario dentro de un amplio rango de ajuste.

Los relés de sobrecorriente direccional operan solamente cuando la falla fluye en determinado sentido, por lo general hacia delante o hacia elemento protegido (línea, transformador, etc.).

Protección de sobrecorriente direccional de tierra: para detectar fallas a tierras con relés



direccionales, se utilizan protecciones que operan con el mismo principio explicado para la sobrecorriente de fases pero operando con la corriente residual ***3Io*** y el voltaje residual ***3Uo***, éste último se forma como la suma vectorial de los voltajes de fase que se obtiene conectando los secundarios de los TPs en una delta abierta. En condiciones normales el voltaje residual es cero.

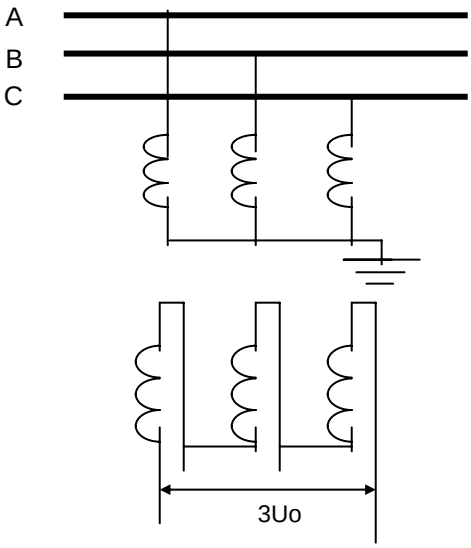


Figura 17. Conexión delta abierta para obtener voltaje residual

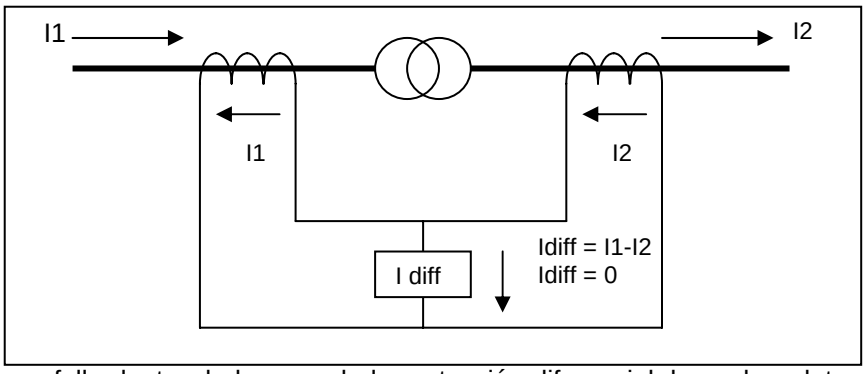
13.4. Protección diferencial de transformador

Una protección diferencial es aquella que opera cuando la diferencia fasorial de dos o más cantidades eléctricas excede un valor predeterminado. Por lo tanto podemos encontrar protección diferencial de transformador, de barras, de línea, de generador, entre otros.

La protección diferencial de transformador opera con las corrientes de cada devanado del transformador de potencia.

En condiciones normales, las corrientes I1 e I2 que entran al relé son iguales en magnitud por lo que la corriente diferencial es aproximadamente cero.

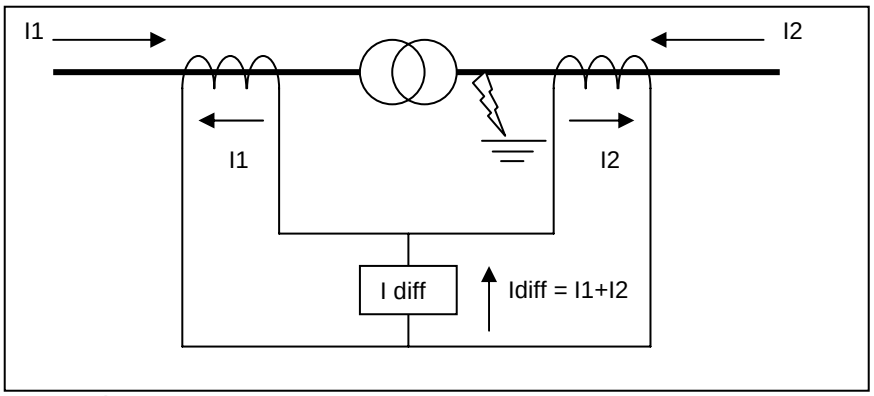
Figura 18. Conexión de una protección diferencial de transformador



Cuando ocurre una falla dentro de la zona de la protección diferencial, la cual es determinada por la ubicación física de los TCs, las corrientes I1 e I2 son diferentes, por lo tanto la corriente diferencial es diferente de cero provocando la operación de la protección.

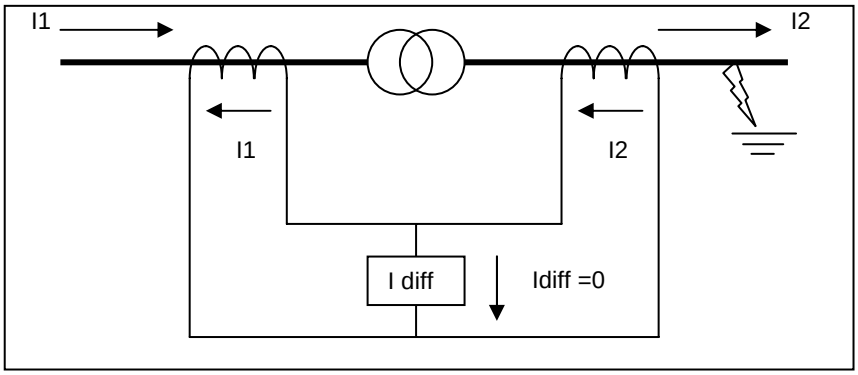
Figura 19. Protección diferencial de transformador – falla interna

Cuando la falla está ubicada fuera de la zona de la protección diferencial, se debe mantener que las corrientes I1 e I2 sean iguales para que la corriente diferencial sea cero y no ocurra una mala



operación de la protección.

Figura 20. Protección diferencial de transformador – falla externa



Al mencionar que las corrientes I1 e I2 son iguales en condiciones normales, se entiende que sucede cuando las corrientes secundarias de los TCs han sido compensadas en caso de que sea necesario, ya que realmente las corrientes primarias en los devanados del transformador de potencia son diferentes en magnitud, así como las corrientes I1 e I2 por secundario de los TCs dependiendo de la RTC.

Veamos un caso práctico donde tenemos un transformador de potencia 34.5/13.8 KV a 30 MVA.

En este caso las corrientes por devanado primario y secundario del transformador serían:

$$I1 = I_{34.5} = \frac{30000KVA}{\sqrt{3}\times 34.5KV} = 502Amp \qquad I2 = I_{13.8} = \frac{30000KVA}{\sqrt{3}\times 13.8KV} = 1255Amp$$

Si suponemos que los TCs a 34.5 y 13.8 son de relación 600/5 y 2000/5 respectivamente, entonces la corrientes por el lado secundario de los TCs serían:

$$I1 = I_{34.5}\,\text{sec} = \frac{502}{600/5} = 4.18Amp \qquad I2 = I_{13.8}\,\text{sec} = \frac{1255}{2000/5} = 3.13Amp$$

Entonces no se cumple que para condiciones normales de carga, las corrientes I1 e I2 sean iguales, por lo tanto se requiere compensar (igualar) las corrientes utilizando transformadores de adaptación con la relación necesaria como se muestra en la figura 21.

Además de lo anterior, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador de potencia, ya que a pesar de que las corrientes sean iguales en magnitud, éstas se pueden encontrar desfasadas con lo que la diferencial no será igual a cero.

Por ejemplo, si el mismo transformador anterior tiene un grupo de conexión DY1, las corrientes por el lado de baja del mismo estarán 30º en atraso con respecto a las corrientes del lado de alta. En este caso se requiere que los transformadores de adaptación igualen las corrientes tanto en magnitud como en fase por lo que se conectarían en YD11 donde la corriente es desfasada 30º en adelanto, además de ser afectada por el factor $\sqrt{3}$ debido a la conexión delta, es decir que la relación sería $3.13\sqrt{3}/4.18$ para nuestro caso particular.

