

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 5 | 3 |
| Fundamentos de protección | 3 |
| 5.1 Introducción | 3 |
| 5.2 Fusibles | 5 |
| 5.3 Reconectores y seccionadores | 13 |
| 5.4 Revisión de la tecnología de disyuntores | 9 |
| 5.5 Relés de protección | 15 |
| 5.6 Relés de protección contra sobrecorriente | 19 |
| 5.6.1 El relé de sobrecorriente tipo émbolo | 19 |
| 5.6.2 Relés de sobrecorriente de tiempo | 23 |
| 5.6.3 Relés digitales de sobreintensidad instantáneos y temporizados | 33 |
| 5.7 Relés diferenciales | 35 |
| 5.7.1 Protección de bus diferencial | 41 |
| 5.7.2 Protección del transformador diferencial | 42 |
| 5.7.3 Efectos de la saturación de CT | 55 |
| 5.7.4 Relés diferenciales de alta impedancia | 56 |
| Protección de 5,8 voltios por hercio | 58 |
| 5.9 Relés direccionales de sobrecorriente | 62 |
| 5.9 Protección contra sobretensión y subtensión | 66 |
| 5.10 Relés de potencia direccionales (32) | 67 |
| 5.11 Relés de impedancia | 68 |
| 5.11.1 El relé de impedancia básica | 68 |
| 5.11.2 Relé de impedancia con elemento direccional | 70 |
| 5.11.3 Relé de impedancia modificada | 71 |
| 5.11.4 Relés de distancia trifásicos | 73 |
| 5.11.5 Cálculo de la distancia de falla en relés numéricos | 76 |
| 5.12 Retransmisión piloto | 79 |

| | |
|--|-----------|
| 5.13 Sincronización de relés | 80 |
| 5.14 Complejidad y brechas de protección | 81 |
| 5.15 Enfoque basado en estimaciones estatales para la protección de zonas | 83 |
| 5.15.1 Implementación de la protección basada en estimaciones estatales | 87 |
| 5.15.2 Ejemplos numéricos de protección basada en estimaciones estatales | 92 |
| 5.16 Problemas | 98 |

Capítulo 5

Fundamentos de protección

"¡Averigua porque! Aceptar algo de la forma en que siempre se ha hecho simplemente no es aceptable. Además, es aburrido".

Walter A. Elmore, 1925-2010

5.1 Introducción

Los sistemas de energía están expuestos a una variedad de perturbaciones que generan voltajes y corrientes anormales o en condiciones generales anormales. Algunas de las condiciones anormales pueden causar daños graves al equipo y exponer a los transeúntes al peligro. Estas condiciones conducen a cortes que se localizan cuando el sistema de protección funciona según lo diseñado. A veces, el sistema de protección puede funcionar mal o el equipo de protección puede fallar (es decir, falla del interruptor), lo que provoca una cascada y / o interrupciones generalizadas. La causa de estas perturbaciones debe eliminarse lo antes posible para (a) proteger a las personas en las proximidades del sistema de energía eléctrica, (b) proteger el equipo y evitar daños al equipo y (c) minimizar las perturbaciones del cliente y evitar la propagación de la perturbación a un área más grande del sistema de energía. Por otro lado, Algunas de las condiciones anormales pueden ser tolerables en el sentido de que no crean condiciones peligrosas o daños al equipo y pueden desaparecer a medida que pasa el tiempo. Para condiciones tolerables no es necesario actuar. El objetivo de la protección del sistema de energía es identificar condiciones anormales, clasificarlas en tolerables y no tolerables y para las no tolerables aislar la causa de la perturbación lo más rápido posible para minimizar el daño al equipo, minimizar el riesgo para los transeúntes. y evite extender la perturbación a un área más amplia. Para condiciones tolerables, el sistema de protección debe permitir que el sistema vuelva a las condiciones normales sin ninguna acción adicional. Al mismo tiempo, también es deseable minimizar el número de clientes que se verán afectados como resultado de la acción de retransmisión de protección.

La práctica en la protección de sistemas de energía eléctrica ha evolucionado a lo largo de los años a medida que los sistemas de energía comenzaron a partir de pequeños sistemas radiales y se convirtieron en grandes sistemas complejos e interconectados. La función de protección se vuelve cada vez más desafiante a medida que aumenta la complejidad del sistema de energía. Por ejemplo, en sistemas en red que contienen muchas fuentes de generación, la tarea de identificar correctamente qué parte del sistema está causando la perturbación y si esta perturbación es tolerable no se puede lograr monitoreando una sola cantidad del sistema (como la corriente de falla eléctrica) o supervisar la información en un solo lugar. Se han desarrollado técnicas más sofisticadas basadas en el monitoreo tanto de voltaje como de corriente, utilizando información de magnitud y fase, y usando mediciones tanto de ubicaciones locales como remotas (telemidas). Las oscilaciones del sistema también pueden causar condiciones anormales que deben evaluarse para determinar si son tolerables o perjudiciales para el sistema. Por otro lado, en radial

sistemas eléctricos (por ejemplo, sistemas de distribución), generalmente es más fácil lograr los objetivos de protección. Sin embargo, en los últimos años, hemos visto nuevos desafíos en los sistemas de distribución a medida que el potencial de la generación distribuida se está convirtiendo en una realidad. Los nuevos desafíos surgen del hecho de que la protección del sistema de distribución heredado se ha diseñado asumiendo el funcionamiento del sistema radial. Los nuevos recursos generadores distribuidos a lo largo de los sistemas de distribución tienden a invalidar los diseños de sistemas de protección del pasado. Las complejidades adicionales surgen del hecho de que la generación distribuida normalmente se interconecta a través de convertidores que presentan características totalmente diferentes de los aparatos de energía tradicionales, como falta de inercia y corrientes de falla limitadas. El resultado final es que la protección del sistema de energía,

Recordemos que para simplificar la práctica y el diseño de los sistemas de protección, clasificamos los problemas de protección en dos amplias categorías. En la primera categoría colocamos todos los problemas de protección que se refieren a la protección de un solo dispositivo o dispositivos que forman una unidad, es decir, un generador, una línea de transmisión, un transformador, una unidad de generador / transformador elevador, etc. Nos referimos al dispositivo o unidad bajo protección como zona de protección. Los esquemas de protección en esta categoría están diseñados para determinar condiciones de falla en la zona de protección solamente, responder a estas fallas solamente y no responder a fallas fuera de la zona de protección. En la segunda categoría tratamos los problemas de protección relacionados con condiciones anormales del sistema y pueden involucrar más de una zona de protección. Las tecnologías que utilizamos para ambos problemas de protección tienen puntos en común, en otras palabras, utilizamos dispositivos similares para proteger zonas de protección individuales y para proteger contra problemas del sistema. La lógica utilizada para decidir la acción de protección, es decir, la configuración de los algoritmos, será diferente según la aplicación. Las tecnologías involucradas incluyen dispositivos de interrupción (fusibles, disyuntores, interruptores automáticos) y dispositivos de control (relés, circuitos lógicos, etc.). La lógica utilizada para tomar decisiones se conoce como función de protección. Se han desarrollado muchas funciones de protección diferentes a lo largo de los años, como sobrecorriente, diferencial, distancia, onda viajera, etc. En este capítulo examinaremos las tecnologías básicas utilizadas para la protección, así como las diferentes funciones de protección. en otras palabras, utilizamos dispositivos similares para proteger zonas de protección individuales y para protegernos contra problemas del sistema. La lógica utilizada para decidir la acción de protección, es decir, la configuración de los algoritmos, será diferente según la aplicación. Las tecnologías involucradas incluyen dispositivos de interrupción (fusibles, disyuntores, interruptores automáticos) y dispositivos de control (relés, circuitos lógicos, etc.). La lógica utilizada para tomar decisiones se conoce como función de protección. Se han desarrollado muchas funciones de protección diferentes a lo largo de los años, como sobrecorriente, diferencial, distancia, onda viajera, etc. En este capítulo examinaremos las tecnologías básicas utilizadas para la protección, así como las diferentes funciones de protección. en otras palabras, utilizamos dispositivos similares para proteger zonas de protección individuales y para protegernos contra problemas del sistema. La lógica utilizada para decidir la acción de protección, es decir, la configuración de los algoritmos, será diferente según la aplicación. Las tecnologías involucradas incluyen dispositivos de interrupción (fusibles, disyuntores, interruptores automáticos) y dispositivos de control (relés, circuitos lógicos, etc.). La lógica utilizada para tomar decisiones se conoce como función de protección. Se han desarrollado muchas funciones de protección diferentes a lo largo de los años, como sobrecorriente, diferencial, distancia, onda viajera, etc. En este capítulo exa

Las principales tecnologías de protección utilizadas en los sistemas de protección son:

- Fusibles
- Rompedores
- Reconectores
- Seccionalizadores

La principal función / lógica de protección utilizada en orden de complejidad creciente son:

- Relés de sobrecorriente
- Relés de sobrecorriente con retardo de tiempo
- Relés direccionales
- Relés de distancia
- Retransmisión piloto

Este capítulo proporciona una descripción concisa de las tecnologías de dispositivos de interrupción y analiza el principio de funcionamiento de las funciones de protección con comentarios sobre sus ventajas y desventajas. En los capítulos siguientes, las funciones del relé se utilizan para el diseño de

esquemas de protección de zonas de protección específicas (generadores, líneas de transmisión, transformadores, etc.) así como problemas de protección del sistema.

5.2 Fusibles

Los fusibles brindan protección contra sobrecorriente en un solo dispositivo sin la necesidad de ningún subsistema adicional, como monitoreo, lógica de decisión y configuraciones. El principio de funcionamiento es muy simple: el fusible proporciona un camino para la corriente eléctrica a través de un cable que tiene el tamaño adecuado para que cuando la corriente eléctrica exceda un cierto valor, el cable se derrita en un tiempo que depende del nivel de la corriente eléctrica. . Una vez que el alambre se derrite, el circuito eléctrico se interrumpe.

Los fusibles se pueden utilizar para la protección contra sobrecorriente de cualquier circuito eléctrico, es decir, transformadores de potencia, condensadores, circuitos de distribución, circuitos residenciales, etc. Los fusibles típicos se ilustran en la Figura 5.1. La Figura 5.1a ilustra un fusible de nivel de transmisión, la Figura 5.1b muestra un fusible de nivel de distribución y la Figura 5.1c muestra un fusible de condensador de voltaje medio. El fusible de la clase de distribución La figura 5.1b suele estar montada en poste y consta de un portafusibles y un fusible reemplazable elemento.

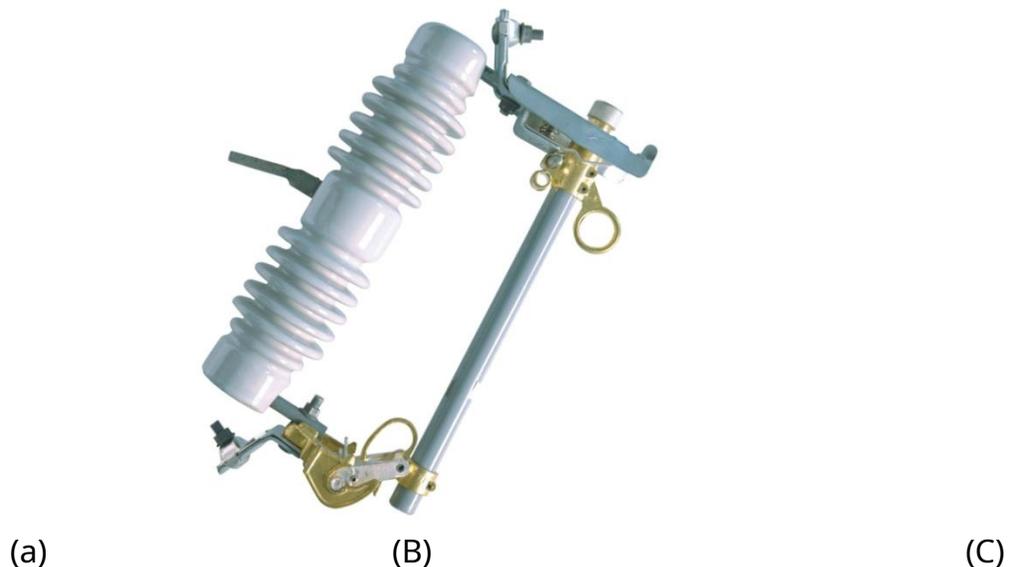


Figura 5.1: Fusibles: (a) Fusible de distribución típico (mostrar una transmisión / transformador fusible, y un condensador fusible en la misma figura)

Las características de funcionamiento de los fusibles se especifican por su capacidad de carga y mediante curvas características de tiempo-corriente (fusión). La selección de fusibles se basa en dos criterios: (a) capacidad de carga y (b) coordinación con otros dispositivos de protección. Estos criterios se discuten a continuación.

Capacidad de carga de los fusibles de clase de distribución: La capacidad de carga debe ser suficiente para la corriente de carga esperada. Los fabricantes suelen especificar la capacidad de carga mediante los siguientes tres parámetros:

- Carga continua (durante 3 horas o más)
- Recogida de carga fría
- Recogida de carga caliente

Carga continua es la corriente RMS máxima que el fusible puede soportar de forma continua, durante al menos 3 horas, sin sufrir daños. *Recogida de carga fría* es la corriente RMS máxima que el fusible puede soportar durante un breve período de tiempo, normalmente 30 segundos a partir de un "estado refrigerado", es decir, el fusible no transporta corriente antes de esta corriente (durante al menos 30 minutos). La recolección de carga fría se refiere a eventos de interrupción del alimentador de distribución: una interrupción de un alimentador durante un tiempo relativamente largo, como 30 minutos, hará que todos los equipos y cargas en el alimentador se "enfrien", es decir, la temperatura del equipo descenderá. los motores se detendrán, los electrodomésticos se detendrán, etc. Cuando el alimentador se energice después de un evento como este, la cantidad de corriente que será consumida por las diversas cargas del alimentador será sustancialmente mayor que la corriente de carga nominal de estos dispositivos. Tenga en cuenta, por ejemplo, que un motor eléctrico que arranca después de este evento puede generar una corriente de arranque varias veces superior a la corriente nominal. Nos referimos a esta corriente como la corriente de arranque de carga fría. Los fusibles conectados al alimentador experimentarán esta corriente. Durante la toma de carga fría, los fusibles no deben funcionar si no hay fallas en el sistema. La corriente de arranque de carga fría es generalmente mayor que la carga continua. *Recogida de carga calientes* es la corriente RMS máxima que el fusible puede soportar por un tiempo corto después de una interrupción momentánea (menos de 3 minutos) asumiendo que el fusible estaba suministrando una carga continua máxima antes de la interrupción. Esto significa que la captación de carga caliente se define para un fusible que se encuentra a la temperatura nominal de funcionamiento del fusible. Como se puede inferir, la recolección de carga caliente se refiere a eventos de distribución que siguen a una interrupción temporal del alimentador. Al energizar un alimentador después de una breve interrupción, la corriente en el alimentador será más alta que la corriente antes de la interrupción porque muchos motores han perdido velocidad durante la interrupción y cuando se restablece el voltaje, comenzarán a acelerar el consumo de corriente de arranque. La corriente de arranque de carga caliente es generalmente más alta que la corriente de carga continua y más baja que la corriente de arranque de carga fría.

Los fusibles utilizados para la protección de transformadores también deben seleccionarse de modo que puedan soportar corrientes de entrada durante la activación del transformador.

Las curvas características típicas de tiempo-corriente para un fusible de distribución se muestran en la Figura 5.2. Tenga en cuenta que el fusible se describe en términos del tiempo mínimo de fusión frente a la corriente eléctrica a través del fusible y el tiempo total de eliminación de la corriente. Tenga en cuenta que la diferencia entre el tiempo mínimo de fusión y el tiempo total de limpieza puede ser sustancial. Las características sugieren que siempre existe una incertidumbre sobre el tiempo exacto de fusión del elemento fusible dependiendo de muchos factores. Es fácil comprender la distribución estadística de estos tiempos si se consideran los siguientes hechos: (a) la temperatura inicial del fusible y su carcasa variará y afectará el momento en que el alambre alcanzará la temperatura de fusión, (b) el tamaño (sección transversal) del cable no es constante debido a imperfecciones de fabricación y, por lo tanto, las partes más delgadas alcanzarán la temperatura de fusión más rápido que las otras partes, y (c) una vez que el cable del fusible se derrita, se forma un arco eléctrico generado en la ubicación del cable. La carcasa del elemento fusible está diseñada para apagar este arco eléctrico. Hay varios diseños disponibles para este propósito. Una vez que se ha extinguido el arco eléctrico, la falla se ha solucionado. El tiempo entre el inicio de la Una vez que se ha extinguido el arco eléctrico, la falla se ha solucionado. El tiempo entre el inicio de la Una vez que se ha extinguido el arco eléctrico, la falla se ha solucionado. El tiempo entre el inicio de la

falla y la extinción del arco eléctrico es el tiempo total de limpieza del fusible. Se debe considerar la variabilidad del tiempo total de limpieza cuando los fusibles se coordinan con otros dispositivos de protección.