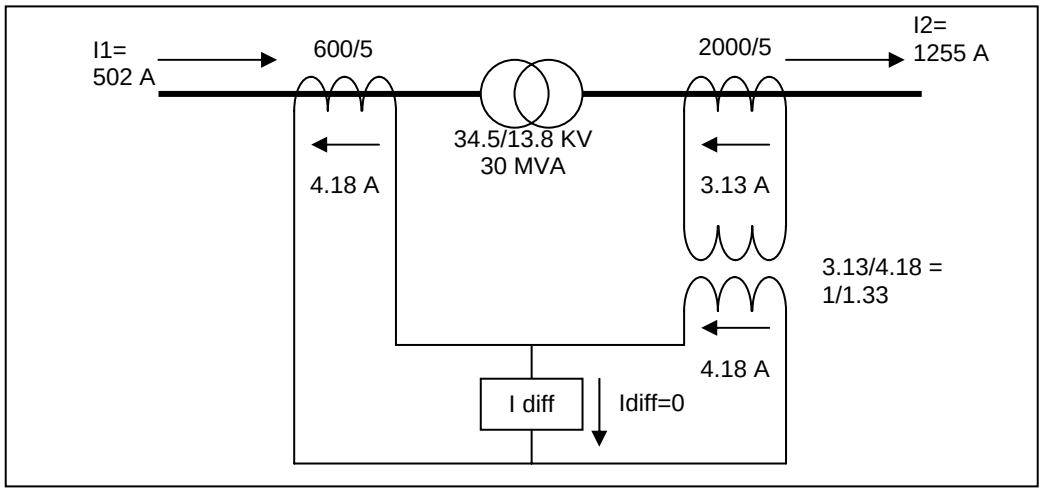


Figura 21. Protección diferencial con transformadores de adaptación

En los relés numéricos no es necesario instalar transformadores de adaptación ya que la compensación de las corrientes se hace a nivel de software, el relé requeriría los datos de RTC, potencia, tensión y grupo de conexión del transformador de potencia.

En la práctica, después de hacer todas las compensaciones requeridas, la corriente diferencial en condiciones normales nunca es exactamente igual a cero, debido a errores de precisión de los TCs, errores de medida de los relés, etc., por lo que el ajuste de la corriente diferencial con la que va a operar el relé se selecciona en un valor típico de 20-30% de la corriente nominal del relé. Es decir, que para un relé diferencial de 5 Amperios nominales, el ajuste de disparo debe estar entre 1.0 y 1.5 Amperios de corriente diferencial.

13.5. Protección distancia

Al igual que la sobrecorriente direccional, la protección distancia se utiliza para proteger líneas en redes en anillo, con la ventaja principal de que la zona de protección es virtualmente independiente de las variaciones de la fuente (condiciones de generación).

Ya que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, para la medición de la distancia es apropiado utilizar un relé capaz de medir la impedancia de la línea hasta determinado punto (alcance). Este relé está diseñado para operar solamente cuando hay falla entre la ubicación del relé y el punto de alcance seleccionado.

Opera con el principio básico de dividir la tensión entre la corriente medidos en el punto de ubicación del relé. De este valor se obtiene la impedancia aparente medida por el relé y se compara con la impedancia de alcance. Si la impedancia medida es menor que la impedancia de alcance se asume que existe una falla entre el punto de ubicación del relé y el punto de alcance.

La operación de la protección distancia lleva implícita una función direccional, esto con el fin de asegurar que el relé opere únicamente cuando hay falla hacia delante de la línea protegida. Asimismo también puede operar cuando hay falla hacia atrás de la línea pero como un respaldo de otra protección.

Zonas de protección: una cuidadosa selección de los ajustes de alcance y de los tiempos de operación de cada zona medida, provee una correcta coordinación entre relés de distancia. Una

protección de distancia básica consta de una protección Zona 1 direccional instantánea y una o más zonas temporizadas.

Zona 1: los relés electromecánicos y estáticos tienen usualmente un alcance del 80% de la impedancia de la línea protegida para la Zona 1 en forma instantánea. En relés digitales y numéricos se puede utilizar un ajuste de hasta el 85%. El margen que resulta del 15-20% es para asegurar que no hay riesgo de que la Zona 1 sobre-alcance la línea protegida debido a errores en los TCs o TPs, errores en los datos de impedancia de la línea y errores en ajuste y medida de los relés.

Zona 2: para asegurar un cubrimiento total de la línea permitiendo los errores enumerados anteriormente, el alcance del ajuste de la Zona 2 debe ser al menos del 120% de la impedancia de la línea protegida. Una práctica común es ajustar el alcance de la Zona 2 igual a la impedancia de la línea protegida más un 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta, esto para evitar que la Zona 2 de la línea protegida no se extienda más allá del alcance de Zona 1 de la protección de la línea adyacente. El tiempo de operación debe ser temporizado en el orden de los 200-250 mseg.

Zona 3: se puede implementar una protección de respaldo para fallas en las líneas adyacentes por medio de la Zona 3 la cual es temporizada para discriminar con la Zona 2 de la protección de la línea adyacente. Se debe ajustar en al menos 1.2 veces la suma de las impedancias de la línea protegida y de la línea adyacente más larga. El tiempo de operación se ajusta típicamente entre 650-1000 mseg.

Zona de reversa: se utiliza como respaldo para fallas en la barra local, aplicando un ajuste hacia atrás o no-direccional del orden del 25% del ajuste de la Zona 1. En algunos relés se ajusta como una zona adicional (Zona 4) o aplica para la Zona 3.

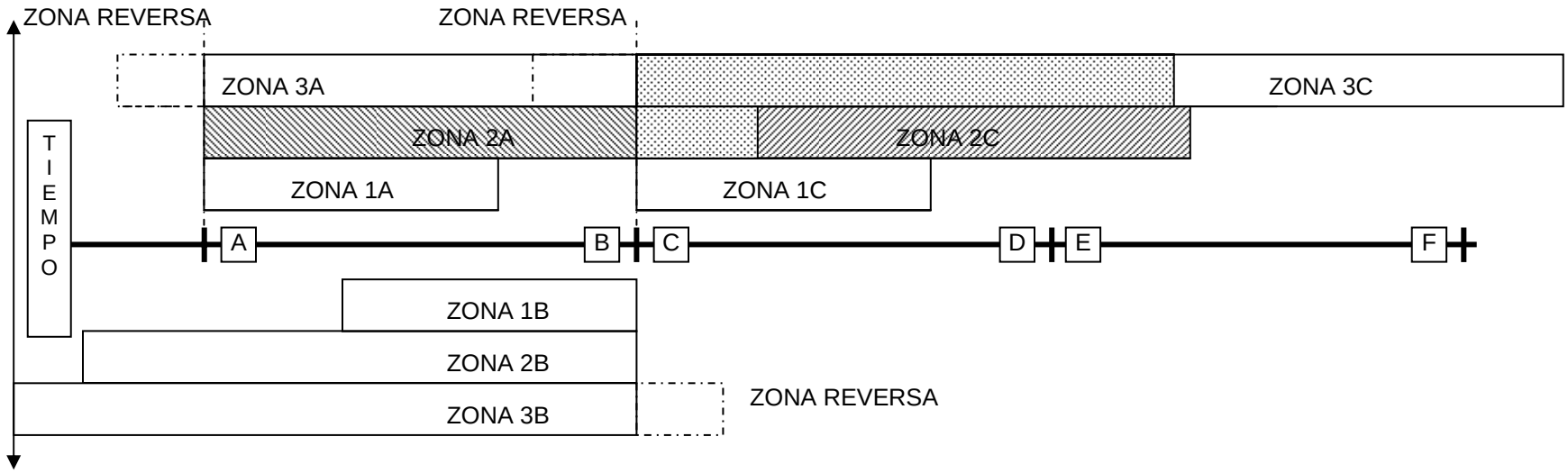


Figura 22. Característica típica de tiempo/distancia para la protección de distancia

Ajustes: para ajustar una protección de distancia se requieren básicamente los datos propios de la línea como longitud e impedancias de secuencia cero y de secuencia positiva de la forma R + jX o $Z\angle\theta$, así como los valores de RTC y RTP en el sitio de ubicación de la protección. La metodología de ajuste depende del fabricante del relé, pero en términos generales los cálculos se realizan sobre la impedancia de secuencia positiva (R1+jX1) para los ajustes de fases. Para los ajustes de tierra, los cálculos se realizan sobre el valor del Factor de Compensación de Neutro (Ko).

Se define $Ko = \dfrac{\overline{Z0} - \overline{Z1}}{3\overline{Z1}}$

Por ejemplo, si tenemos una línea de 100 Km con valores de impedancia así:

Z0 = 0.426 + j 1.576 Ω/Km
Z1 = 0.089 + j 0.476 Ω/Km

Y los valores de RTC = 1000/5, RTP = 110000/110

Por lo tanto la impedancia total de la línea será de:

Z0 = (0.426 + j 1.576 Ω/Km) x 100 = 42.6 + j 157.6 Ω
Z1 = (0.089 + j 0.476 Ω/Km) x 100 = 8.9 + j 47.6 Ω

Estos valores de impedancia son en ohmios primarios, por lo tanto, éstos deben referirse a ohmios secundarios que son los valores de ajuste de la mayoría de los relés. Hay relés numéricos que pueden trabajar con valores primarios.

Para referir de ohmios primarios a ohmios secundarios utilizamos la fórmula

$$Z\,\mathrm{sec} = Zprim \times \frac{RTC}{RTP}$$

Entonces los valores de impedancia en ohmios primarios serían:

$$\mathrm{Z0\,sec} = (42.6 + \mathrm{j}157.6)\Omega \times \frac{RTC}{RTP} = (42.6 + \mathrm{j}157.6)\Omega \times \frac{200}{1000} = 8.52 + \mathrm{j}31.52\,\Omega = 32.65\Omega\angle 74.87^{o}$$

$$\mathrm{Z1sec} = (8.9 + \mathrm{j}\,47.6)\,\Omega \times \frac{RTC}{RTP} = (8.9 + \mathrm{j}\,47.6)\,\Omega \times \frac{200}{1000} = 1.78 + \mathrm{j}\,9.52\,\Omega = 9.68\Omega\angle 79.4^{o}$$

El Factor de Compensación de neutro sería:

$$Ko = \frac{\overline{Z0} - \overline{Z1}}{3\overline{Z1}} = \frac{(8.52 + j31.52) - (1.78 + j9.52)}{3(1.78 + j9.52)} = \frac{6.74 + j22}{5.34 + j28.56} = 0.78 - j0.088 = 0.792\angle -6.5^{o}$$

Los ajustes de zona:

$$\mathrm{Zona}\ \ 1 = 80\%\ \ (\mathrm{Z1sec})\ \ = 0.8 \times (1.78\ \ +\ \mathrm{j}\,9.52)\ \ = 1.42\ \ +\ \mathrm{j}\,7.61\ \ \Omega\ \ =\ \ 7.74\,\Omega\angle 79.43^{o}$$

$$\text{Zona } 2 = 120\%\,(\text{Z1sec}) = 1.2 \times (1.78 + \text{j}9.52) = 2.14 + \text{j}11.42\,\Omega = 11.61\Omega\angle 79.43^{o}$$

$$\text{Zona } 3 = 1.2 \times (Z1\text{sec}_{\,propia} + Z1\text{sec}_{\,adyacente}) = 1.2 \times (1.78 + \text{j}9.52 + 1.78 + \text{j}9.52) =$$
$$= 4.27 + \text{j}22.84\Omega = 23.23\Omega\angle 79.43^{o}$$

$$\text{Zona reversa} = 0.2 \times (Z1\text{sec}) = 0.2 \times (1.78 + j9.52) = 0.36 + j1.90\Omega = 1.93\Omega\angle 79.43^{o}$$

Para la Zona 3 se asumió que la línea adyacente tiene la misma impedancia que la línea propia.

Los tiempos de operación para cada zona son:

Zona 1 = Instantánea, Zona 2 = 200 mseg, Zona 3 = 1000 mseg

Característica del relé: por ser la protección de distancia una protección que se ajusta en valores de impedancia, la característica de éste se puede representar en un diagrama R/X.

Esta característica puede tener diferente forma dependiendo del fabricante del relé. Las formas más utilizadas son la MHO y la Cuadrilateral.

Característica MHO: corresponde a una circunferencia que pasa por el origen de los ejes R/X, de diámetro igual al alcance del relé e inclinado con un ángulo igual al MTA del relé. Los ajustes de las zonas de operación del relé se seleccionan ingresando el valor de la impedancia de zona en ohmios (Z) y el valor del MTA.

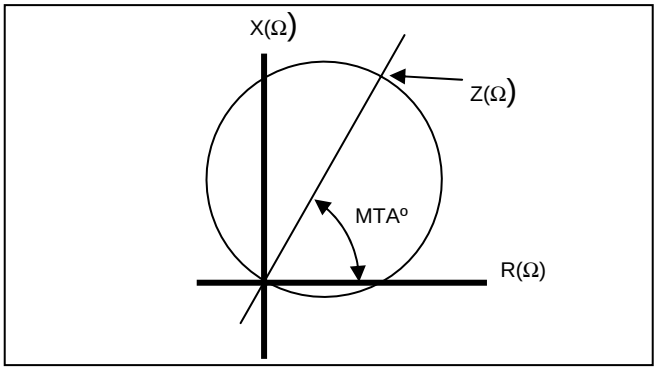
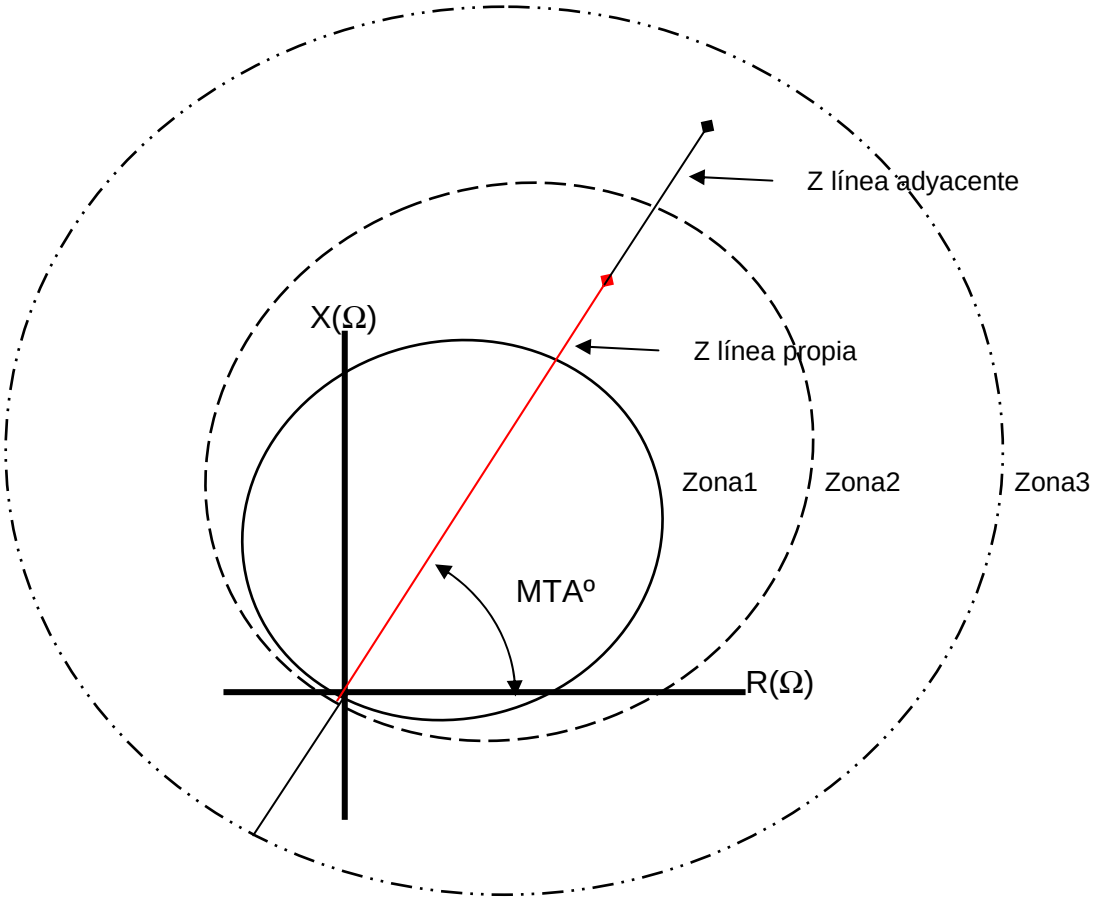


Figura 23. Protección distancia - característica MHO

El origen de los ejes R/X corresponde a la ubicación física del relé, de tal forma que se pueden integrar las Zonas de ajustes con la impedancia de la línea para ver gráficamente los alcances del relé en relación con la longitud de la línea.



Característica cuadrilateral: corresponde a un polígono cuyos lados están delimitados por los alcances resistivos y reactivos del relé, los cuales se ajustan independientemente en el relé.

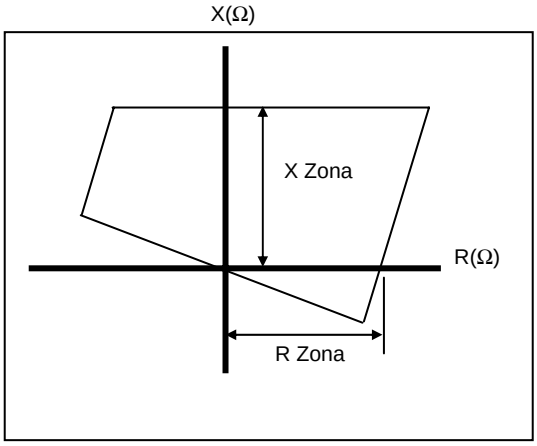
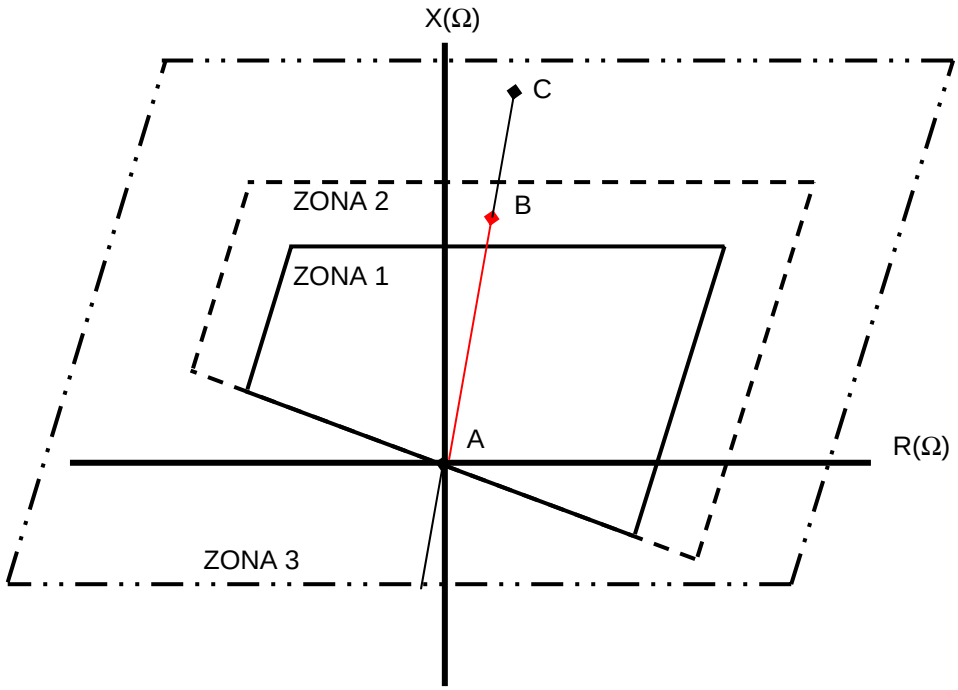