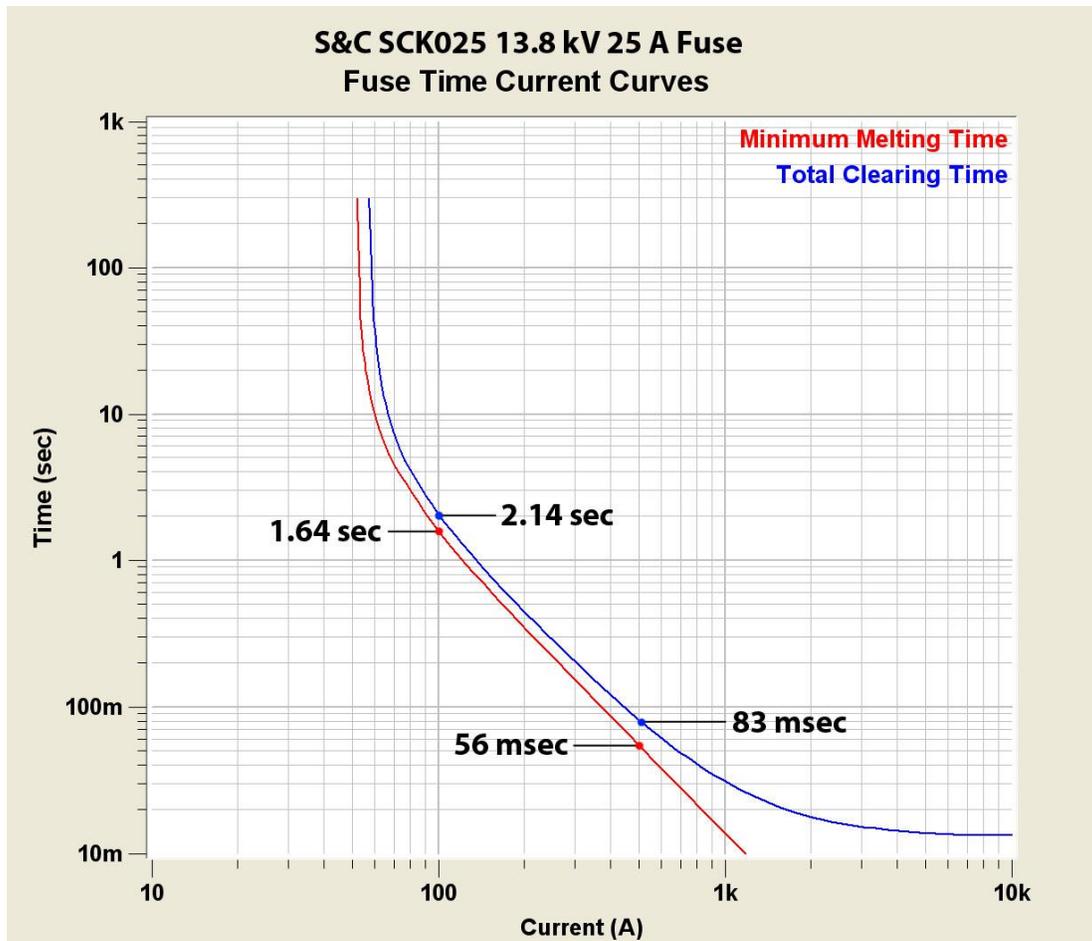


Figura 5.2: Tiempo mínimo de fusión y tiempo total de limpieza para un fusible específico (SCK025 13.8 kV, Fusible de 25 A - Cortesía de S&C Electric Company)

La figura 5.3 muestra el tiempo mínimo de fusión de una determinada clase de fusibles frente a la corriente de falla a través del fusible. Curvas similares proporcionan el tiempo máximo de fusión de un fusible frente a la corriente de falla a través del fusible. Las características de tiempo exactas para todos los fusibles disponibles se pueden encontrar en los sitios web de los fabricantes.

En muchas aplicaciones, es deseable limitar el nivel de corriente de falla. El principal motivo será proteger los equipos eléctricos. Por ejemplo, considere un circuito que ha sido diseñado para soportar por un corto tiempo una corriente eléctrica de 10,000 amperios. Esto es muy común para los circuitos de distribución, es decir, transformadores, conductores, conectores, etc. que podemos usar para construir el circuito que están clasificados para una corriente máxima de 10,000 amperios. En caso de que la fuente de este circuito aumente debido a la expansión, es posible que la corriente de falla disponible aumente, por ejemplo a 20,000 amperios. En este caso podemos tener dos opciones: (a) limitar la corriente de falla por medio de una impedancia adicional insertada en el circuito, o (b) usar fusibles especialmente diseñados que limiten la

corriente de falla, es decir, un fusible limitador de corriente. Un fusible limitador de corriente está diseñado para funcionar en medio ciclo si la corriente supera el valor límite. El diseño también proporciona un esquema para extinguir inmediatamente el arco eléctrico. Por ejemplo, el cable del fusible puede estar incrustado en arena, que absorberá la energía del arco eléctrico y extinguirá el arco.

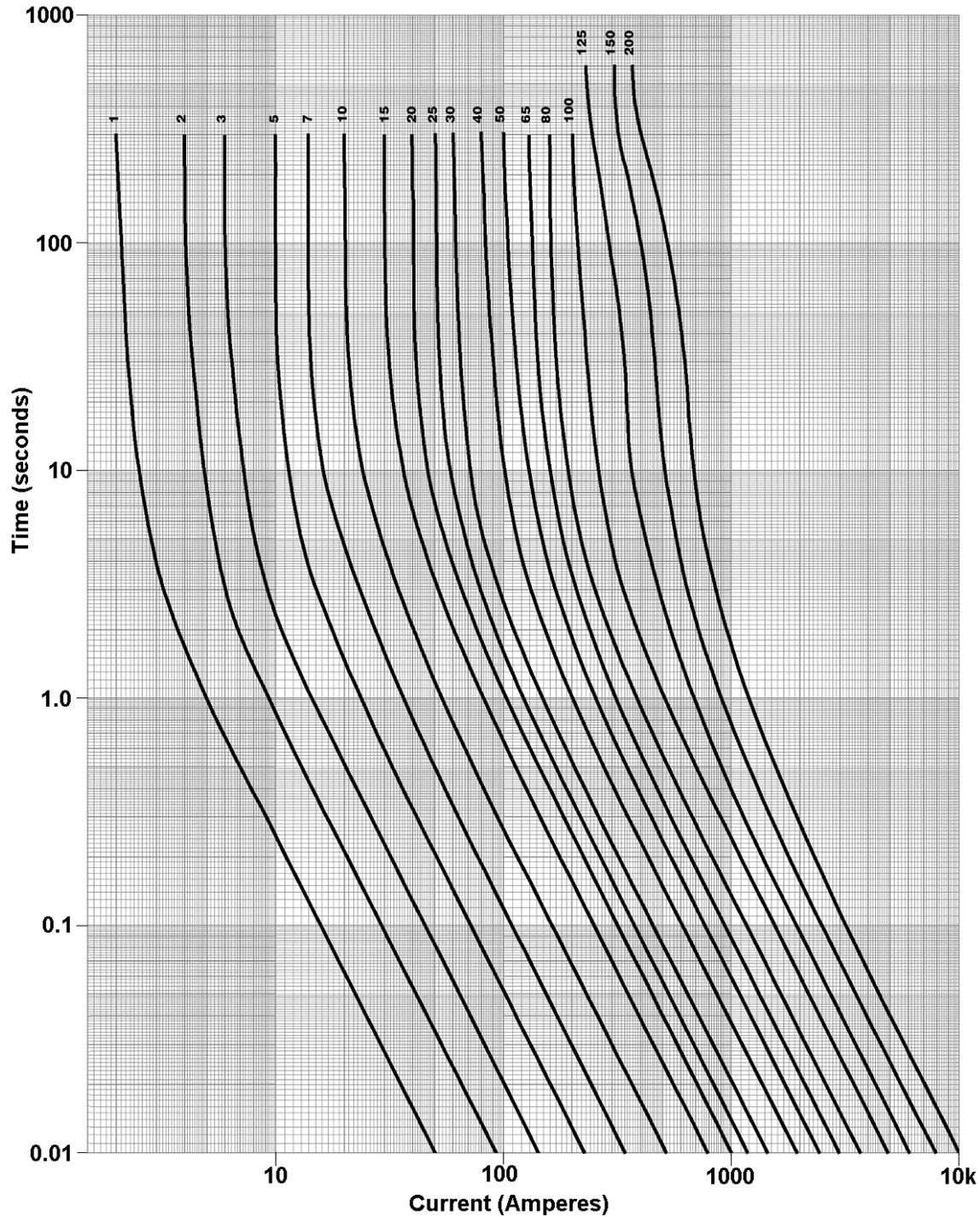


Figura 5.3: Curvas de tiempo-corriente del fusible de distribución

Coordinación con otros dispositivos de protección: Los fusibles deben coordinarse con los demás dispositivos de protección que puedan estar presentes en un circuito. El objetivo de la coordinación es minimizar la cantidad de carga desconectada para cualquier condición de falla dada. En el proceso de coordinación, es necesario recordar que los fusibles no reinician automáticamente los dispositivos; una vez que funcionan, alguien debe reemplazarlos. Por esta razón, tenemos dos objetivos en conflicto: (a) minimizar el número de clientes que serán interrumpidos después de una falla y (b) minimizar el número de operaciones de fusibles, lo que minimizará el tiempo total de interrupción del servicio a los clientes (asumiendo el reenganche automático de otros dispositivos de protección pueden restaurar el servicio mucho más rápido). Por esta razón, se han desarrollado esquemas de “ahorro de fusibles” mediante la coordinación adecuada con otros dispositivos de protección como los reconectores.

5.3 Revisión de la tecnología de disyuntores

Los disyuntores son los dispositivos de interrupción de circuitos preferidos y constituyen el caballo de batalla de la protección del sistema de energía. El desafío en la tecnología de interruptores automáticos es la interrupción de niveles de corriente extremadamente altos que pueden ocurrir durante fallas y la capacidad de realizar múltiples operaciones de apertura / cierre.

La tecnología de los rompedores evolucionó a lo largo de los años. A medida que los sistemas de energía evolucionaron, se interconectaron y aumentaron en capacidad, las corrientes de falla que los interruptores deben interrumpir han aumentado dramáticamente. Debido a que el sistema de energía es principalmente inductivo (la resistencia es relativamente pequeña), la interrupción de la corriente se encuentra con el problema de interrumpir una gran corriente a través de un inductor. La función básica de un interruptor es extinguir un arco eléctrico que normalmente se genera cuando se genera una apertura en un circuito de potencia. El primer medio extintor de arco en la historia del desarrollo de los interruptores fue el aire que dio origen al interruptor automático de aire (ACB). Los disyuntores de aire que utilizaban aire comprimido para explotar el arco se introdujeron a finales de la década de 1920 [xxx-5-001]. Aproximadamente al mismo tiempo, comenzó la experimentación de interrumpir el arco en los aceites minerales dando origen al disyuntor de aceite [xxx-5-003]. En la década de 1940 comenzó la experimentación del uso de gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) comprimido como medio aislante en los interruptores. El éxito del gas SF₆ como material aislante fue el precursor del uso del gas SF₆ como material de interrupción del arco. Esta investigación tuvo éxito y dio como resultado el primer interruptor de SF₆ en 1959 [xxx-5-002]. La tecnología de disyuntores SF₆ evolucionó y mejoró y, en la actualidad, los disyuntores tipo puffer SF₆ son los disyuntores preferidos para aplicaciones de alta tensión y alta corriente. Otro enfoque para la interrupción del arco fue utilizar vacío para extinguir el arco. Los experimentos para interrumpir corrientes de falla usando vacío comenzaron al mismo tiempo que los interruptores automáticos de aire [xxx-5-004]. Un vacío de alta calidad está casi desprovisto de gas y, por lo tanto, de iones potenciales para sostener el arco. Por lo tanto, los interruptores automáticos de vacío dependen de la tecnología para crear un vacío de alta calidad y mantener el vacío durante toda la vida útil del interruptor. La tecnología ha madurado y los tubos de maniobra al vacío son bastante populares para voltajes medios.

Las diversas tecnologías de interruptores tienen características diferentes desde el punto de vista de la protección. Específicamente, estas características pueden ser: corriente máxima que se puede interrumpir, capacidad para soportar voltajes transitorios después de la interrupción (voltaje de recuperación transitorio - TRV), tiempo

requerido entre dos operaciones sucesivas, número de operaciones antes de que se requiera mantenimiento, etc. Proporcionaremos una revisión concisa de estas características para las diversas tecnologías.

Disyuntores de chorro de aire: En cualquier diseño de interruptor, el objetivo más importante es interrumpir el arco entre las placas una vez que las placas se han separado, es decir, una vez que se dispara el interruptor. Los disyuntores de chorro de aire logran la interrupción del arco mediante chorro de aire en la ubicación del arco. El aire se almacena en tanques a presión. Cuando ocurre una falla, las placas del interruptor se separan y el aire se libera de los tanques al área del arco. El arco se expulsa a una cámara que se conoce como rampa de arco. El área entre las placas queda desprovista de portadores de electricidad, es decir, se ha establecido una apertura eléctrica. La geometría de la rampa de arco se diseña típicamente para alargar progresivamente la longitud del arco. La geometría y el material de la rampa del arco son muy críticos para absorber y apagar el arco. A medida que aumenta la longitud del arco, no puede sostenerse por sí mismo. En la Figura 5.6 se muestra una vista esquemática que ilustra la sección transversal de un diseño de disyuntor de aire comprimido. Las ventajas de los disyuntores de aire son: (a) sin peligro de incendio, (b) rápido funcionamiento, (c) mayor vida útil y (d) requiere menos mantenimiento.

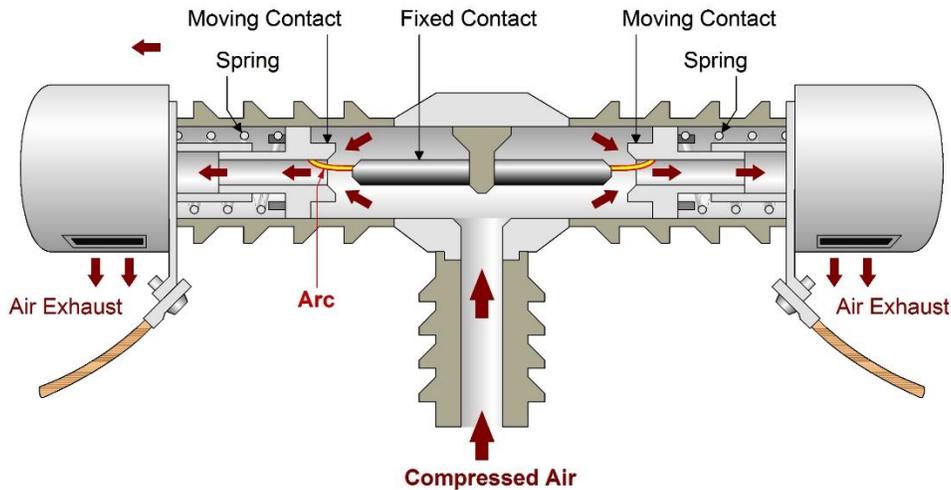




Figura 5.4 Ejemplo de rompedor de chorro de aire (Foto: Cortesía: Georgia Power Co.)

Disyuntores de aceite: Los disyuntores de aceite constan de los contactos principales ubicados en un espacio lleno de aceite mineral. Cuando los contactos principales se separan, el arco entre las placas de contacto eleva la temperatura muy rápidamente. La alta temperatura hace que el aceite se evapore y el vapor de aceite puede descomponerse parcialmente liberando gases como etileno, metano, etc. Se forma una burbuja de gas alrededor del arco eléctrico. El arco eléctrico se extingue por tres factores: el alargamiento del arco cuando los contactos se mueven, el enfriamiento debido a los gases y el vapor de aceite y cuando la corriente de falla eléctrica cruza cero. La extinción del arco también se facilita con el uso de cámaras de arco. El disyuntor de aceite ha sido el caballo de batalla de la industria durante muchas décadas. Sin embargo,

SF₆ Disyuntores de gas: Como su nombre lo indica, estos interruptores utilizan SF₆ para la interrupción del arco. Esta tecnología apareció en 1938. La primera aplicación industrial data de 1953. En 1957, se introdujo el rompedor SF₆ tipo puffer. En los rompedores tipo puffer SF₆, la parte móvil del rompedor está unida a un pistón y un cilindro para generar la presión necesaria para explotar el arco con SF₆ a través de una boquilla (la boquilla está hecha de material aislante). Los disyuntores tipo Puffer requieren un tanque donde el SF₆ se mantenga bajo presión. Se han realizado muchas mejoras a lo largo de los años y, en la actualidad, los interruptores SF₆ dominan las aplicaciones. Algunas de las características son: (a) simplicidad relativa, (b) tiempo de descanso corto, típicamente de 2 a 2,5 ciclos, (c) confiabilidad y (d) bajos niveles de ruido. Por otro lado, el SF₆ es un gas de efecto invernadero conocido y se debe tener cuidado para evitar cualquier fuga.