Figura 24. Protección distancia – característica cuadrilateral

Una representación típica de un relé con característica cuadrilateral se puede ver en el siguiente diagrama.



13.6. Protección de baja frecuencia

La protección de baja frecuencia opera cuando la frecuencia del sistema está por debajo de un valor establecido durante determinado tiempo. Los eventos de baja frecuencia ocurren cuando en el sistema de potencia no se cumple el equilibrio generación = carga debido a salidas intempestivas de equipos de generación o debido a disparos de líneas de transmisión.

Para seguir manteniendo el equilibrio generación = carga en un evento de baja frecuencia, se empieza a desconectar (deslastrar) carga automáticamente en diferentes etapas hasta volver a conseguir el equilibrio y que la frecuencia se reestablezca al valor nominal de operación (60Hz) para evitar un apagón total por pérdida completa de generación. Este sistema se conoce como Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC).

Los relés de baja frecuencia se ajustan en frecuencia y tiempo de operación de acuerdo a la etapa que pertenezcan e igualmente se le debe ajustar un valor de voltaje de bloqueo, por debajo del cual el relé no operará, con el fin de evitar malas operaciones en eventos de caída de tensión que no involucren baja frecuencia pero que pueden inducir errores de medida en el relé.

El EDAC implementado en Electrocosta-Electricaribe cumple el siguiente diagrama:

Hz	TIEMPO (mseg)								
	150	200	300	400	600	1000	2000	3000	4000
59,4		5%(1)							
59,2		5%(2)							
59,0				5%(3)					
58,8				5%(4)					
58,6					5%(5)	5%(6)			
58,5									
58,4							5%(7)		5%(8)

13.7. Recierre automático

Las fallas en líneas aéreas están definidas en una de tres categorías:

- Transitorias
- Semi-permanentes
- Permanentes

Entre el 80-90% de las fallas son transitorias en naturaleza. El restante 10-20% son semi-permanentes o permanentes.

Las fallas transitorias son causadas comúnmente por rayos y contacto temporal de las líneas con objetos extraños. El disparo inmediato de uno o más interruptores aísla y elimina la falla. La energización subsiguiente de la línea usualmente es exitosa.

Una pequeña rama que cae sobre la línea puede causar una falla semi-permanente. La causa de la falla no se puede eliminar con el disparo inmediato del circuito, pero podría fundirla durante un disparo temporizado.

Las fallas permanentes como conductores en el suelo o fallas en secciones de cables subterráneos, se pueden localizar y reparar antes de la restauración del servicio.

El uso de un sistema de recierre automático para energizar la línea después de un disparo permite una re-energización exitosa de la misma. Se debe permitir un tiempo suficiente después del disparo para que se extinga el arco de falla antes de energizar, de otra forma el arco se puede incrementar produciendo daño en los interruptores.

Estos esquemas son la causa de una mejora sustancial en la continuidad del servicio.

El recierre automático no es una protección como tal ya que no cumple la función de detectar y aislar fallas. Es una protección que cumple la función de energizar el circuito en forma automática después de que otra protección como sobrecorriente o distancia ha operado.

Los parámetros de ajustes más importantes en un relé de recierre son:

- Tiempo muerto o tiempo de recierre.
- Tiempo de reclamo.
- Recierre sencillo o múltiple recierre.

Los factores que influyen en los parámetros son:

- Tipo de protección.
- Tipo de interruptor.
- Posibles problemas de estabilidad.
- Efectos sobre los tipos de carga de los usuarios.

Los valores típicos para los tiempos son:

- Tiempo muerto primer recierre: = 0.5 seg (instantáneo).
- Tiempo muerto para los siguientes recierres = 10 segundos.
- Tiempo de reclamo = 20-30 segundos

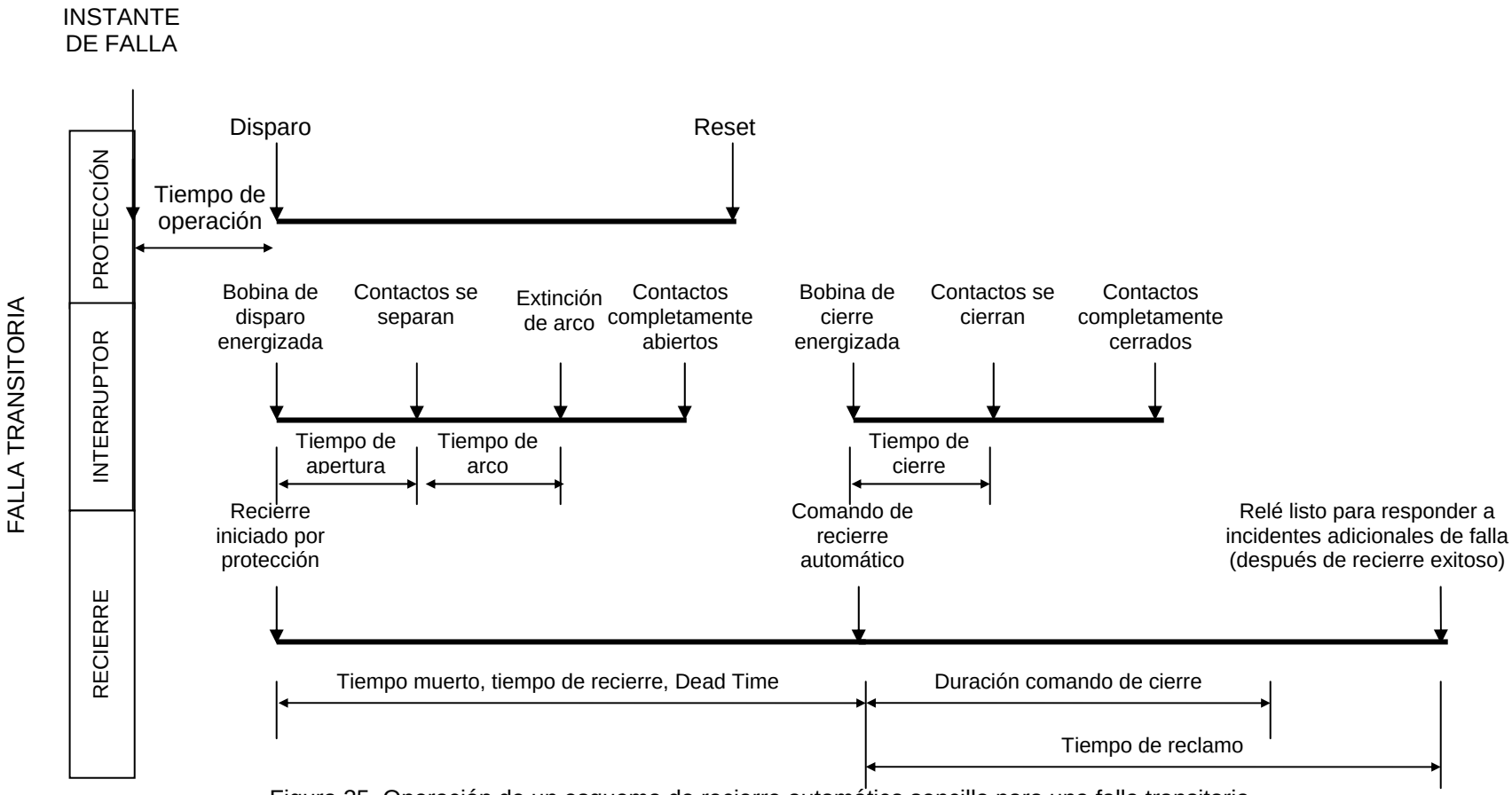


Figura 25. Operación de un esquema de recierre automático sencillo para una falla transitoria

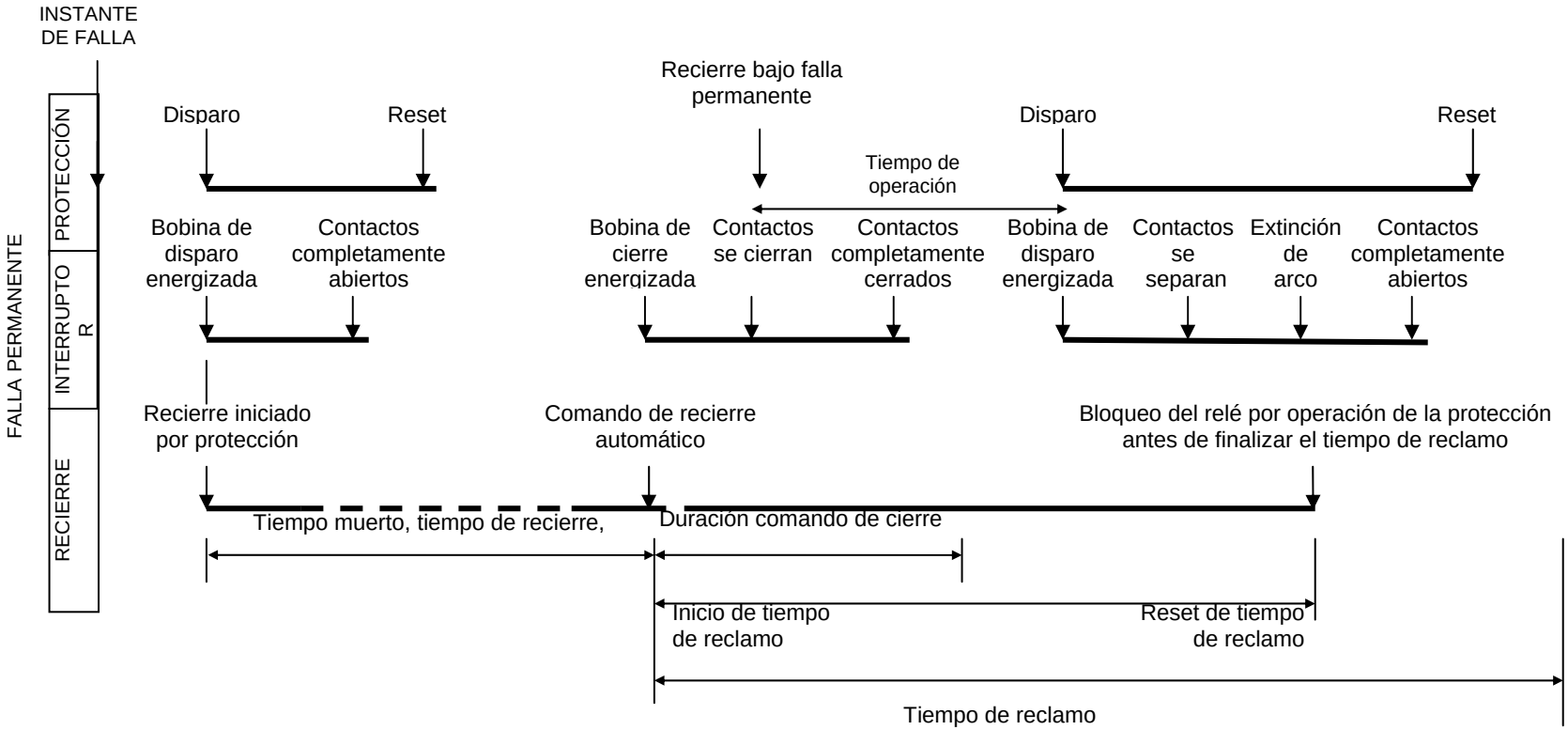
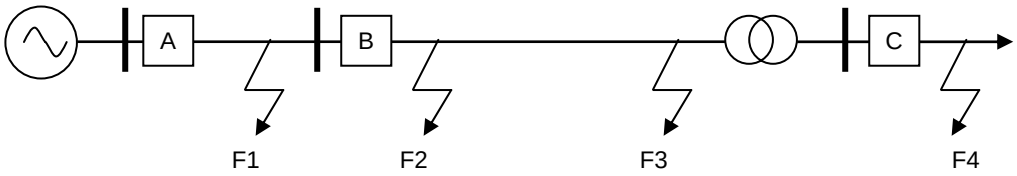


Figura 26. Operación de un esquema de recierre automático sencillo para una falla permanente

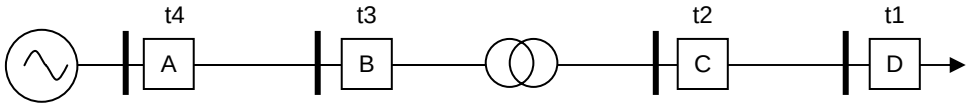
14. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE



Entre los varios métodos posibles utilizados para conseguir una correcta coordinación de relés están aquellos que usan tiempo o corriente o una combinación de ambos. La finalidad común de los tres métodos es ofrecer una correcta discriminación. Esto quiere decir, que cada uno debe aislar solamente sección con falla del sistema de potencia, dejando sano el resto del sistema.

14.1. Discriminación por tiempo.

En este método, a cada relé se le da un ajuste de tiempo apropiado para asegurar que el interruptor más cerca de la falla opere primero. En el diagrama a continuación se ilustra el principio.



Cada interruptor A, B, C y D está provisto de protección de sobrecorriente y cada unidad de protección consiste de relé de sobrecorriente de tiempo definido en el cual la operación del elemento sensible de corriente simplemente inicia el elemento de retardo de tiempo.

El elemento de corriente del relé no hace parte de la discriminación. En este caso se dice que el relé es un “relé de retardo de tiempo definido independiente” ya que su tiempo de operación es para propósitos prácticos independiente del nivel de corriente.

El medio de discriminación lo provee el elemento de retardo de tiempo. El relé en **D** está ajustado al retardo de tiempo más corto posible para permitir un disparo de su interruptor para una falla en la carga.

Se debe cumplir que $t1 < t2 < t3 < t4$ y que la diferencia entre un tiempo y otro sea lo suficientemente largo para asegurar que el relé aguas arriba no opere antes que el interruptor en el sitio de la falla ha disparado y aislado la falla.

La principal desventaja de éste método de discriminación es que el tiempo de disparo más largo ocurre para fallas cercanas a la fuente donde el nivel de corto es más alto.

14.2. Discriminación por corriente.

Depende del hecho de que la corriente de falla varía con la ubicación de ésta debido a la diferencia de los valores de impedancia entre la fuente y la falla. Por esta razón, los relés se ajustan para operar a valores apropiados de corriente tales que solamente el relé cercano a la falla dispare su interruptor. En el siguiente diagrama se ilustra el principio.

Suponiendo que el nivel de corto para una falla en F1 es de 8800 Amperios, entonces el relé en **A** ajustado para una corriente de 8800 Amperios en teoría protegería la sección de línea entre **A** y **B**.

Sin embargo, hay dos puntos prácticos importantes que afectan este método de coordinación:

- No se puede distinguir entre una falla en F1 y una falla en F2 ya que la distancia entre un punto y otro puede ser muy corta , de tan solo algunos metros, lo que corresponde a un cambio en la corriente de falla de aproximadamente 0.1%.
- En la práctica puede haber variaciones en la fuente (condiciones de generación) donde la corriente de falla podría bajar hasta los 6800 Amperios incluso para una falla cerca de **A**. En este caso, el relé en **A** ajustado en 8800 Amperios no protegería casi nada de la sección de línea entre **A** y **B**.

Esta situación cambia cuando hay una impedancia bastante significante entre los puntos **A** y **C**. Por ejemplo, supongamos que para una falla en F4, el nivel de corto es de 2200 Amperios, entonces el relé en **B** estaría ajustado para operar con una corriente de 2200 Amperios más un margen de seguridad. Con este ajuste el relé en **B** no operaría para una falla en F4, permitiendo que el relé en **C** realice su función de despeje de falla correctamente.

Asumiendo ese margen de seguridad en un 20% para permitir errores en el relé y otro 10% adicional para variaciones en la impedancia del sistema de potencia, sería razonable escoger una ajuste para el relé **B** en $1.3 \times 2200 = 2860 Amp$**.** Si para una falla en F3 los niveles de corto máximo y mínimo son de 8300 y 5200 Amperios respectivamente, entonces el relé en **B** protegería completamente la línea antes del transformador en cualquier tipo de falla.