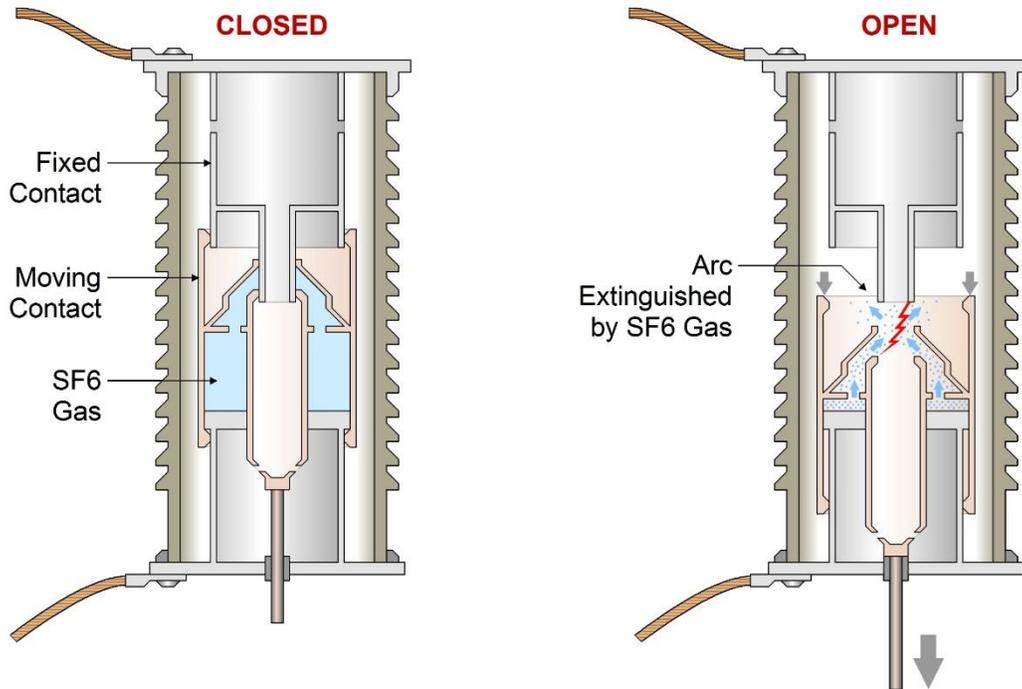


Figura 5.5 Ejemplo de interruptor SF6

Disyuntores de vacío: Como su nombre indica, la extinción del arco eléctrico se realiza en una cámara de vacío. Específicamente, la cámara del interruptor se mantiene a un vacío de aproximadamente 0,1 Pa (comparativamente, la presión al nivel del mar es de aproximadamente 100.000 Pa). La rigidez dieléctrica del vacío es aproximadamente 8 veces mayor que la del aire y 4 veces mayor que la del SF6. La alta rigidez dieléctrica del vacío permite interrumpir las corrientes de falla con espacios de contacto más cortos. Así los contactos no tienen que viajar demasiado. Tras la separación de los contactos, se mantendrá un arco para permitir que la corriente de falla fluya de una placa de contacto a otra. Este arco se extinguirá en el primer cruce por cero de la corriente. La física del arco durante el período de formación de arco es que para niveles bajos de corriente de falla, el arco se difunde sobre el área de las placas, pero para corrientes de falla altas, debido a la magnetoestricción, el arco se concentra y puede sobrecalentar la placa en el punto de contacto con la placa. Esto crea un calentamiento y una posible fusión local del material de contacto. Por esta razón, el disyuntor está diseñado para crear un movimiento del arco a lo largo de la superficie de la placa mediante su propio campo magnético. Este diseño da como resultado interruptores de alta confiabilidad. Las ventajas de los interruptores de vacío son (a) confiabilidad y larga vida útil, (b) compactidad, (c) ningún riesgo de incendio en comparación con los interruptores automáticos de aceite, por ejemplo, y (d) respetuosos con el medio ambiente en comparación con otras tecnologías. La tecnología es adecuada para niveles de media tensión. La investigación sobre interruptores de vacío de nivel de voltaje más alto está en curso. Una desventaja de los disyuntores de vacío es que la interrupción de fallas puede incluir muchos reencendidos rápidos que pueden generar altos voltajes transitorios a los transformadores cercanos si están presentes. Se sabe que estos transitorios pueden conducir a fallas de los transformadores si no se proporciona protección contra los transitorios rápidos.

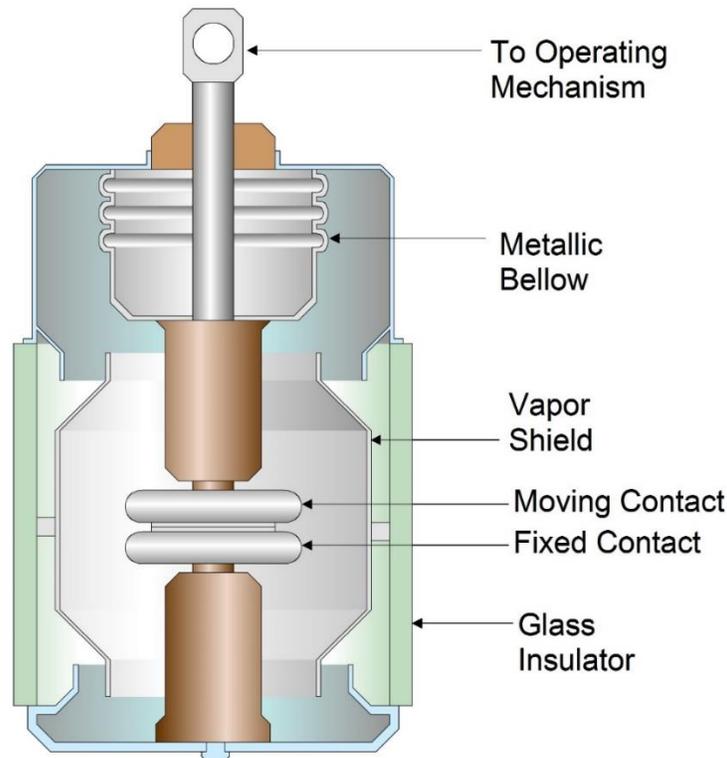


Figura 5.6 Ejemplo de rompedor de vacío

El propósito de un interruptor es interrumpir las corrientes de falla de manera confiable. Independientemente de la tecnología de interruptor que se utilice, la cantidad de corriente de falla que se interrumpirá y el voltaje a través del interruptor dependen de los transitorios de falla que se discutieron en el Capítulo 4. Los dos más importantes son: (a) el valor eficaz de la corriente de falla en el momento de la interrupción y (b) la tensión de recuperación transitoria. Estos temas se han discutido en el Capítulo 4.

5.3 Reconectores y seccionadores

Los reconectores y seccionadores son disyuntores e interruptores operados automáticamente que generalmente se instalan en circuitos de distribución como parte de un esquema de protección contra fallas y reconfiguración automática de alimentadores de distribución.

Los reconectores son interruptores (diseñados para interrumpir la corriente de falla) con sensores integrados de corriente / voltaje, circuitos de control, relés (lógicos) y actuadores capaces de abrir y cerrar automáticamente los interruptores. El nombre indica que están diseñados para un reenganche automático después de que se ha detectado una falla y han operado para interrumpir el circuito fallado. Los reconectores típicos funcionan de la siguiente manera. Una vez que se detecta una corriente de falla, los interruptores se abren y cierran varias veces con diferentes tiempos de apertura y cierre. Los objetivos de este procedimiento son: (a) si la falla es temporal, el reenganche restablece el servicio a todo el alimentador y minimiza el tiempo de interrupción para los consumidores, (b) si la falla es temporal,

la falla es permanente permite que los fusibles aíslen el circuito mínimo posible del sistema, y (d) si la falla es permanente y no puede ser despejada por ningún otro dispositivo de protección, el reconector se abre permanentemente hasta que se repare el circuito. El logro de los objetivos anteriores requiere la coordinación del disparo del reconector y el tiempo de apertura / cierre con los fusibles y seccionadores del alimentador. El Capítulo 10 analiza la aplicación de los reanectores en mayor detalle.

La construcción de un interruptor reconector monofásico típico se ilustra en la Figura 5.4. Los reanectores pueden programarse para operar con función de sobrecorriente de tiempo y volver a cerrarse después de un retardo definido por el usuario. Estas funciones de protección se analizarán más adelante.

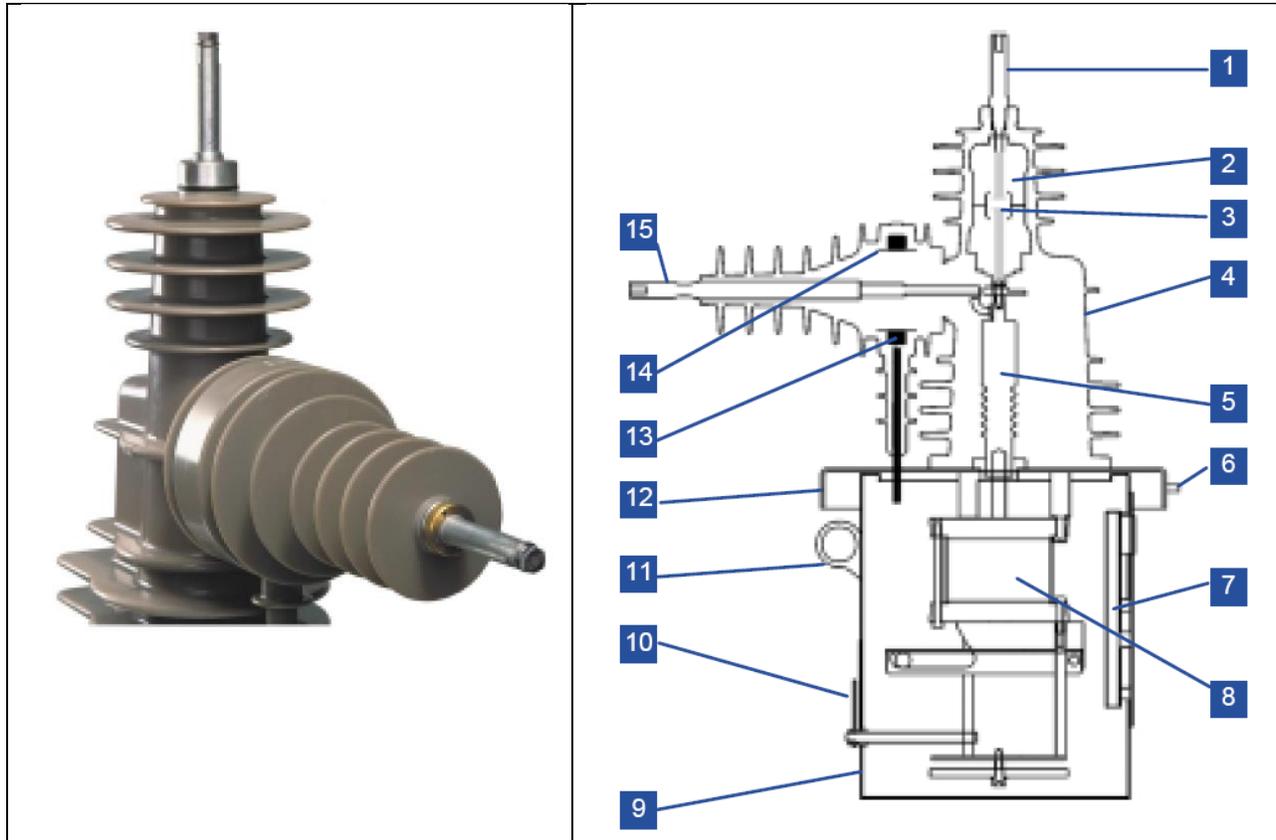
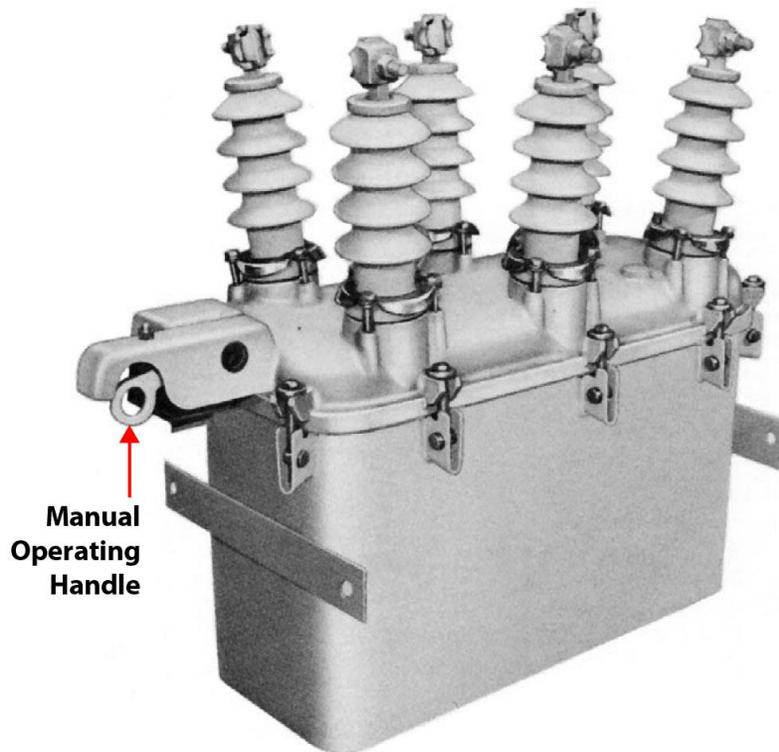


Figura 5.7: Ejemplo de reconector - Sol serie W Cro

(Leyenda: 1. Terminal X-Side, 2. Interruptor de vacío punto, 7. Tarjeta SCEM, 8. Actuador magnético, 9. S Tapa de acero inoxidable, 13. Transformador de corriente, 1

Un seccionador es un diseño de interruptor para abrir un valor (comparable a la carga máxima cu para interrumpir la corriente de carga máxima, tienen un circuito de control que monitorea el interruptor de ruptura de carga operativa. Además, un electricista seccional puede operarlo con un "hot stick seccionador consta de interruptor de ruptura de carga capaz de operar los seccionadores de carga. Tenga en cuenta que el diseño de los seccionadores de ruptura de carga es

de manera que puedan interrumpir la corriente de carga máxima pero no la corriente de falla. En caso de falla, los seccionadores se coordinan con los reconectores y abren el circuito durante el tiempo que los interruptores del reconector están abiertos. Específicamente, un seccionador monitorea la corriente y una vez que se detecta una corriente de falla, cuenta el número de veces que el reconector interrumpe una corriente de nivel de falla. Abre sus interruptores después de que este conteo alcanza un valor programado. La aplicación de seccionadores y su coordinación con otros dispositivos de protección se trata en detalle en el Capítulo 10.



**Figura 5.8 Seccionizador de línea de distribución trifásico típico
(Cortesía: Cooper Power Systems)**

5.5 Relés de protección

Un relé de protección es un dispositivo que monitorea ciertas cantidades en el sistema y, ante la ocurrencia de una condición anormal, puede tomar una acción en forma de disparar un interruptor que emite una alarma, etc. Su función es monitorear cantidades específicas del sistema (típicamente tres corrientes y tres voltajes) y aplicar la lógica para determinar cuándo deben emitir un comando de control a un dispositivo de interrupción, principalmente un interruptor. Por lo tanto, uno puede pensar en un relé como el "cerebro" del sistema de protección. La descripción funcional de un relé de protección se representa simbólicamente en la Figura 5.9. La figura ilustra que el relé está conectado a transformadores de instrumentación (TT y TI) que generan señales de entrada que son proporcionales a los voltajes y corrientes en el sistema de energía, así como a los contactos del interruptor de los interruptores para monitorear el estado del interruptor o interruptor. El relé de protección procesa las entradas a través de algoritmos específicos y

decide disparar o no disparar un interruptor operando un contacto que está integrado con el sistema de disparo de un interruptor como se ilustra en la Figura 5.9.

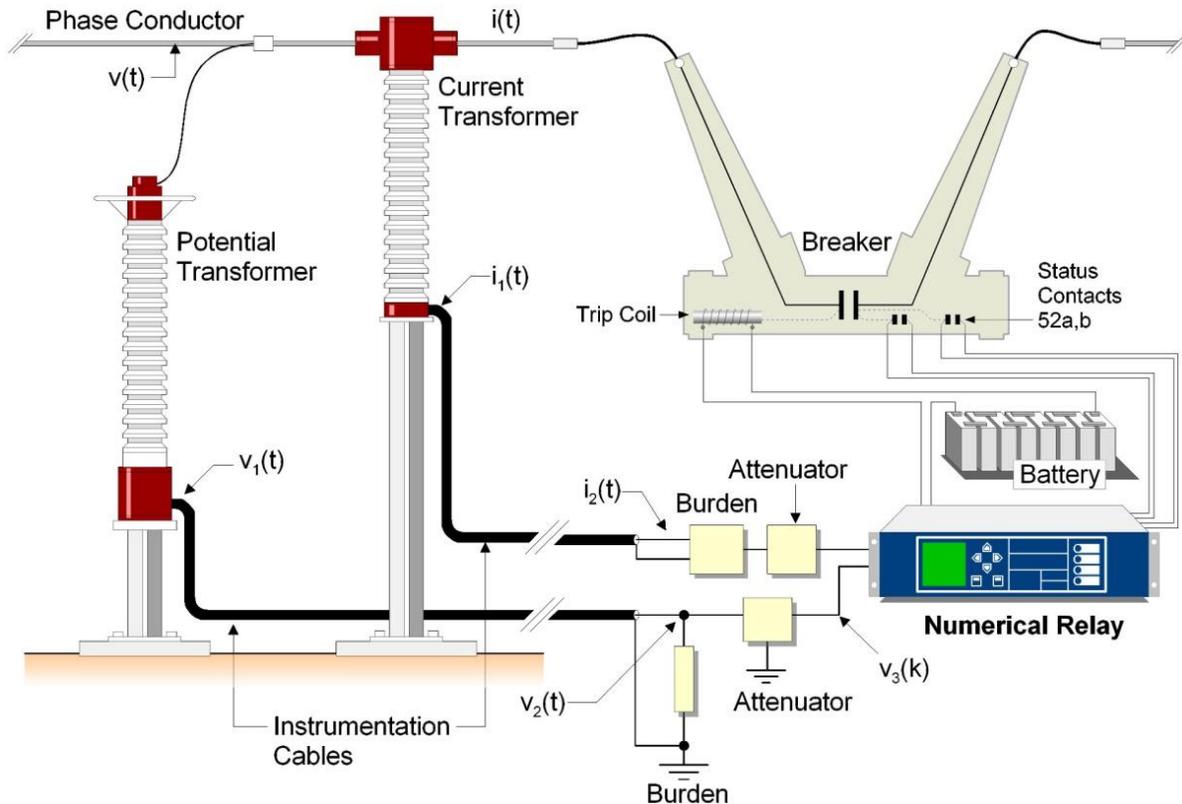


Figura 5.9 Ilustración de un sistema de relés de protección

Los relés evolucionaron a lo largo de los años desde simples dispositivos electromecánicos hasta complejos dispositivos electromecánicos, pasando por dispositivos de estado sólido y finalmente hasta sistemas completamente digitales. Es muy interesante notar que a lo largo de los años, muchos ingenieros inteligentes desarrollaron sistemas electromecánicos que realizarán una lógica muy compleja requerida para funciones de protección específicas. Los sistemas electromecánicos fueron reemplazados / imitados por dispositivos de estado sólido cuando la tecnología de estado sólido estuvo disponible y, finalmente, con dispositivos basados en microprocesadores cuando los microprocesadores estuvieron disponibles. Los principios fundamentales de los relés basados en computadora fueron introducidos en un artículo fundamental por George Rockefeller [??] en 1966. El artículo fue seguido con la primera implementación de un relé de computadora [??] en 1971. El descubrimiento del microprocesador a finales de la década de 1970 y principios de 1980 condujo a la utilización del microprocesador como motor de cálculo del relé de la computadora y el primer relé basado en microprocesador fue introducido comercialmente en 1984 por Ed Schweitzer [??]. Los términos relés digitales o numéricos se aplican a relés basados en microprocesadores. Hoy en día, los relés digitales son los relés de elección. Los relés digitales pueden imitar el funcionamiento de los relés electromecánicos que se introdujeron en una era anterior a las computadoras, pero también pueden realizar estas funciones de una mejor manera y también agregar funciones adicionales. Desde un punto de vista pedagógico, es interesante examinar las diversas funciones de relé introducidas con los dispositivos electromecánicos y discutir en paralelo su implementación digital. Seguiremos este camino en el resto de este capítulo.