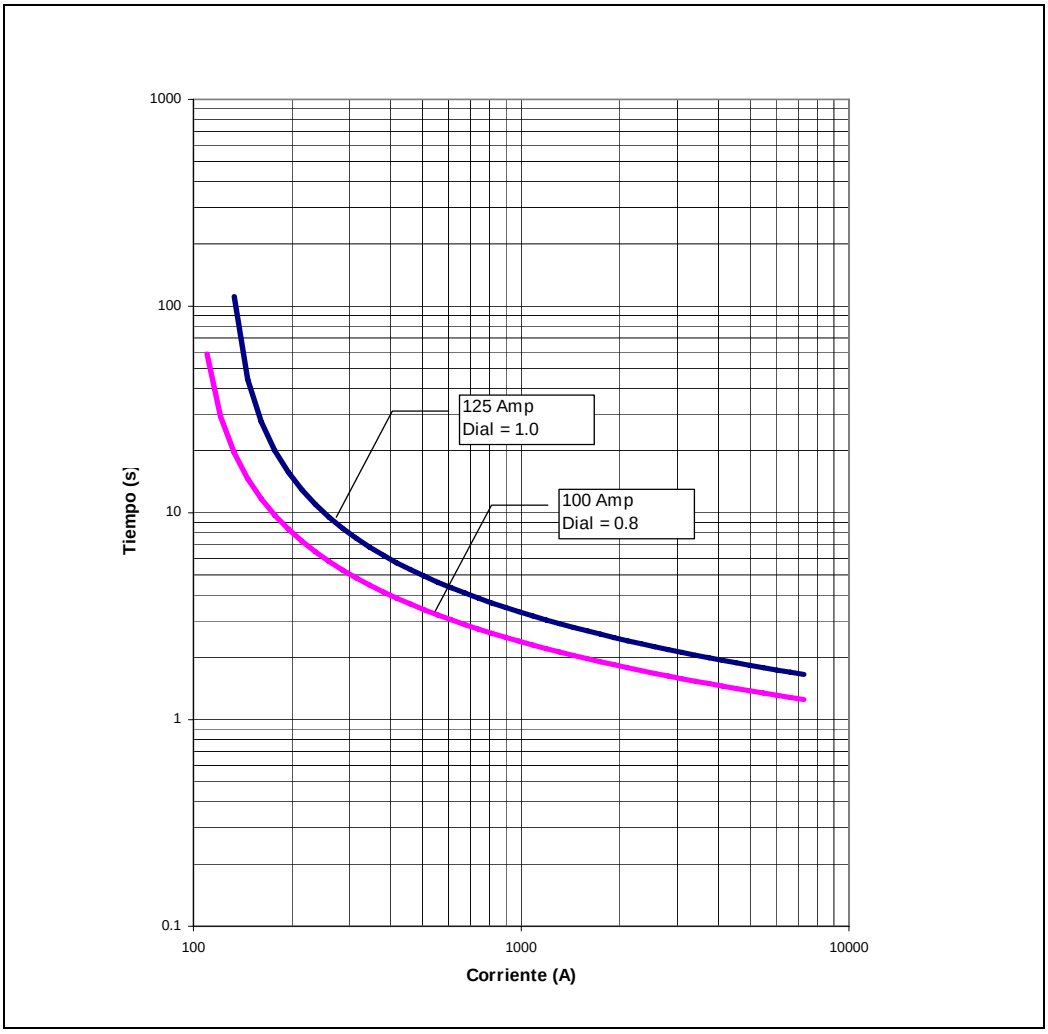
Entonces la discriminación por corriente no presenta inconvenientes cuando hay valores considerables de impedancia entre la ubicación de un relé y otro.

14.3. Discriminación por tiempo y corriente.

Cada uno de los dos métodos descritos anteriormente tiene su desventaja fundamental. En el caso de discriminación por tiempo para fallas más severas el tiempo de despeje es más largo. De otro lado, la discriminación por corriente se puede aplicar solamente donde hay una apreciable impedancia entre los dos relés.

Es debido a las limitaciones encontradas en cada método, que ha evolucionado la característica de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso. En esta característica el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de falla y es un ajuste en función de la corriente y el tiempo.

La figura siguiente ilustra la característica de dos relés con sus ajustes de corriente y tiempo.



A medida que la corriente de falla se hace más grande, es decir, a medida que nos acercamos a la fuente, los tiempos de operación son más rápidos.

Se había mencionado que existen diferentes curvas normalizadas como normal inversa, muy inversa, extremadamente inversa, etc. La norma IEC 60255 las define de la siguiente manera:

Característica	Ecuación (IEC 60255)
Normal Inversa (SI)	$t = TMS \times \frac{0.14}{(I/Ip)^{0.02} - 1}$
Muy Inversa (VI)	$t = TMS \times \frac{13.5}{(I/Ip) - 1}$
Extremadamente Inversa (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{(I/Ip)^{2} - 1}$

De donde,

I/Ip = relación $I\,falla$ sobre $I\,ajuste$
TMS = Ajuste multiplicador de tiempos o Dial

Tiempo de coordinación: es la diferencia de tiempo que hay entre la protección local y una protección remota o de respaldo. Este valor debe estar al menos entre 0.2-0.5 segundos dependiendo de la tecnología de los relés para una buena coordinación.

Procedimiento de coordinación: para una correcta coordinación de protecciones de sobrecorriente se requiere conocer la siguiente información básica:

- Un diagrama unifilar del sistema en estudio con el tipo de protecciones y la RTC asociada.
- Los valores máximos y mínimos de corriente de falla que se espera fluya en cada relé.
- La corriente de carga máxima a través de cada relé.

Los ajustes de los relés se determinan primero para obtener el tiempo de operación más rápido a niveles de falla máximos y luego se verifica que la operación siga siendo satisfactoria con la corriente de falla mínima esperada. Se deben dibujar las curvas de los relés y otros elementos de protección como fusibles, que deben operar en serie, en una escala común de corriente (de acuerdo con el nivel de voltaje) o con escalas de corriente separadas para cada nivel de voltaje, como se muestra en la figura 27.

La regla básica para una correcta coordinación se puede determinar generalmente así:

1. En lo posible, utilizar relés con la misma curva característica en serie con cada uno.
2. Asegurarse que el relé aguas abajo tiene ajustes de corriente iguales o menores que los relés aguas arriba.

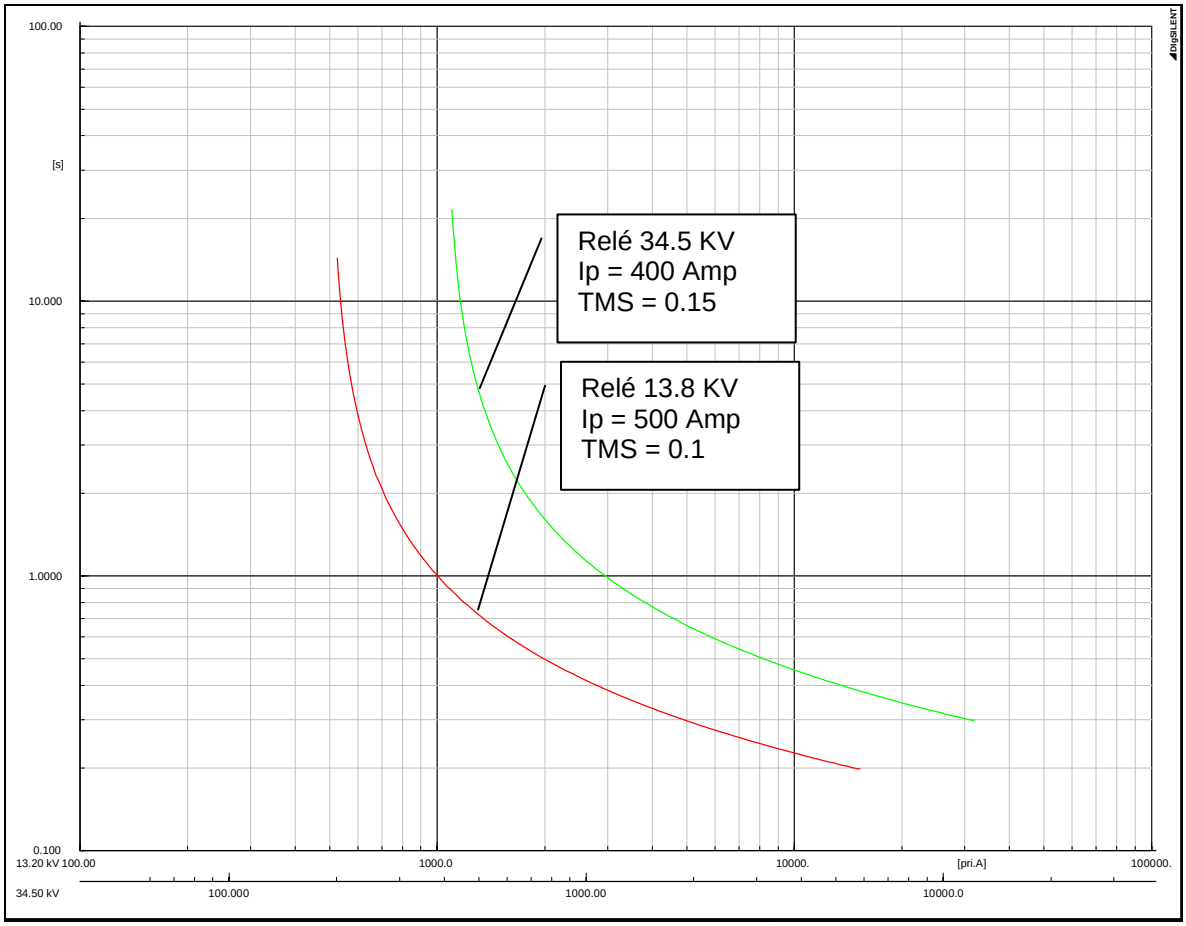
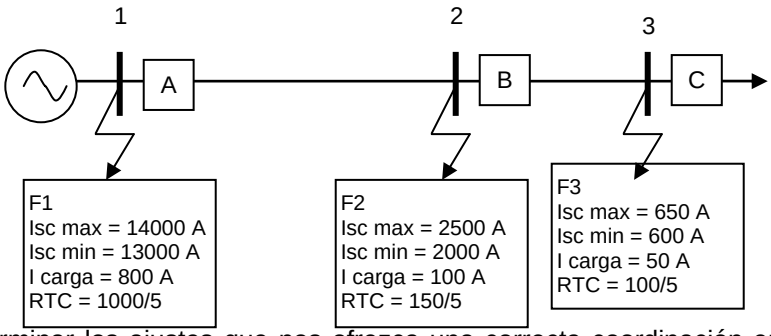


Figura 27. Curvas inversas para dos relés a distinto nivel de tensión

Metodología de cálculo:

Consideremos el siguiente sistema con las corrientes de falla máxima y mínima indicada en cada barra:



Para determinar los ajustes que nos ofrezca una correcta coordinación empezamos a analizar el sistema desde el lugar más alejado de la fuente, es decir, para el relé en **C**.

En este caso el relé **C** debe proteger la barra 3 de la que sabemos maneja una carga de 50 Amperios por fase. Entonces inicialmente ajustamos la corriente de disparo con un margen del 20 %, es decir $1.2 \times 50 = 60 Amp$

Con el ajuste de corriente y los valores de corriente de falla calculamos el dial (TMS) a ajustar de acuerdo con los tiempos de operación deseados, despejándolo de la ecuación de la curva utilizada. Vamos a utilizar curvas de tiempo normal inverso para todos los relés.

$$t = TMS \times \frac{0.14}{(I/Ip)^{0.02} - 1}$$

$$TMS = t \times \frac{(I/Ip)^{0.02} - 1}{0.14}$$

Se debe garantizar que para cualquier falla en el sitio de ubicación del relé, es decir en la barra 3, la falla es despejada en el tiempo más rápido para la falla máxima, supongamos un tiempo de 0.2 segundos. Esta falla corresponde a 650 Amperios, por lo tanto $I / Ip = 650/60 = 10.83$.

De donde podemos obtener el dial a ajustar así:

$$TMS = 0.2 \times \frac{10.83^{0.02} - 1}{0.14} = 0.069$$

El valor a ajustar es dial = 0.07 y luego verificamos que los tiempos de operación para I máxima e I mínima sean los deseados (0.2 seg).

$$t_C = 0.07 \times \frac{0.14}{(650/60)^{0.02} - 1} = 0.20 seg$$

$$t_C = 0.07 \times \frac{0.14}{(600/60)^{0.02} - 1} = 0.21 seg$$

Finalmente referimos el ajuste de la corriente de disparo (60 Amp) en amperios secundarios, sabiendo que la RTC es de 100/5, entonces el ajuste del tap sería:

$Tap = 60 Amp$ en amperios primarios, o

$Tap = 60/20 = 3 Amp$ en ajuste directo, o

$Tap = 60/100 = 0.6 I / In$ en ajuste porcentual

Luego continuamos con los cálculos para el relé en **B**, el cual va a proteger la línea 2-3 que tiene una carga máxima de 100 Amperios por fase. Considerando un margen del 20%, el ajuste de corriente de disparo sería de $1.2 \times 100 = 120 Amp$

Sabiendo que las corrientes máxima y mínima para fallas en la ubicación del relé son de 2500 y 2000 amperios respectivamente, debemos garantizar que para la corriente mínima, el tiempo máximo de operación es de 0.2 seg, para lo cual calculamos el dial con $I / Ip = 2500/120 = 20.83$

$$TMS = 0.2 \times \frac{20.83^{0.02} - 1}{0.14} = 0.089$$

Seleccionamos un dial de 0.09 y verificamos el tiempo de operación con este dial para las corrientes máximas y mínimas.

$$t_B = 0.09 \times \frac{0.14}{(2000/120)^{0.02} - 1} = 0.22 seg$$

$$t_B = 0.09 \times \frac{0.14}{(2500/120)^{0.02} - 1} = 0.20seg$$

Después de esto calculamos los tiempos de operación para fallas en el extremo remoto, es decir en la barra 3 (I max = 650 Amp, I min = 600 Amp) y verificamos que estos tiempos coordinen con el relé en **C**, es decir, que los tiempos de operación sean de al menos $Tremoto_B = t_C + T_{coordinación} = 0.2seg + 0.2seg = 0.4seg$.

$$Tremoto_B = 0.09 \times \frac{0.14}{(650/120)^{0.02} - 1} = 0.36seg \approx 0.4seg$$

$$Tremoto_B = 0.09 \times \frac{0.14}{(600/120)^{0.02} - 1} = 0.38seg \approx 0.4seg$$

Finalmente referimos el ajuste de la corriente de disparo (120 Amp) en amperios secundarios, sabiendo que la RTC es de 150/5, entonces el ajuste del tap sería:

$Tap = 120Amp$ en amperios primarios, o

$Tap = 120/50 = 2.4Amp$ en ajuste directo, o

$Tap = 120/150 = 0.8I / In$ en ajuste porcentual

Por último seguimos con los cálculos para el relé en **A**, que va a proteger la línea 1-2 con una carga de 800 Amperios por fase. Considerando un margen del 20%, el ajuste de corriente de disparo sería de $1.2 \times 800 = 960Amp$

Sabiendo que las corrientes máxima y mínima para fallas en la ubicación del relé son de 14000 y 13000 amperios respectivamente, debemos garantizar que para la corriente mínima, el tiempo máximo de operación es de 0.2 seg, para lo cual calculamos el dial con $I / Ip = 14000/960 = 14.58$

$$TMS = 0.2 \times \frac{14.58^{0.02} - 1}{0.14} = 0.078$$

Seleccionamos un dial de 0.08 y verificamos el tiempo de operación con este dial para las corrientes máximas y mínimas.

$$t_A = 0.08 \times \frac{0.14}{(14000/960)^{0.02} - 1} = 0.20seg$$

$$t_A = 0.08 \times \frac{0.14}{(13000/960)^{0.02} - 1} = 0.21seg$$

Después de esto calculamos los tiempos de operación para fallas en el extremo remoto, es decir en la barra 2 (I max = 2500 Amp, I min = 2000 Amp) y verificamos que estos tiempos coordinen con el relé en **B**, es decir, que los tiempos de operación sean de al menos $Tremoto_A = t_B + T_{coordinación} = 0.2seg + 0.2seg = 0.4seg$.

$$Tremoto_A = 0.08 \times \frac{0.14}{(2500/960)^{0.02} - 1} = 0.57seg > 0.4seg$$

$$Tremoto_A = 0.08 \times \frac{0.14}{(2000/960)^{0.02} - 1} = 0.75seg > 0.4seg$$