Como se describió en el Capítulo 1, un relé de protección es parte de un sistema que consta de cuatro componentes discretos: (a) el **subsistema de instrumentación** que consta de transformadores de medida que generan salidas de baja tensión y baja corriente para entrada a los relés o subsistema lógico. Idealmente, estos voltajes y corrientes deben ser réplicas a escala de los altos voltajes y corrientes del sistema de energía eléctrica. Prácticamente, sin embargo, los canales de instrumentación introducen errores que distorsionan levemente las formas de onda de los altos voltajes y corrientes. (b) el **subsistema lógico**, es decir, el relé, que procesa los voltajes y las corrientes (y posiblemente las entradas de estado) y toma decisiones. Los actuales sistemas de relés están basados en microprocesadores y son capaces de realizar cálculos y lógica complejos. El propósito de estos cálculos es identificar y caracterizar la condición operativa del subsistema que monitorean y protegen y, a través de alguna lógica, determinar si se requiere acción para remediar una condición intolerable. (c) el **subsistema de control**, que consta de entradas discretas y salidas discretas para activar las decisiones del relé. Por ejemplo, el estado del subsistema de interrupción (disyuntores, etc.) puede instrumentarse como una entrada al subsistema lógico. En este caso, el relé de protección supervisa el estado del dispositivo de interrupción y la lógica de protección puede tener en cuenta esta información. Hay dos tipos de indicadores de estado de los dispositivos de interrupción (principalmente interruptor): un contacto 52a (interruptor normalmente abierto o abierto "en el estante"; se cerrará cuando el interruptor esté energizado y en posición cerrada) y un contacto 52b (normalmente interruptor cerrado o cerrado "en el estante" - estará abierto cuando el interruptor esté energizado y en la posición cerrada). Estos contactos son controlados mecánicamente por la ubicación del interruptor para máxima confiabilidad. El subsistema de control controla invariablemente el circuito de disparo de un interruptor, un motor que controla un interruptor, alarmas, objetivos, etc.; y (d) el **subsistema de interrupción**. El subsistema de interrupción consta de un disyuntor, un interruptor operado por motor, etc.

Si bien en este capítulo nos centraremos en las funciones que realiza el relé, ocasionalmente nos referiremos a las otras partes de este sistema de protección y control si afectan las funciones del relé, por ejemplo la saturación de los transformadores de corriente (instrumentación) puede afectar la lógica de funciones específicas del relé.

Se han estandarizado las funciones lógicas que realizan los relés. Las funciones lógicas se han desarrollado y evolucionado a lo largo de los años a medida que los ingenieros de protección intentan inventar nuevos y mejores esquemas de protección y mejorar la selectividad, confiabilidad, velocidad y el rendimiento general de los esquemas de relés. Como se discutió en el capítulo 1, un IEEE Std definió las diversas funciones y dispositivos de protección. Una lista parcial de las funciones de protección se da en Cuadro 5.1.

Tabla 5.1 Funciones de protección más habituales

| Protector Función Número | Descripción de la función protectora |
|---|--|
| 50 | Relé de sobrecorriente instantánea Relé de |
| 51 | sobrecorriente de tiempo de CA Relé de |
| 67 | sobrecorriente direccional de CA |
| 59 | Relé de sobretensión |
| 60 | Relé de equilibrio de voltaje o corriente Relé de |
| 62 | parada o apertura con retardo de tiempo |
| 64 | Relé del detector de tierra |
| 68 | Relé de bloqueo o "fuera de sincronismo" |
| 21 | Relé de distancia |
| 24 | Voltios por relé de Hertz |
| 25 | Relé de sincronización o verificación de sincronismo |
| 27 | Relé de subtensión |
| 81 | Relé de frecuencia |
| 32 | Relé de potencia direccional |
| 87 | Relé de protección diferencial |
| 40 | Relevo de campo |
| 46 | Relé de corriente de fase inversa o de equilibrio de fase Relé |
| 47 | de tensión de secuencia de fase o de equilibrio de fase |
| 49 | Relé térmico de máquina o transformador |

Las funciones protectoras enumeradas anteriormente son las más comunes. Las funciones de protección se desarrollaron durante muchos años inicialmente como relés electromecánicos y luego como relés de estado sólido y finalmente como relés numéricos. En este libro describiremos los desarrollos más notables de los relés electromecánicos y la implementación de estas funciones mediante relés numéricos. Algunos de los desarrollos más notables para la unidad lógica de relé de protección se enumeran a continuación. Estos sistemas electromecánicos básicos se utilizaron inteligentemente para implementar esquemas de protección muy complejos.

1. El relé del émbolo
2. El disco de inducción o el relé de la taza de inducción
3. El relé de la unidad de cilindro
4. El relé de la viga de equilibrio

En las secciones siguientes presentaremos estos sistemas electromecánicos y su utilización para Varias funciones de retransmisión.

5.6 Relés de protección contra sobrecorriente

Un relé de protección contra sobrecorriente es un dispositivo que incluye un sistema de monitoreo de corrientes eléctricas específicas, lógica para iniciar acción y circuito de control. La descripción funcional de este relé se representa simbólicamente en la Figura 5.10. La figura ilustra que el relé está conectado a un Transformador de Corriente (CT) que genera una corriente que es proporcional a la corriente en el sistema eléctrico pero mucho menor (corriente de nivel de instrumentación). El relé de protección monitorea la corriente eléctrica en el secundario del transformador de corriente y cuando esta corriente excede un cierto valor se activa una lógica que eventualmente puede operar un contacto que está integrado con el sistema de disparo del interruptor como se ilustra en la figura.

El relé de sobrecorriente evolucionó a lo largo de los años de dispositivos electromecánicos simples a dispositivos electromecánicos complejos y luego a dispositivos de estado sólido y finalmente a sistemas completamente digitales. El primer relé de sobrecorriente fue el relé de tipo émbolo. Los relés de sobrecorriente más sofisticados fueron el relé de inducción (o de copa), seguido de la implementación digital de estos relés.

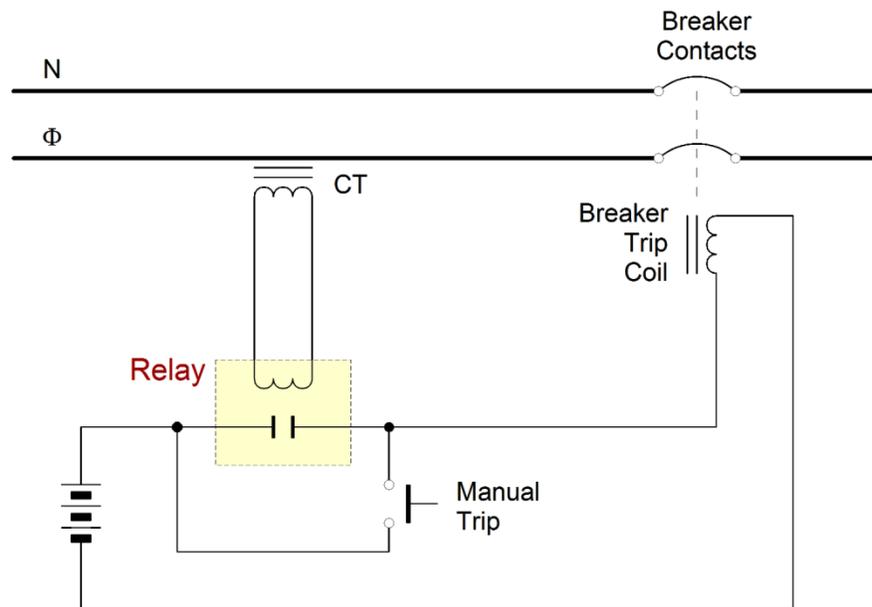


Figura 5.10: Descripción funcional de un relé de protección

5.6.1 El relé de sobrecorriente tipo émbolo

El primer y más simple diseño de relé de sobrecorriente es un tipo de émbolo. Este relé consta de un electroimán que desarrolla una fuerza sobre un émbolo cuando la corriente eléctrica fluye a través de la bobina. El émbolo se mantiene en una posición de reposo mediante un resorte o gravedad. Cuando la fuerza electromagnética excede la fuerza del resorte, el émbolo se moverá y cerrará un contacto.

La construcción de un relé típico de tipo émbolo se ilustra conceptualmente en la Figura 5.11. La figura también muestra el circuito de disparo de un interruptor conectado a los contactos del relé de émbolo. El elemento móvil está en el centro de la bobina y puede moverse verticalmente. Tanto las piezas móviles como las de papelería están fabricadas con hierro (material magnético). El circuito magnético involucra dos

huecos de aire. Suponiendo que la resistencia magnética del cuerpo de hierro del émbolo es despreciable, el circuito magnético se puede analizar aproximadamente considerando la resistencia magnética de los espacios de aire únicamente y la fuerza electromotriz de la bobina.

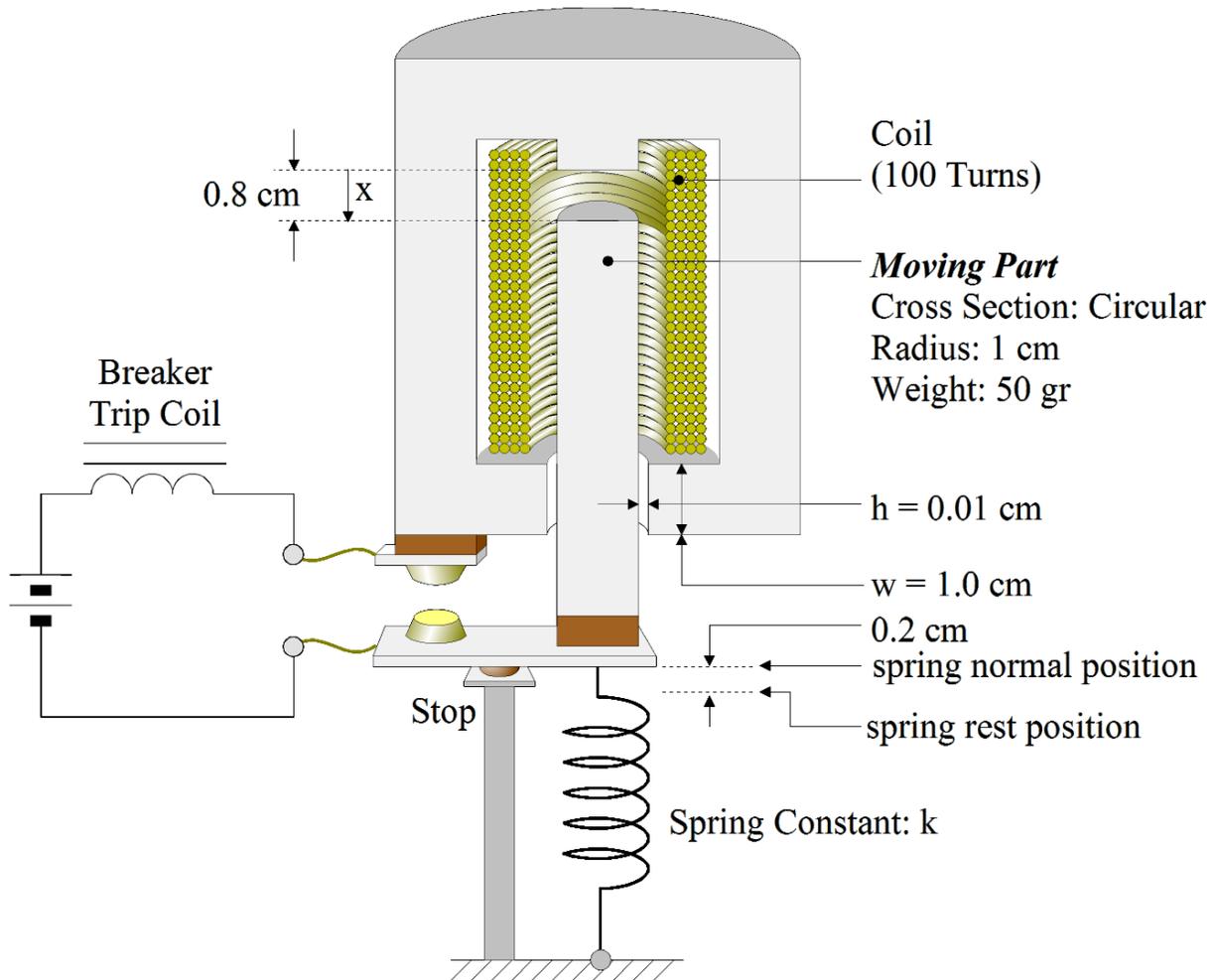


Figura 5.11: Ilustración conceptual de un relé de tipo émbolo

A continuación se presenta la fuerza magnética ejercida sobre la parte móvil. De la ley de amperios, se puede derivar lo siguiente para el circuito magnético que consiste en el émbolo, el cuerpo y los espacios de aire:

$$Ni$$

donde N es el número de vueltas de la bobina, I es la corriente de la bobina, φ es el flujo magnético y la renuencia de los espacios de aire. La desgana de un espacio de aire de longitud l y transversales son a A es:

$$\frac{l}{A}$$

Al aplicar la fórmula de renuencia anterior a cada brecha se obtiene:

$$\frac{X}{0A_1} \quad \frac{h}{0A_2} \quad \frac{X}{0r^2} \quad \frac{h}{02rw}$$

El flujo a través del circuito magnético es:

$$\frac{Ni}{0r^2} \quad \frac{Ni}{02rw} \quad \frac{0r_2Ni}{X} \quad \frac{C}{2w} I, \text{ con byc definidos en consecuencia}$$

Desde B_1A_1 B_2A_2 en los dos espacios de aire:

$$B_1 \frac{C}{r_2 X B} I, \text{ anupio } B_2 \frac{C}{2rw X B} I$$

A continuación, la fuerza se calcula como la tasa de cambio de la energía almacenada en el campo magnético con respecto al desplazamiento del émbolo (x). La energía del campo magnético almacenada en cada espacio de aire se puede calcular dada la densidad de flujo magnético (flujo sobre el área de la sección transversal) y el volumen del espacio de aire de la siguiente manera:

$$W_{\text{revista}} \frac{1}{2} \varphi B_2$$

Dónde $\varphi = BA$ y V es el volumen de la brecha.

Tenga en cuenta que hay dos espacios de aire: (a) Uno de longitud x. El cambio de la energía magnética con respecto ax en este espacio creará una fuerza que intentará mover el émbolo hacia arriba. (b) otro de longitud h. El cambio de la energía magnética con respecto a x en este espacio creará una fuerza que será horizontal y, dado que no se permite que el émbolo se mueva horizontalmente, esta fuerza no es de interés. Nos centraremos en la fuerza vertical.

Por tanto, la energía total del campo magnético en el espacio de aire de longitud x se puede expresar de la siguiente manera:

$$W_{\text{revista}} \frac{1}{2} \frac{r_2 X}{0} \frac{C}{r_2 X B} I^2 \quad \frac{C_1 X}{C_2 X B^3} I^2$$

La fuerza magnética se calcula como la derivada parcial de la expresión anterior con respecto a el desplazamiento del émbolo x:

$$F \frac{W_{\text{revista}}}{X} \frac{C_1}{C_2 X B^2} I^2 \quad \frac{2C_1 X}{C_2 X B^3} I^2 \quad \frac{C_1 B X}{C_2 X B^3} I^2$$

Tenga en cuenta que la fuerza es proporcional a la corriente eléctrica al cuadrado. Además, cuando el espacio de aire x disminuye, la fuerza aumenta. Cuando la fuerza magnética excede la fuerza del resorte, el

el émbolo se moverá. A medida que se mueve, el espacio de aire x disminuye y la fuerza aumenta aún más, lo que provoca la operación rápida del relé. El valor de la corriente a la que la fuerza magnética es igual a la fuerza del resorte es la corriente mínima a la que funcionará el relé. Esta es la corriente de "arranque". Tenga en cuenta que no hay **intencional** Retardo de tiempo para el funcionamiento de este relé. Nos referimos a esta operación como operación instantánea. En realidad, el funcionamiento no es instantáneo ya que la parte móvil tiene cierta inercia y tarda algún tiempo en pasar de la posición normal a la posición cerrada. El término "instantáneo" se refiere al hecho de que no hay un retraso de tiempo intencional. Una vez que el relé ha funcionado, se reiniciará solo cuando la corriente asuma un valor lo suficientemente pequeño como para que la fuerza del resorte sea mayor que la fuerza magnética y mueva el émbolo a la posición de reposo. El valor de la corriente al que esto ocurrirá se denomina corriente de "caída". El valor de la corriente de salida es menor que el valor de arranque.

Ejemplo E5.1: Considere el relé de émbolo de la figura 5.11. Las dimensiones del relé son: holgura = 0,8 cm, el área transversal del émbolo es circular de 1 cm de radio, la altura del émbolo es 2 cm, y su peso es de 50 gr. El espacio libre h es 0.01 cm, el ancho w es 1 cm, la constante del resorte es 50 N / m y el número de vueltas es 100. En la posición "abierta", el resorte se estira 0.2 cm. Para este relé, calcule la corriente de "arranque" y la corriente de "desconexión". Nota: Un kilogramo de fuerza (kg) equivale a 9.80665 Newtons (N).

Solución: El valor de activación está determinado por la condición de que la fuerza electromagnética sea igual a la gravedad y la fuerza del resorte en la posición abierta:

$$F_{\text{gravedad}} = F_{\text{primavera}} = F_{\text{revista}} = 0$$

dónde:

$$F_{\text{gravedad}} = (0.05)(9.80665) = 0,49 \text{ norte}$$

$$F_{\text{primavera}} = (50 \text{ N / metro})(0,002 \text{ metro}) = 0,1 \text{ norte}$$

$$F_{\text{revista}} = \frac{C_1}{C_2} \frac{X}{B} = 0,008 \frac{100}{1} I^2 = 0,01523 I^2$$

por lo tanto:

$$I_{\text{recoger}} = \sqrt{\frac{0,49 + 0,1}{0,01523}} = 6,224 \text{ A}$$

Para calcular la "corriente de caída, repita los cálculos con $x = 0$, lo que da como resultado:

$$F_{\text{revista}} = \frac{C_1}{C_2} \frac{X}{B} = 0 \frac{100}{1} I^2 = 394,8 I^2$$

por lo tanto:

$$I_{\text{abandonar}} = \sqrt{\frac{0,49 + 0,1}{394,8}} = 0,03866 \text{ A}$$

Tenga en cuenta el valor actual de deserción muy pequeño.

Limitaciones de la protección de sobrecorriente instantánea (OC): Los relés de protección de sobrecorriente instantáneos operan con la corriente a través de un circuito. Si bien esta operación es muy simple, también tiene la desventaja de que no se diferencian en función de la ubicación o dirección de la falla y no se pueden coordinar con otros relés.

5.6.2 Relés de sobreintensidad de tiempo

El relé de tipo émbolo descrito en la sección anterior interrumpirá una falla inmediatamente después de que la corriente de falla sea mayor que el valor de disparo, es decir, no hay más retraso que la respuesta del circuito de disparo. Este tipo de operación no permite la coordinación y discriminación de qué relé debe responder a qué condición de falla. Para proporcionar flexibilidad en la coordinación de la protección, es importante controlar el tiempo de disparo una vez que se ha detectado una corriente de falla. El control del tiempo de disparo se logró con la introducción del relé de disco de inducción en la década de 1920. La figura 5.12 ilustra la construcción típica de un relé de sobreintensidad de retardo de tiempo electromecánico de disco de inducción.

Nota para mí: elimine esto o muévelo a otro lugar.

***Nota:** En la práctica, muchas veces solo se utilizan tres de estos relés para un sistema de cuatro cables. Los tres relés monitorean (a) la corriente en las tres fases del sistema, o (b) la corriente en dos fases y en el cable neutro. Lo racional de esta práctica es que cualquier falla involucra al menos dos cables, por lo que se detectarán todas las fallas posibles. Este pensamiento es erróneo por la simple razón de que puede haber una falla desde la fase sin el relé hasta la tierra, en cuyo caso la falla no será detectada por ninguno de los tres relés. En realidad, estos casos se han documentado en los que una falla en la fase desprotegida permaneció sin ser detectada, lo que resultó en condiciones peligrosas algunos casos pérdida de vidas humanas.*

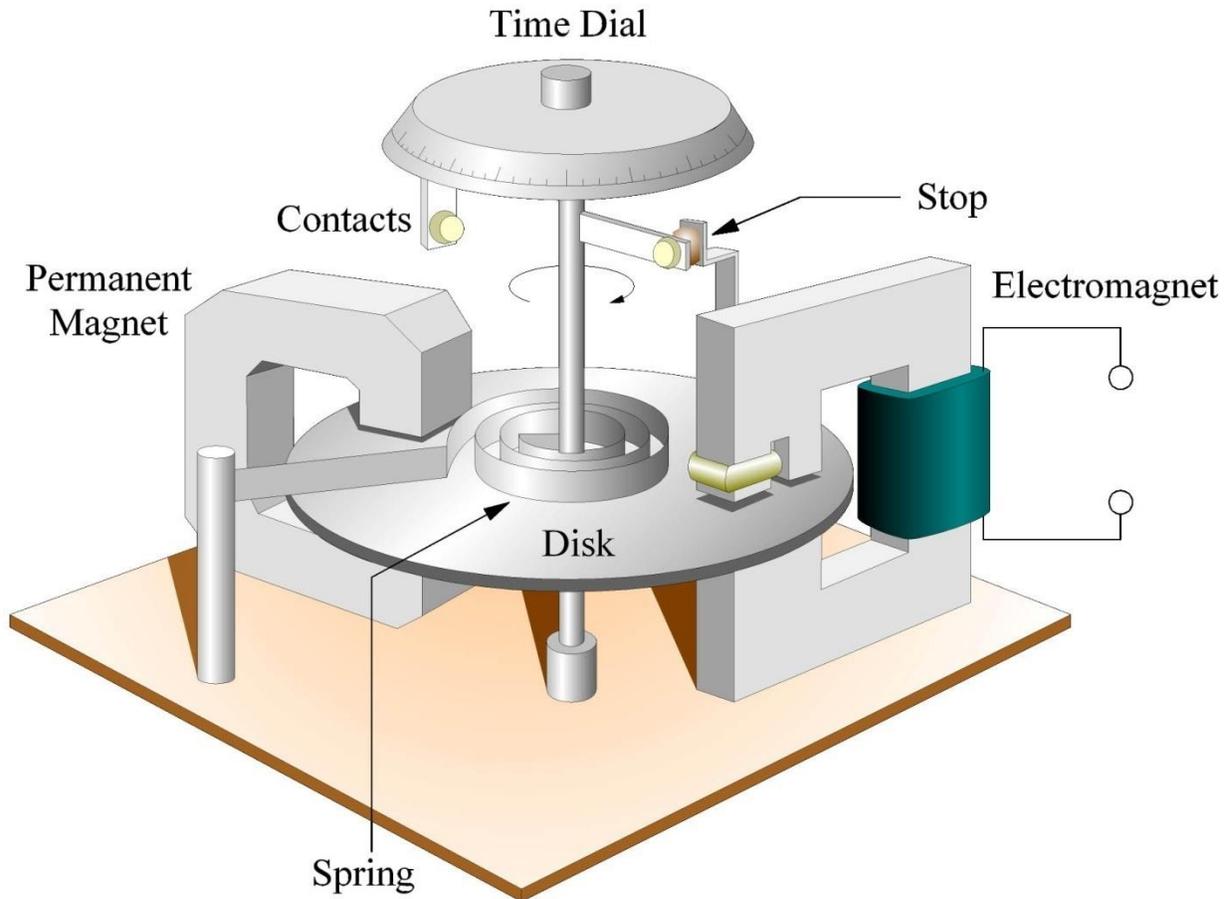


Figura 5.12: Relé de sobreintensidad de retardo de tiempo electromecánico

Este relé comprende un disco conductor no magnético (generalmente de aluminio) que puede girar alrededor de un eje. Un electroimán genera un flujo magnético perpendicular a la superficie del disco. El electroimán tiene dos juegos de polos, uno de los cuales está rodeado por anillos de cobre. Esto da como resultado una diferencia de fase entre los flujos del par de dos polos. La interacción entre los dos flujos magnéticos fuera de fase genera un par neto en el disco proporcional al cuadrado de la corriente de la bobina del electroimán. Además, el par en la dirección opuesta se aplica mediante un resorte helicoidal y un imán permanente. Tenga en cuenta que el imán permanente genera un par solo cuando el disco comienza a moverse y se opone al movimiento. El par del resorte es proporcional al ángulo de rotación del disco,

El par generado por el electroimán se deriva de la siguiente manera: Tenga en cuenta que los flujos generados por los dos polos y que pasan a través del disco son ϕ_1 y ϕ_2 . Los flujos varían con el tiempo, por lo que inducen corrientes parásitas en el disco. Las corrientes inducidas son proporcionales a la tasa de cambio de los flujos:

$$I_{D1} \propto \frac{D_1}{dt}, \quad I_{D2} \propto \frac{D_2}{dt}$$

dónde es una constante que depende de la geometría y las características del material. El par desarrollado por la interacción del flujo magnético y las corrientes inducidas es:

$$T = 2I_{D1} I_{D2}$$

Suponiendo que los flujos son sinusoidales:

$$I_{D1} = I_{D1} \sin(\omega t), \quad I_{D2} = I_{D2} \sin(\omega t)$$

Entonces el par desarrollado es:

$$T = 2I_{D1} I_{D2} \cos(\omega t) = 2I_{D1} I_{D2} \cos(\omega t)$$

Dado que el flujo generado por el electroimán es proporcional a la corriente de la bobina, el par generado será:

$$T = kI^2$$

Donde k es una constante e I es el valor RMS de la corriente de la bobina. La ecuación de movimiento para el disco es:

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = T_{total}$$

donde J es el momento de inercia del disco y T es el par neto aplicado en el disco (desarrollado por el electroimán, el imán y el resorte).

Dado que hay fricción (de hecho, el imán permanente genera un par sustancial que es proporcional a la velocidad), la ecuación de movimiento será:

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} + k_D \frac{d\theta}{dt} = T_{primavera} - kI^2 \sin^2 \theta$$

Dónde: k_D es el factor de amortiguación, θ_{max} es el ángulo de recorrido máximo del disco de inducción, y $T_{\theta_{max}}$ y T_0 son los pares de torsión del resorte en el desplazamiento máximo y en la posición inicial, respectivamente.

La solución de la ecuación anterior es compleja. Por supuesto, se pueden utilizar técnicas numéricas para obtener la solución. Consideraremos aquí dos soluciones aproximadas alternativas.

Solución aproximada 1: Esta solución implica las siguientes aproximaciones y suposiciones: el factor de amortiguación es despreciable (esto significa que el imán permanente que se muestra en la figura 5.12 no está presente) y el par de torsión del resorte es aproximadamente constante. Entonces, si el disco debe viajar θ_{max} hasta hacer contacto, el tiempo de funcionamiento será (para corriente constante):

$$t_0 = \sqrt{\frac{2J_{max}}{kI^2 T_{primavera}}}$$

La aproximación anterior es válida para el caso de que el imán permanente no exista y, por lo tanto, el par de amortiguación sea insignificante. Para un dispositivo con un imán permanente, el par de amortiguación es significativo y conduce a la segunda solución aproximada:

Solución aproximada 2. Esta solución implica las siguientes aproximaciones y suposiciones: se desprecia el término de inercia, así como el par adicional por el alargamiento del resorte. Esta es una aproximación razonable para un dispositivo con una amortiguación intencional proporcionada por el imán permanente, lo que hace que el k_D término dominante. Entonces el tiempo para operar viene dado por el ecuación:

$$t_0 = \frac{k_D \max}{I_r^2 T_0},$$

dónde:

I_r es la corriente eléctrica normalizada o $I_r = \frac{I}{I_{recoger}}$, y

$$I_{recoger} = \sqrt{\frac{T_0}{k}}.$$

Tenga en cuenta que la forma de la ecuación anterior es:

$$t_0 = \frac{A}{I_r^2 B}$$

Para valores grandes de corriente, el tiempo de funcionamiento es inversamente proporcional al cuadrado de la corriente de entrada. Al diseñar el electroimán para que el núcleo magnético se sature y agregar un mecanismo secundario para proporcionar un retardo de tiempo constante, la característica de tiempo-corriente se convierte en:

$$t_0 = \frac{A}{I_r p B}$$

donde los parámetros p , A y B dependen de los parámetros de diseño físico. Por lo tanto, ajustando los parámetros físicos de diseño se pueden implementar diferentes características de tiempo-corriente. Las características de la corriente de tiempo se clasifican de acuerdo con la pendiente de las curvas y el tiempo total

retraso como:

- Poco tiempo
- Largo tiempo
- Tiempo mínimo definido
- Moderadamente inverso
- Inverso
- Muy inverso y
- Extremadamente inverso

Una típica familia de curvas de pertenencia a la *Inverso* La categoría se muestra en la Figura 5.13.

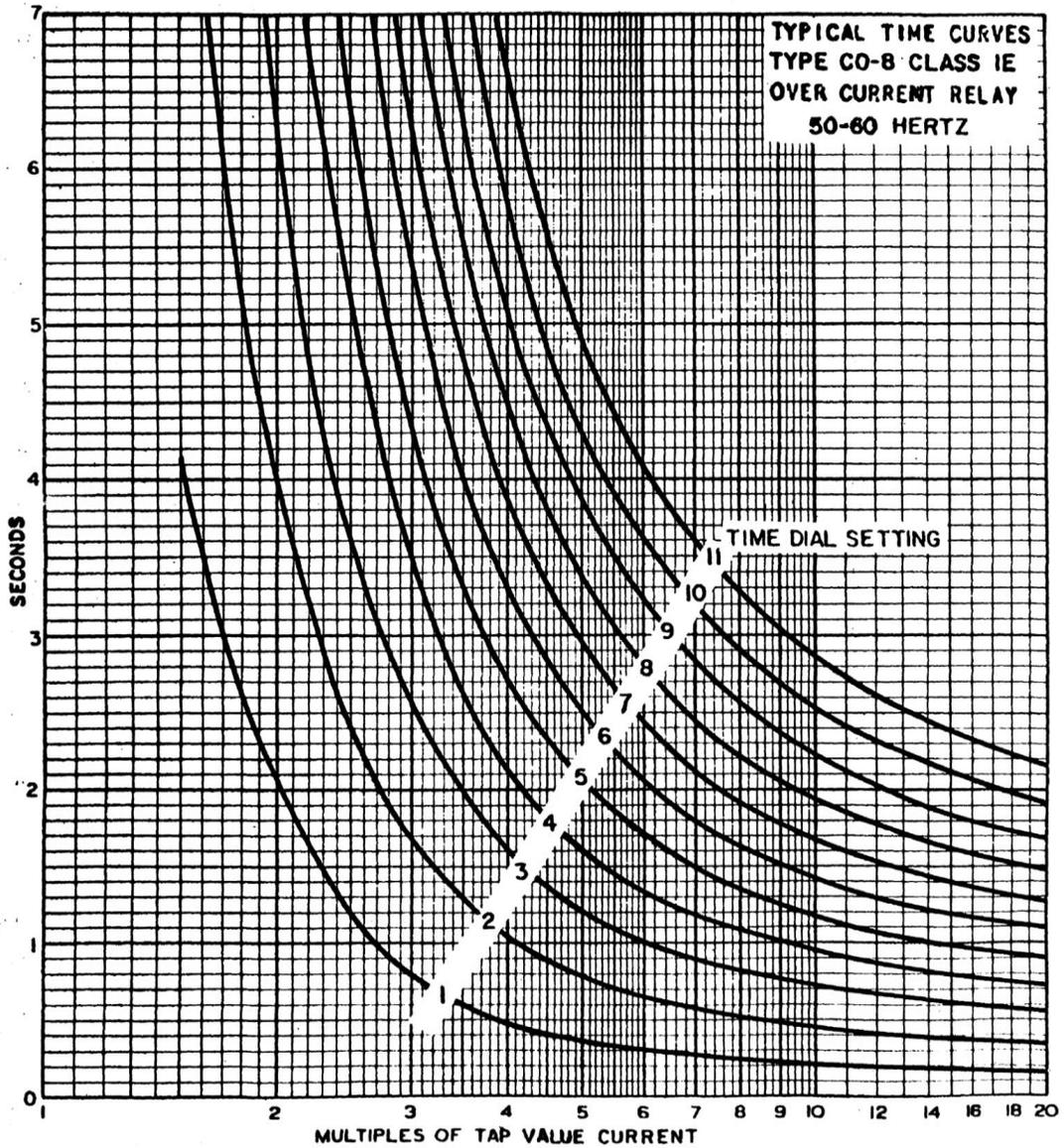


Figura 5.13: Curvas típicas de tiempo-corriente de relé de sobrecorriente

Clasificación de la curva: El índice de la curva de tiempo
inverso es la configuración del dial de tiempo
(Cortesía de ABB)

Ejemplo E5.2: Considere un relé tipo disco de inducción con los siguientes parámetros:

$$k_{\max} = 0,1 \text{ rads}, T_0 = 0,0005 \text{ Nuevo Méjico}, k_D = 0,1 \text{ Nuevo Méjico/segundo}, k = 0,00002 \text{ Nuevo Méjico/} A^2$$

- (a) Calcule la corriente de arranque de este relé.
 (b) Calcule la curva de disparo de tiempo versus corriente de este relé.

Solución: Asumiremos la solución aproximada del párrafo anterior.