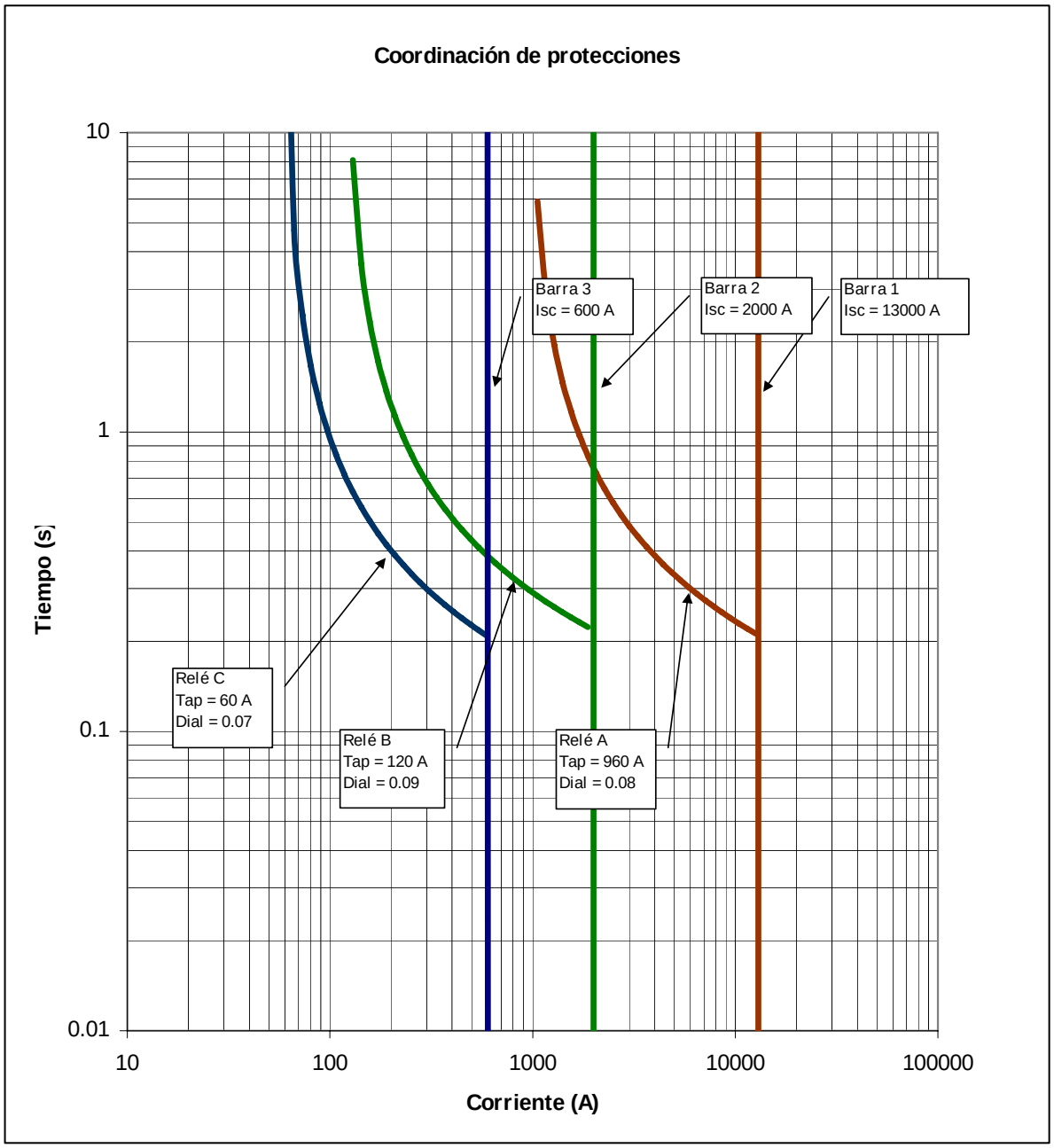
Finalmente referimos el ajuste de la corriente de disparo (960 Amp) en amperios secundarios, sabiendo que la RTC es de 1000/5, entonces el ajuste del tap sería:

$Tap = 960Amp$ en amperios primarios, o

$Tap = 960/200 = 4.8Amp$ en ajuste directo, o

$Tap = 960/1000 = 0.96I/In$ en ajuste porcentual

Las curvas de coordinación con sus respectivos ajustes se muestran en el gráfico siguiente.


Coordinación de protecciones
10
1
0.1
0.01
Tiempo (s)
10
100
1000
10000
100000
Corriente (A)
Barra 3
Isc = 600 A
Barra 2
Isc = 2000 A
Barra 1
Isc = 13000 A
Relé C
Tap = 60 A
Dial = 0.07
Relé B
Tap = 120 A
Dial = 0.09
Relé A
Tap = 960 A
Dial = 0.08

14.4. Aplicación del disparo por sobrecorriente instantánea

En los cálculos anteriores solamente se seleccionaron los ajustes de tap y dial que corresponden a la sobrecorriente temporizada. La sobrecorriente instantánea también tiene su metodología de cálculo dependiendo de cómo se quiera proteger el elemento.

Cuando se ajusta la sobrecorriente instantánea básicamente lo que se pretende es acelerar el disparo de la sobrecorriente temporizada para mejorar la coordinación y selectividad de las protecciones, en cuyo caso, la curva temporizada es recortada hasta el valor de tiempo instantáneo del orden de 0.05 seg. Ya habíamos mencionado que en los relés numéricos se puede "temporizar" la instantánea.

Un criterio recomendado para ajustar la instantánea es entre 1.1 y 1.3 veces la corriente de falla máxima en el extremo remoto. El valor típico es de 1.2 veces.

Por ejemplo, para el caso anterior, la instantánea del relé **B** se puede ajustar en 1.2 veces la corriente de falla máxima en la barra 3, o sea $1.2 \times 650 = 780 Amp$ y la del relé **A** en 1.2 veces la falla máxima en la barra 2, o sea $1.2 \times 2500 = 3000 Amp$.

Al ajustar la sobrecorriente instantánea podemos calcular el porcentaje de cubrimiento instantáneo el cual como su nombre indica corresponde hasta qué distancia de la línea o del circuito opera la sobrecorriente instantánea cuando hay una falla.

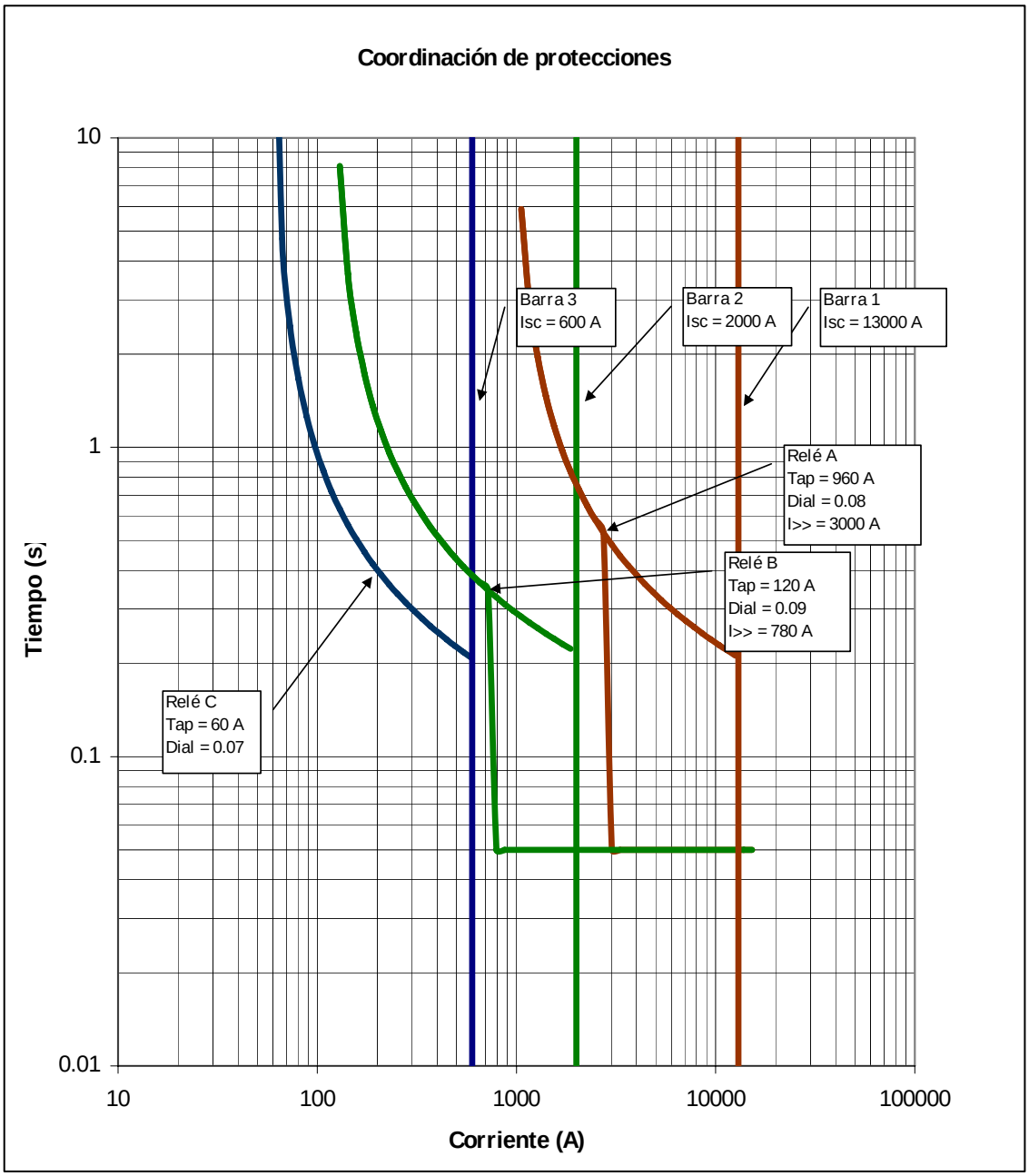
$$\%cubrimiento = 100 \times \frac{Isc_{local} - I >>}{Isc_{local} - Isc_{remoto}}$$

Entonces con los valores anteriores:

$$\%cubrimiento_B = 100 \times \frac{2500 - 780}{2500 - 650} = 92.97\%$$

$$\%cubrimiento_A = 100 \times \frac{14000 - 3000}{14000 - 2500} = 95.65\%$$

Con estos ajustes, las curvas de coordinación quedan como se muestra a continuación


Coordinación de protecciones
10
1
0.1
0.01
Tiempo (s)
10
100
1000
10000
100000
Corriente (A)
Barra 3
Isc = 600 A
Barra 2
Isc = 2000 A
Barra 1
Isc = 13000 A
Relé A
Tap = 960 A
Dial = 0.08
I>> = 3000 A
Relé B
Tap = 120 A
Dial = 0.09
I>> = 780 A
Relé C
Tap = 60 A
Dial = 0.07