- (a) La corriente de arranque es:

$$I_{\text{Recoger}} = \sqrt{\frac{T_0}{k}} = 5 \text{ A}$$

- (b) La curva de tiempo versus corriente se calcula punto por punto:

$$t_D = \frac{k_D \max}{I_r^2 - 1} = \frac{20}{0,04I_r^2 - 1} \text{ segundo}$$

Los resultados se tabulan a continuación y se representan en la Figura E5.2 en escala logarítmica.

| Corriente (A) | Tiempo (seg) |
|---------------|--------------|
| 5 | infinito |
| 10 | 6.666 |
| 20 | 1.333 |
| 40 | 0.317 |
| 80 | 0,078 |

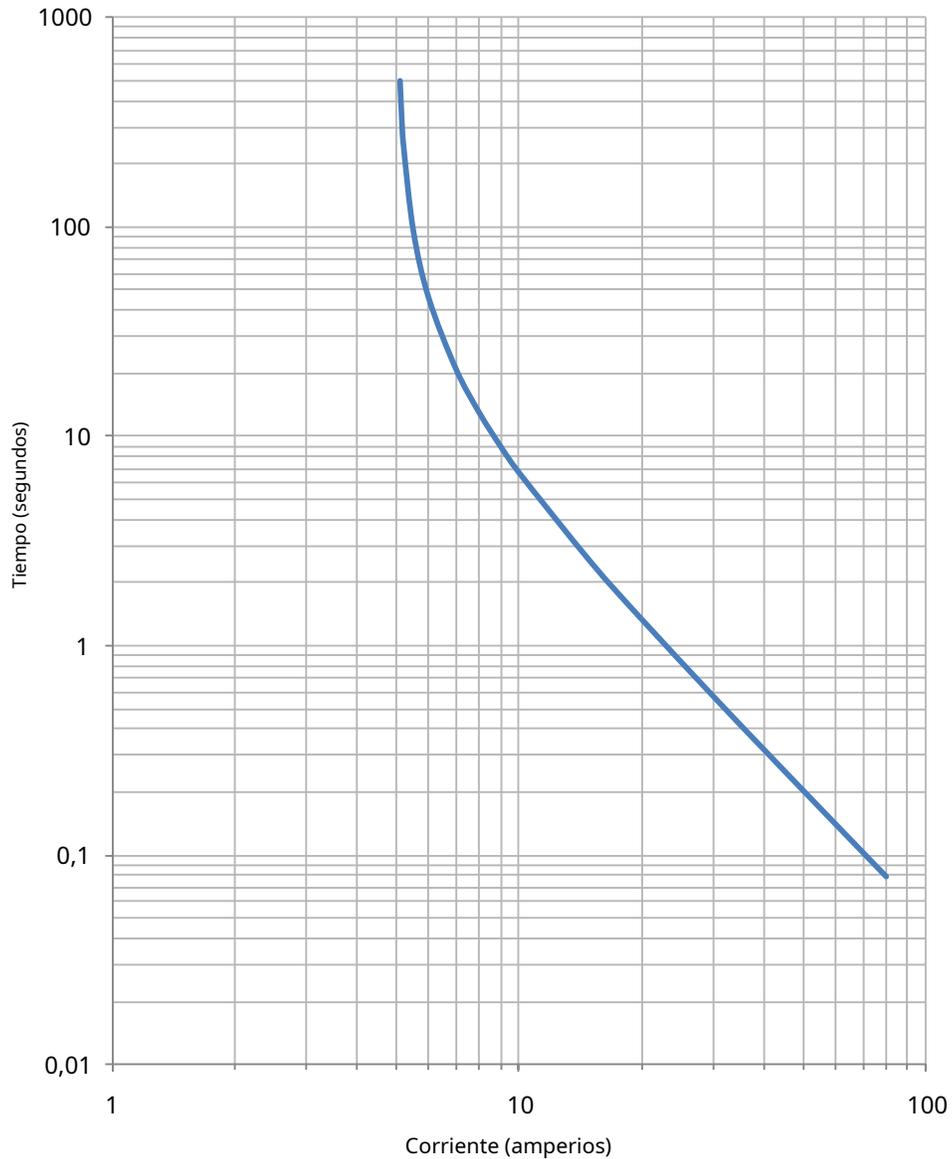


Figura E5.2: Curva de tiempo-corriente del relé de disco de inducción del ejemplo E5.2

Ejemplo E5.3: Considere un circuito de 600 A, 13,8 kV, dos millas de largo. La impedancia de la fuente (en un 100 MVA base) es:

$$z_1 = z_2 = j0,30 \text{ pu} \quad z_0 = j0,28 \text{ pu}$$

El CT tiene una clasificación de 1200: 5A. La impedancia del circuito es

$$z_1 = z_2 = j0,70 \text{ ohmios / milla}, \quad z_0 = j2,10 \text{ ohmios / milla}$$

Seleccione la corriente de activación del relé para que el relé abra el disyuntor para cualquier tipo de falla en cualquier parte del circuito de distribución en menos de 30 ciclos. El ingeniero dispone de un relé numérico con las siguientes características:

$$\begin{aligned} \text{Moderadamente inverso:} \quad t_0 &= \frac{0.0515}{I_{p,02} - 1} t_D = 0,114 t_D \\ \text{Muy inverso:} \quad t_0 &= \frac{19,61}{I_{\rho} - 1} t_D = 0,491 t_D \\ \text{Extremadamente inverso:} \quad t_0 &= \frac{28,2}{I_{\rho} - 1} t_D = 0,1217 t_D \end{aligned}$$

Dónde t_D es el dial de tiempo que se puede configurar en los siguientes valores discretos: 0.1, 0.2, 0.5, 1.0, 2.0, 5.0, 7.0 y 10.0.

Solución: Primero debe observarse que la menor corriente de falla ocurrirá para una falla al final del circuito. Para completar, calculamos las corrientes en el extremo de la fuente y el extremo remoto. Los circuitos equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero, con todos los parámetros en pu en un sistema de 100 MVA, 13,8 kV, son:

La corriente de falla trifásica y la corriente de falla monofásica a tierra en el extremo de la fuente de la línea es:

$$\begin{aligned} I_{3,s} &= \frac{1.0}{j0,30} = j3.333 \text{ pu o } 13,944 \text{ kA} \\ I_{1,s} &= 3 \frac{1.0}{j0,30 \ j0,30 \ j0,28} = j3.409 \text{ pu o } 14.262 \text{ kA} \end{aligned}$$

La corriente de falla trifásica y la corriente de falla monofásica a tierra en el extremo remoto de la línea es:

$$\begin{aligned} I_{3,r} &= \frac{1.0}{j0,30 \ j0,7351} = j0,966 \text{ pu o } 4.04 \text{ kA} \\ I_{1,r} &= 3 \frac{1.0}{j0,30 \ j0,30 \ j0,28 \ j0,7351 \ j0,7351 \ j2.2054} = j0,6585 \text{ pu o } 2.754 \text{ kA} \end{aligned}$$

A continuación, seleccione un CT con una relación tal que la corriente secundaria no supere los 100 A con la corriente de falla máxima y los 5 A con la corriente de carga máxima. Esto garantizará que el CT funcione de manera confiable y dentro de sus especificaciones de precisión. Para este sistema seleccionamos 1200: 5. En este caso, la corriente secundaria a carga máxima será de 2,5 amperios y a la corriente máxima de falla será de 59,42 amperios. A continuación, seleccionamos que la corriente de arranque sea aproximadamente el doble de la corriente de carga máxima o 1200 A primario, o 5 amperios en el secundario del CT. A continuación, podemos seleccionar la característica del relé que interrumpirá cualquier falla en un tiempo inferior a 30 ciclos.

Para una falla al final del circuito (corriente de falla 2.754 A, por lo tanto, $r=2.295$) los tiempos de viaje serán:

El relé moderadamente inverso con dial de tiempo ajustado al valor mínimo de 0,1 produce:

$$t_0 = \frac{0.0515}{I_{p,0.1}} t_D = 0,114 \quad t_D = \frac{0.0515}{2.295^{0,02}} t_D = 0,114 \quad t_D = 3.1879 \quad t = 0.3188 \text{ segundos}$$

El relé muy inverso con dial de tiempo ajustado al valor mínimo de 0,5 produce:

$$t_0 = \frac{19,61}{I_2^2} t_D = 0,491 \quad t_D = \frac{19,61}{2.295^2} t_D = 0,491 \quad t_D = 5,0867 \quad t = 0.5086 \text{ segundos}$$

El relé extremadamente inverso con dial de tiempo ajustado al valor mínimo de 0,5 produce:

$$t_0 = \frac{28,2}{I_2^4} t_D = 0.1217 \quad t_D = \frac{28,2}{2.295^4} t_D = 0.1217 \quad t_D = 6,7305 \quad t = 0.6730 \text{ segundos}$$

Para un cierre en falta los tiempos de viaje serán:

Moderadamente inverso:

$$t_0 = \frac{0.0515}{I_{p,0.1}} t_D = 0,114 \quad t_D = \frac{0.0515}{11.885^{0,02}} t_D = 0,114 \quad t_D = 1.12875 \quad t_D = 0.1129 \text{ segundos}$$

Muy inverso:

$$t_0 = \frac{19,61}{I_2^2} t_D = 0,491 \quad t_D = \frac{19,61}{11.885^2} t_D = 0,491 \quad t_D = 0,6308 \quad t = 0.0631 \text{ segundos}$$

Extremadamente inverso:

$$t_0 = \frac{28,2}{I_2^4} t_D = 0.1217 \quad t_D = \frac{28,2}{11.885^4} t_D = 0.1217 \quad t_D = 0,3227 \quad t = 0.0323 \text{ segundos}$$

Tenga en cuenta que podemos cumplir con todos los requisitos del esquema de protección seleccionando el relé de sobrecorriente de tiempo moderadamente inverso.

Aplicaciones de los relés de disco de inducción con retardo de tiempo: Los relés electromecánicos de disco de inducción o de copa se pueden hacer para operar en sobretensión, subtensión, diferencial y direccional. Por ejemplo, para la operación de sobrevoltaje, simplemente se debe aplicar el voltaje en la bobina principal del relé. Entonces, la corriente a través de la bobina será proporcional al voltaje. Por lo tanto, el relé responderá cuando la tensión supere un valor específico, es decir, un relé de sobretensión. Los detalles se discutirán más adelante en el capítulo.

Limitaciones de la protección de sobreintensidad temporal (OC): Los relés de sobrecorriente operan con la corriente a través de un circuito. Si bien su operación es simple, también tienen la desventaja de que no se diferencian en función de la ubicación o dirección de la falla. Por otro lado, tienen una capacidad limitada de coordinación al controlar el tiempo de demora para disparar. La selectividad adicional puede

Se proporcionará supervisando el funcionamiento de un relé de sobreintensidad de tiempo así como instantáneo con función direccional. Esto se discutirá en una sección posterior.

Sobrealcance transitorio: El funcionamiento de los relés de sobrecorriente de tiempo está influenciado por los transitorios de corriente de falla. Estos transitorios pueden resultar en corrientes de falla que varían a medida que avanza el tiempo y, por lo tanto, afectan el tiempo de disparo. Las formas de onda de corriente transitoria pueden ser de amplitud variable, contener compensación de CC, contener armónicos, etc. Normalmente, agrupamos el impacto total de todos estos factores en el tiempo de disparo del relé como "sobrealcance transitorio". En otras palabras, "sobrealcance transitorio" es la operación prematura de un relé debido a los transitorios en la forma de onda de la corriente monitoreada que generan un par de torsión adicional al relé y aceleran su operación. Específicamente, el término transitorio

la extralimitación se define de la siguiente manera: t_1 será el momento de disparar asumiendo que la corriente de falla es amplitud constante y simétrica (forma de onda sinusoidal pura). Deje también t_2 Ser el tiempo de disparo durante una falla para la corriente de falla real vista por el relé que incluye compensación de CC, armónicos, etc., pero el componente fundamental de la corriente es idéntico a la corriente sinusoidal resultante. al tiempo de viaje t_1 . Entonces, el alcance transitorio se define con:

$$\text{Transient Overreach} = \frac{t_2 - t_1(100)}{t_1}$$

El fenómeno de sobrealcance transitorio se ilustra con un ejemplo.

Ejemplo E5.4: Considere un relé de sobrecorriente de tiempo del tipo de disco de inducción. Considere los siguientes dos casos:

- (1) La corriente de falla es una senoide pura de valor rms de I .
- (2) La corriente de falla contiene un valor rms fundamental de I y un tercer armónico de $0.25I$. Tenga en cuenta que el valor rms de la corriente total es $1.0308I$. Por tanto, los valores rms de los dos casos son prácticamente idénticos.

Calcule el sobrealcance transitorio en el caso de la corriente de falla con armónicos.

Solución: Tenga en cuenta que para los dos casos se aplicarán las siguientes dos ecuaciones

$$J \frac{D^2 \theta}{dt^2} + k_D \frac{D \theta}{dt} = T_{primavera} - kI^2 T_0 \frac{T_{max} - T_0}{\max} \quad D \quad t$$

$$J \frac{D^2 \theta}{dt^2} + k_D \frac{D \theta}{dt} = T_{primavera} - kI^2 (3k) (0.25I)^2 T_0 \frac{T_{max} - T_0}{\max} \quad D \quad t$$

Tenga en cuenta que asumimos que en caso de la presencia del tercer armónico tendremos un par adicional que será proporcional al orden armónico y proporcional a la magnitud de la corriente armónica al cuadrado. Ésta es una aproximación razonable que ignora algunas no linealidades.

Usando la solución aproximada 2, la solución de la primera ecuación produce:

$$t_1 = \frac{k_D \max}{T_0} \frac{1}{I_r^2 1},$$

La solución de la segunda ecuación es:

$$t_2 = \frac{k_D \max}{T_0} \frac{1}{1,1875 I_r^2 1},$$

La extralimitación transitoria es:

$$\frac{t_2 - t_2(100)}{t_1} = 1 - \frac{I_r^2 1}{1,1875 I_r^2 1} = 100$$

Usando la fórmula anterior, para una corriente igual al doble de la corriente de activación, el alcance transitorio será del 20%.

5.6.3 Relés digitales de sobrecorriente instantáneos y temporizados

Los relés de sobrecorriente temporizados electromecánicos se han replicado con relés digitales y, a lo largo de los años, el relé de sobrecorriente temporizado digital se ha convertido en el relé de elección en comparación con los relés electromecánicos. Específicamente, la respuesta de los relés electromecánicos de sobreintensidad de tiempo se ha aproximado con expresiones analíticas (ecuaciones). Los relés numéricos utilizan estas ecuaciones para determinar el tiempo de disparo, etc. Un estándar IEEE resume este enfoque: "IEEE Std C37.112-1996: Ecuaciones de características de tiempo inverso estándar IEEE para relés de sobrecorriente". El estándar proporciona las ecuaciones en función de la corriente normalizada M (corriente real dividida por la corriente de arranque). También es importante tener en cuenta que otras normas internacionales (como IEC 255-03, Relés eléctricos, Parte 3) definen ecuaciones similares. Hoy tenemos una serie de ecuaciones de este tipo (a veces denominadas estadounidenses y europeas). Estas ecuaciones representan aproximaciones cercanas a las características operativas de los relés electromecánicos.

Como ejemplo, las ecuaciones para la corriente normalizada M por encima de 1.0 (característica de disparo) son:

Para M > 1

$$t(yo) = \frac{A}{METRO \text{ pag } 1} B$$

Dónde:

t (yo) es el tiempo de viaje (función de I) es I / Irecoger (Irecoger es el

METRO punto de ajuste de la corriente del relé)

A, B, p son constantes que determinan el tiempo. características de la curva actual, como sigue

| Característica | A | B | pag | tr(segundos) |
|-----------------------|--------|--------|---------|--------------|
| Moderadamente inverso | 0.0515 | 0,1140 | 0.02000 | 4.85 |

| | | | | |
|------------------------|-------|--------|--------|------|
| Muy inverso | 19,61 | 0.4910 | 2.0000 | 21,6 |
| Extremadamente inverso | 28,2 | 0.1217 | 2.0000 | 29,1 |

Donde T_r es el tiempo de reinicio.

Los estándares también proporcionan las ecuaciones para la corriente normalizada M por debajo de 1.0. Estas ecuaciones proporcionan la característica de reinicio de estos relés.

Las ecuaciones hacen que la aplicación de estos relés se adapte mejor a los enfoques computarizados, ya que podemos graficar fácilmente la respuesta de los relés y visualizar su coordinación con otros relés. Un ejemplo ilustrará los puntos.

Ejemplo E5.5: Considere el alimentador de distribución de la Figura E5.5. El alimentador consta de tres secciones trifásicas de 1.8 millas, 0.6 millas y 0.2 millas respectivamente; y un circuito de distribución lateral (monofásico) de 0,3 millas de longitud. Se proporciona el modelo WinIGS. El alimentador está protegido por un interruptor en la subestación, un reconectador en la ubicación indicada y un fusible en el lateral indicado (un lateral es una línea de distribución monofásica). Suponga que tanto el interruptor como el reconectador están equipados con relés numéricos que tienen protección de sobrecorriente instantánea, así como protección de tiempo de sobrecorriente con las siguientes selecciones:

$$\text{Moderadamente inverso: } t_D = \frac{0.0515}{I_{\rho,02}^2} t_D = 0,114 t_D$$

$$\text{Muy inverso: } t_D = \frac{19,61}{I_{\rho}^2} t_D = 0,491 t_D$$

$$\text{Extremadamente inverso: } t_D = \frac{28,2}{I_{\rho}^2} t_D = 0,1217 t_D$$

Dónde t_D es el dial de tiempo que se puede configurar de 0,1 a 15,0 (cualquier valor numérico en este intervalo).

- (a) Se desea proteger el alimentador aislando el circuito mínimo posible para cualquier falla en cualquier lugar del alimentador y los laterales y despejando la falla en un tiempo de menos de 30 ciclos. No se permite la operación del reconectador. Seleccione el tamaño de CT para el interruptor, la configuración del relé del interruptor (activación instantánea, activación de sobrecorriente de tiempo y marcación de tiempo), el tamaño de CT para el reconectador y las configuraciones del reconectador (activación instantánea, activación de sobrecorriente de tiempo y marcación de tiempo.) y el tamaño del fusible (utilice un fusible de la Figura 5.3, Capítulo 5).
- (b) Se desea proteger el alimentador maximizando el servicio a los clientes al permitir una operación de reenganche y tácticas de "ahorro de fusibles". Seleccione el tamaño de CT para el interruptor, la configuración del relé del interruptor (activación instantánea, activación de sobrecorriente de tiempo y dial de tiempo), el tamaño de CT para el reconectador y las configuraciones del reconectador para la primera operación (activación instantánea, activación de sobrecorriente de tiempo, y dial de tiempo), así como para la segunda operación y el tamaño del fusible (use un fusible de la Figura 5.3). Se da que un mínimo Se requiere un tiempo de 45 ciclos entre operaciones de reconectador.

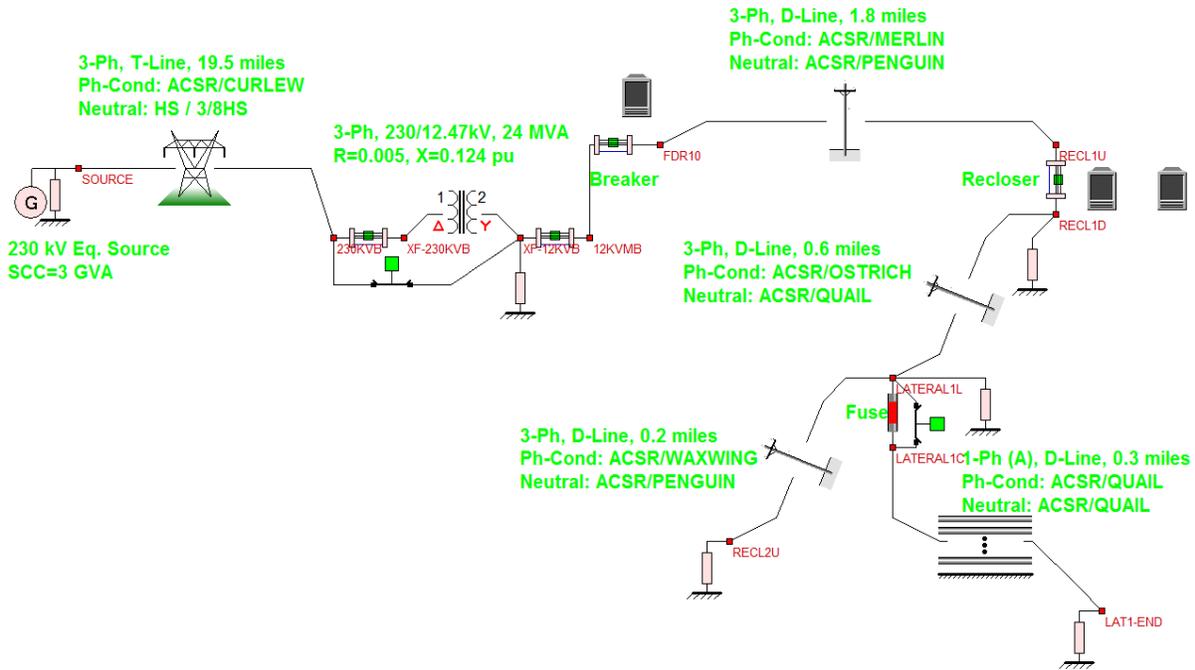


Figura E5.5: Ejemplo de sistema de distribución

Solución: El primer paso es determinar las corrientes de falla a lo largo del circuito.

a completar

5.7 Relés diferenciales

Los relés diferenciales detectan fallas internas en dispositivos (o más general en una zona de protección) como transformadores, generadores, motores, reactores, condensadores, etc., monitoreando las corrientes eléctricas en todos los terminales de un dispositivo (o zona de protección) y formando la suma de todas las corrientes. La suma de todas las corrientes debe ser idéntica a cero según la ley de corrientes de Kirchhoff. Por lo tanto, los relés diferenciales están diseñados para "ver" corriente cero en condiciones normales de funcionamiento o fallas externas. En caso de una falla interna, el relé "verá" una corriente sustancial y disparará el dispositivo. Los relés diferenciales pueden detectar fallas internas en los pernos de los dispositivos, así como fallas internas de alta impedancia (con algunas limitaciones) sin ninguna información adicional o coordinación con otros dispositivos de protección. Esta sección presenta los fundamentos de la protección diferencial. En otros capítulos presentamos la aplicación de relés diferenciales a varios tipos de dispositivos / zonas de protección.

El principio de funcionamiento de los relés diferenciales se ilustra en la Figura 5.14. Tenga en cuenta que tenemos un dispositivo simple para proteger (supongamos, por ejemplo, un bus con tres circuitos). La figura ilustra la conexión del relé diferencial para una sola fase. Tenga en cuenta que el sistema utiliza tres TI idénticos (es decir, la misma relación de transformación) y un relé de sobrecorriente R . $\gamma_0, \tilde{\gamma}_0, \gamma_1, \tilde{\gamma}_1$ ser las corrientes en la fase A de los tres circuitos respectivamente. La dirección de la corriente se selecciona para que fluya hacia el dispositivo protegido, en este caso el bus, como se ilustra en la Figura 5.14 (tenga en cuenta que

utilizaremos esta convención por conveniencia). Un análisis del flujo de corriente revela que la corriente a través del relé de sobrecorriente es:

$$\tilde{I}_R = k (\tilde{I}_1 - \tilde{I}_2 - \tilde{I}_3)$$

donde k es la relación de transformación de los transformadores de corriente.

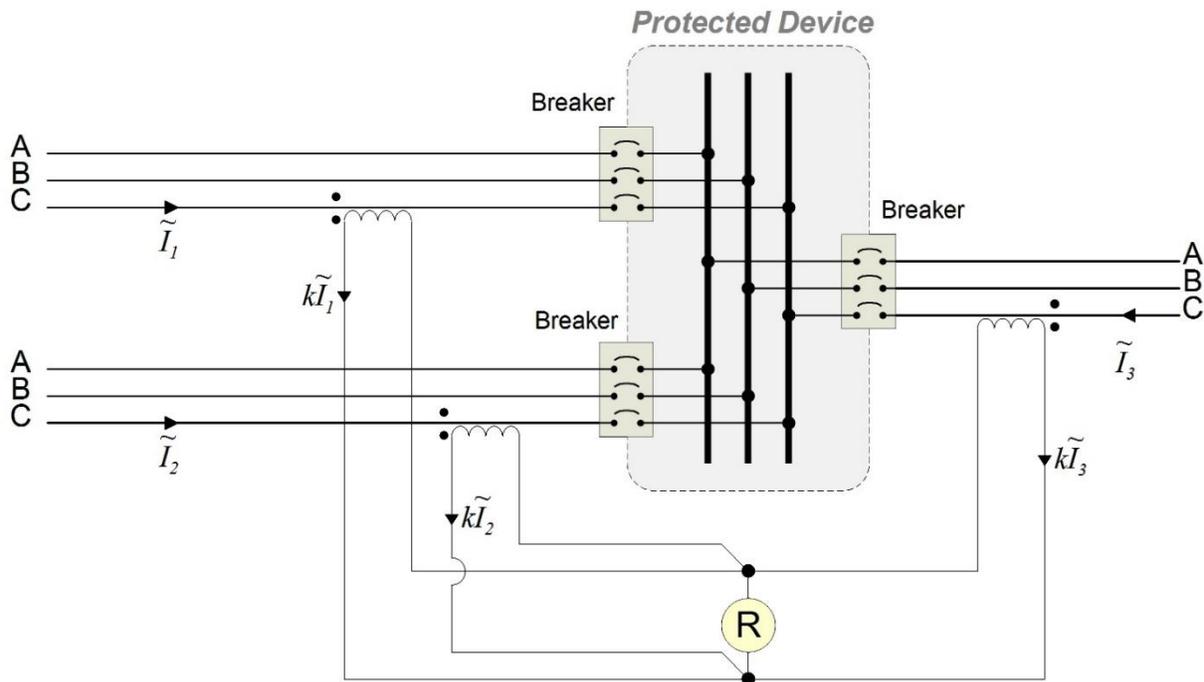


Figura 5.14: Principio de relé diferencial usando relé de sobrecorriente de tiempo

Modificar para mostrar solo dos corrientes

Es importante tener en cuenta que cuando no hay falla en el sistema o la falla está fuera del área marcado por los transformadores de corriente, $\tilde{I}_1 - \tilde{I}_2 - \tilde{I}_3 = 0$ en virtud de la ley actual de Kirchhoff. Por lo tanto, en condiciones normales de funcionamiento o fallas externas, el relé de sobrecorriente “verá” corriente cero y no funcionará. El relé de sobrecorriente se puede configurar para responder cuando la corriente a través del relé es relativamente pequeña, por ejemplo, 0,5 amperios. En general, se puede seleccionar una característica de sobreintensidad de tiempo (o instantánea) con una corriente de arranque de 0,5 amperios.

Es importante tener en cuenta que en condiciones ideales, es decir, transformadores de corriente perfectos (ideales), la corriente eléctrica a través del dispositivo sensor (relé de sobrecorriente en la Figura 5.14) será exactamente cero durante las condiciones normales de funcionamiento o durante fallas externas. Desafortunadamente, los transformadores de corriente no son ideales (hay error introducido por la impedancia de los transformadores de corriente, desajustes en las relaciones de transformación, saturación del núcleo magnético, especialmente en caso de fallas externas con grandes corrientes, etc.). El resultado final es que algo de corriente eléctrica fluirá en la ubicación de

el dispositivo sensor (relé R) en todas las condiciones y especialmente en casos de una falla externa con alta corriente de falla. Si la "corriente diferencial" se debe a desajustes en la relación de los CT y otros fenómenos de comportamiento lineal, será proporcional a la corriente a través de los CT. Por otro lado, no es deseable operar el relé para estas condiciones (fallas normales o externas). Para superar esta deficiencia, el concepto de *cantidad de restricción* se introduce, definida como la ponderada

suma de las magnitudes de corriente en el secundario de los transformadores de corriente, es decir $I_R = \sum k_i I_i$.

En esta ecuación, k_i son las relaciones de transformación de los transformadores de corriente. El relé está diseñado para responder cuando la proporción I_o/I_R excede un cierto umbral, donde I_o es la corriente de funcionamiento a través del relé y I es la corriente restrictiva. Nos referimos a esta función como protección diferencial porcentual.

La Figura 5.15 muestra una implementación de relé diferencial porcentual basada en el criterio anterior. Tenga en cuenta que la figura muestra que el relé tiene cuatro bobinas. Tres bobinas transportan la corriente secundaria de los TC (corrientes de restricción) y una bobina transporta la suma de estas corrientes (corriente de funcionamiento que se supone que es cero en condiciones ideales). La implementación real del relé diferencial porcentual se analiza a continuación.

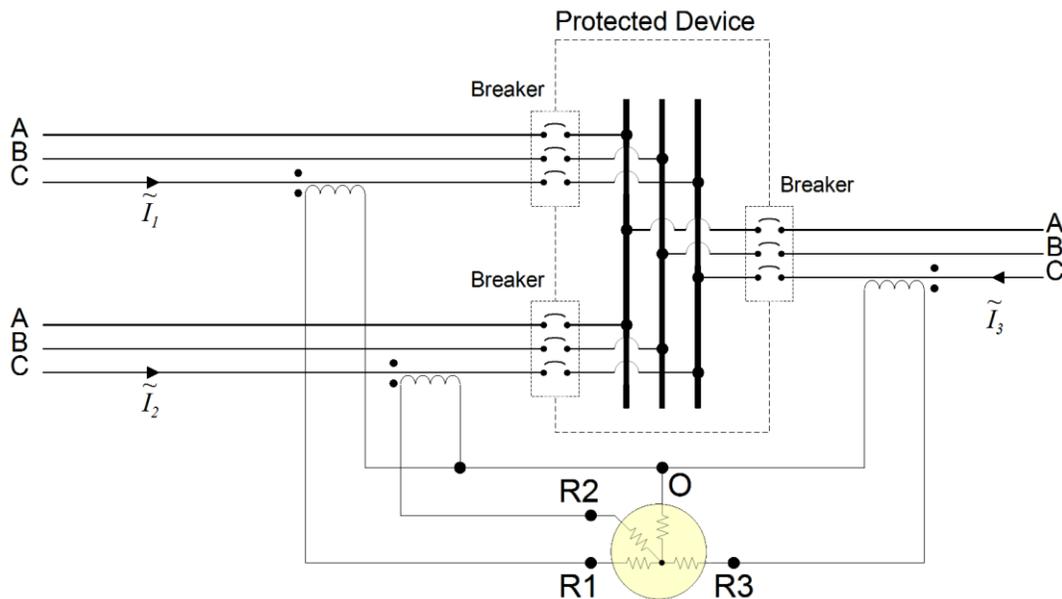


Figura 5.15: Conexiones para un relé diferencial porcentual con corrientes restrictivas

Modificar para mostrar solo dos corrientes

La protección diferencial porcentual se implementó en el pasado con sistemas electromecánicos, por ejemplo, la viga de equilibrio o el relé de cilindro. Con mucho, la implementación de la viga de equilibrio es la más compacta e inteligente. La implementación de la viga de equilibrio se muestra en la Figura 5.16. Los devanados secundarios de los transformadores de corriente (TC) están conectados a las bobinas del relé electromecánico de haz balanceado ilustrado en la Figura 5.16. Las conexiones se muestran en Figura 5.15. Las corrientes en las bobinas de contención generan la fuerza F_R mientras que las corrientes en el

bobina de funcionamiento genera la fuerza F_0 . Tenga en cuenta que el relé se disparará (es decir, los contactos se cerrarán) si la fuerza F_0 es mayor que la fuerza F_R . Como primera aproximación, las fuerzas F_0 y F_R son proporcionales a la fuerza electromotriz de las bobinas, es decir

$$F_0 \propto I_0^2$$

$$F_R \propto I_{R1}^2 + I_{R2}^2 + I_{R3}^2$$

donde N_0 y N_R son el número de vueltas en las bobinas de operación y restricción respectivamente. El parámetro α es una constante que depende de la geometría del electroimán y del entrehierro. La Los contactos de la viga de equilibrio se cerrarán cuando la fuerza F_0 superará la fuerza F_R y la fuerza del resorte, es decir

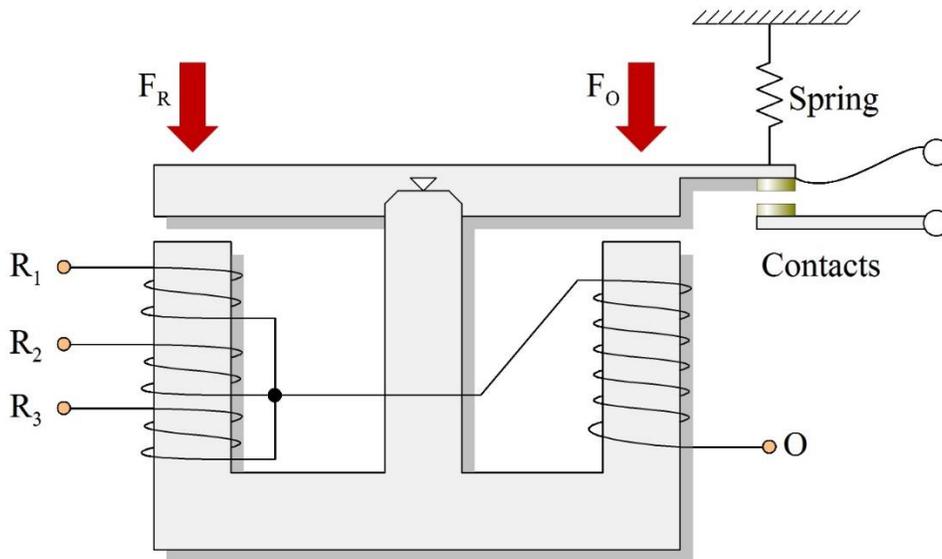
$$F_0 > F_R + F_{primavera}$$

O

$$\alpha y_0 I_0^2 > \alpha y_0 (I_{R1}^2 + I_{R2}^2 + I_{R3}^2) + F_{primavera}$$

Introduciendo: $I_R = \frac{1}{3} I_{R1}$ la ecuación anterior se convierte en:

$$\frac{I_0}{I_R} > \sqrt{\frac{9norte_R}{norte_0^2} \frac{F_{primavera}}{\alpha n_0 I_R^2}}$$



Polaridad incorrecta, necesita corrección; simplemente elimínela / modifíquela ejemplo

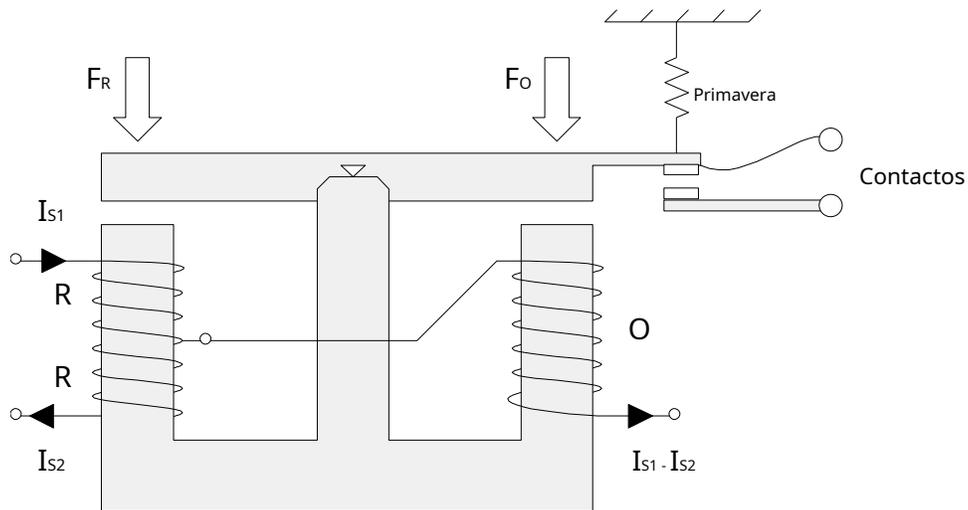


Figura 5.16: Configuración de relé diferencial de porcentaje de haz de equilibrio

Tenga en cuenta que el parámetro m es aproximadamente constante ya que, en general, la fuerza del resorte será muy pequeña en comparación con la fuerza electromagnética. La viga de equilibrio puede diseñarse para proporcionar constantes, 0.05, 0.10, 0.20, 0.40, 0.60, etc.

Muchas veces se aplica un diferencial porcentual a las zonas de protección con más de dos terminales. Por ejemplo, es común que el diferencial porcentual para una zona de barra pueda tener muchas corrientes de entrada, como se ilustra en la Figura 5.17. En este caso, la fuerza de restricción debe generarse para cada corriente de restricción. La Figura 5.18 muestra una implementación electromecánica de un relé diferencial porcentual donde cada una de las corrientes, la corriente de operación y las corrientes de restricción pasan a través de un electroimán sombreado que crea un par en un disco de inducción. El diseño de cada electroimán sombreado se selecciona de modo que proporcione el par de torsión deseado para permitir un restricción porcentual.

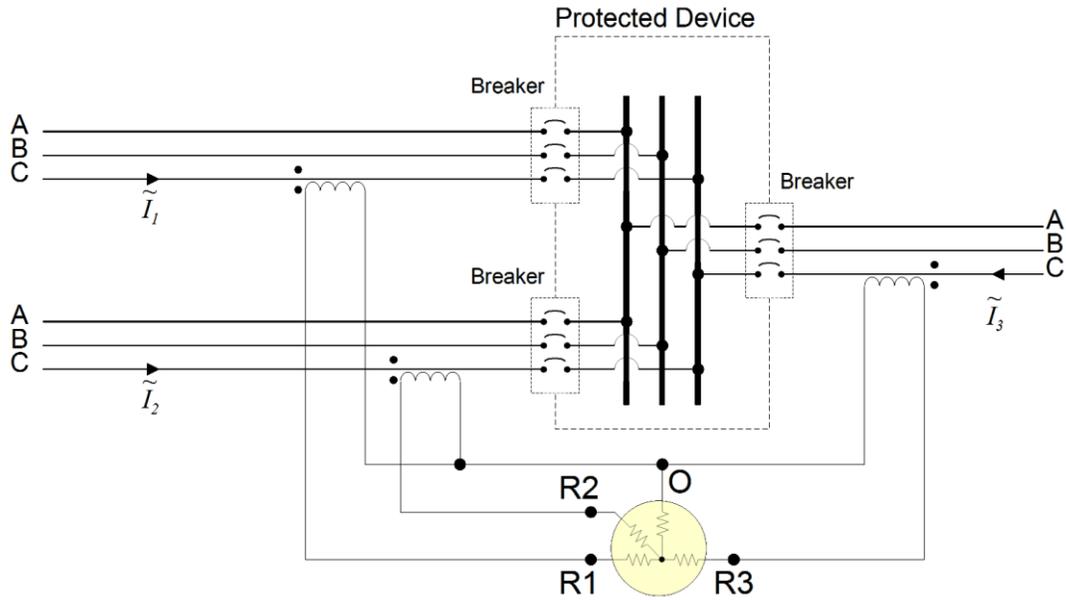


Figura 5.15: Conexiones para un relé diferencial porcentual con corrientes restrictivas

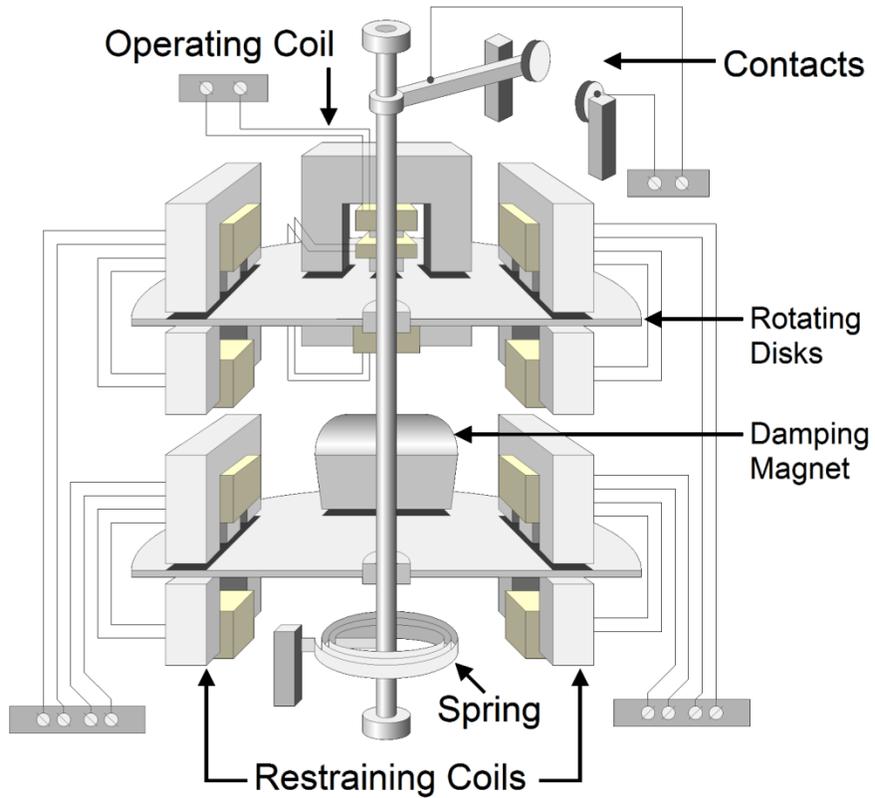


Figura 5.17: Configuración de relé diferencial de disco giratorio para protección de bus
Aplicaciones

El esquema de protección diferencial porcentual es uno de los esquemas de protección más simples y seguros. Actualmente, cuando hablamos de protección diferencial nos referimos casi exclusivamente a protección diferencial porcentual. El advenimiento de los relés digitales hizo posible implementar funciones diferenciales porcentuales con múltiples configuraciones (múltiples porcentajes o múltiples pendientes). Estas implementaciones se discutirán más adelante. En los siguientes párrafos discutiremos algunos aspectos generales de la aplicación de la protección diferencial. La cobertura de la protección diferencial para dispositivos específicos con mayor profundidad se proporcionará en los capítulos siguientes.

5.7.1 Protección de bus diferencial

La protección del bus es de importancia crítica porque las fallas en los buses tienen el potencial de resultar en múltiples cortes. El disparo falso del bus es perjudicial para el funcionamiento del sistema de energía, ya que los buses generalmente están conectados a múltiples líneas, transformadores, etc. y, por lo tanto, cualquier falla del bus resultará en una interrupción de múltiples componentes. La protección diferencial es un esquema muy eficaz para detectar y actuar solo en las fallas del bus y para discriminar todas las demás fallas.

La protección diferencial de barras es un método simple, seguro y popular. El esquema usa CT idénticos y la salida de los CT está conectada para proporcionar la suma de las corrientes a través de todos los CT. El esquema de protección diferencial del bus se ilustra en la Figura 5.17.

El problema más desafiante en la protección diferencial de barras es la saturación del TC. Las fallas externas de alta corriente pueden saturar los TC y causar disparos falsos. Dado que los niveles de corriente de falla pueden ser muy alta en los autobuses, la saturación de CT es un problema real.

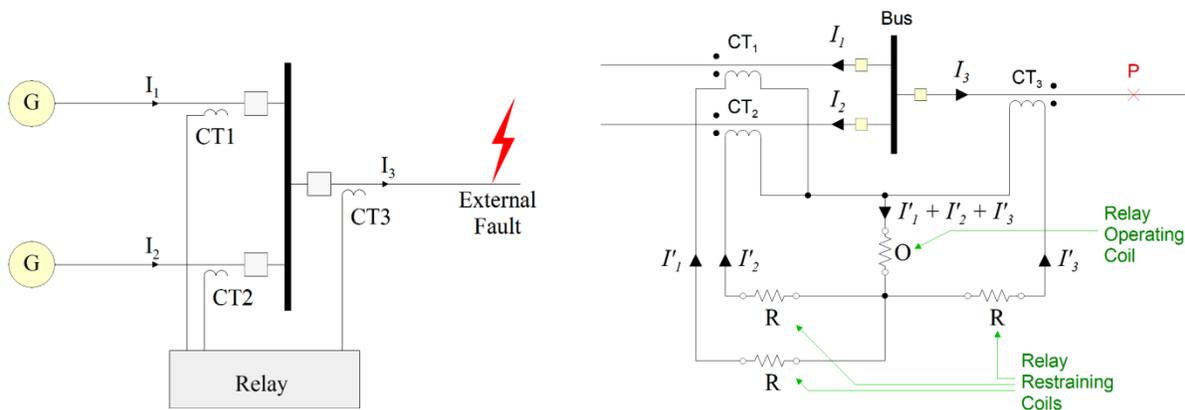


Figura 5.18: Protección de bus diferencial porcentual

Métodos para la reducción de falsos disparos:

- Sobrecorriente diferencial con restricción de porcentaje variable
- Relés de voltaje de alta impedancia
- Relés de voltaje de impedancia moderadamente alta
- Relés direccionales de sobrecorriente
- Acopladores lineales

- Protección contra fallas a tierra

Los métodos anteriores se describen a continuación.

Sobrecorriente diferencial con restricción de porcentaje variable: Este esquema utiliza un porcentaje creciente a medida que aumenta el nivel de corriente de falla. La región operativa de este esquema se ilustra en la Figura 5.18. El esquema tiene un éxito limitado cuando las corrientes de falla son muy altas.

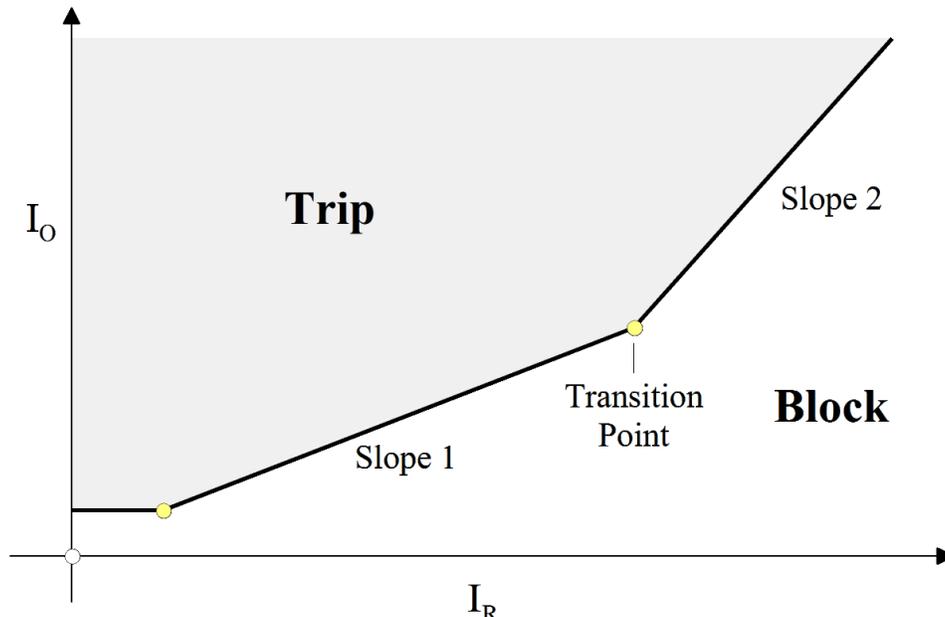


Figura 5.19 Esquema de diferencial de porcentaje variable

Protección de bus de sobrecorriente diferencial de alta impedancia: Este esquema utiliza relés de alta impedancia. Evita problemas con la saturación de CT. El esquema se describe en la sección 5.7.4.

5.7.2 Protección del transformador diferencial

Los transformadores presentan varios desafíos únicos en la aplicación de protección de relés diferenciales debido a (a) transformación de corriente entre los varios lados del transformador, (b) características de saturación y fenómenos de corriente de irrupción durante la energización o perturbaciones, (c) cambios de fase en caso de delta / transformación estrella entre lados del transformador. Al mismo tiempo, la protección diferencial es siempre una función de protección básica para los transformadores. Es relativamente raro que un transformador no esté protegido con un esquema diferencial.

Transformadores monofásicos: Para simplificar, la aplicación de relés diferenciales a los transformadores se introduce mediante un transformador monofásico de dos devanados. Sin embargo, este esquema de protección se puede generalizar fácilmente a transformadores trifásicos de múltiples devanados. Considere un transformador monofásico con N_1 /norte2 relación de vueltas. Puedo₁ y yo₂ ser las corrientes primaria y secundaria. La protección diferencial del transformador se basa en la observación de que en condiciones normales de funcionamiento

condiciones, la relación de las corrientes primaria y secundaria es constante, y aproximadamente igual a la inversa de la relación de vueltas del transformador. Por lo tanto, la cantidad $I_o - I_1 - I_2$ permanecerá casi igual a cero, a menos que ocurra una falla interna. Sin embargo, los transformadores de derivación variable en gran medida y los errores de instrumentación en menor medida hacen que este simple criterio sea inapropiado.

para aplicaciones prácticas. Específicamente, los errores de relación de los transformadores de corriente dan como resultado I_o siendo proporcional a la corriente de carga del transformador. Esta deficiencia puede superarse mediante el uso de relés diferenciales de porcentaje. La Figura 5.19 muestra un sistema de protección de relé diferencial porcentual para un transformador monofásico. Dos transformadores de corriente (TC) monitorean las corrientes primaria y secundaria del transformador. Los devanados secundarios del TC están conectados a las bobinas del relé diferencial de porcentaje. El relé se disparará (es decir, los contactos se cerrarán) si:

$$\frac{I_o}{I_R} > K$$

y la constante K depende de la construcción del relé (número de vueltas de bobinado, longitudes del brazo de la viga, etc.). La constante K se puede seleccionar entre varios valores (como 10%, 25% y 50%).

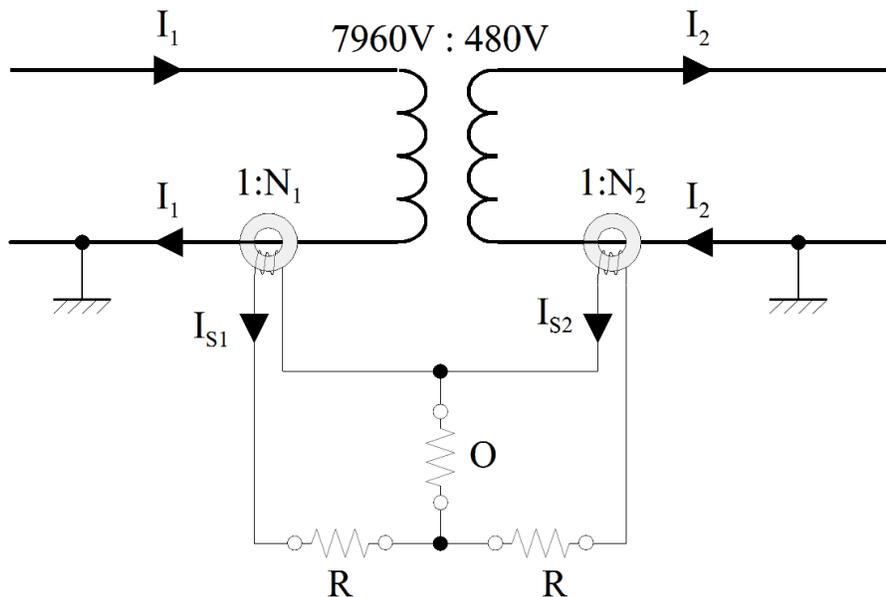


Figura 5.20: Protección diferencial de transformador monofásico

La figura 5.20 ilustra las regiones de disparo y bloqueo del sistema anterior. La pendiente de la línea que separa las regiones de disparo y bloqueo es igual al factor K. Tenga en cuenta que para valores de corriente bajos, la línea de disparo / bloqueo se aleja del origen del gráfico debido a la acción del resorte. Esta es una propiedad deseable ya que evita disparos falsos debido a la corriente de magnetización, cuando el transformador está descargado.

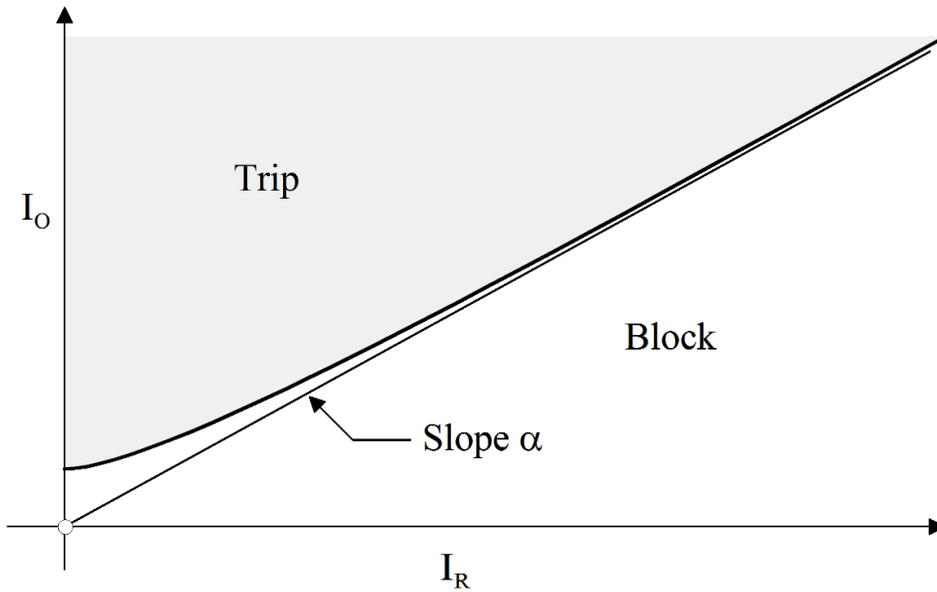


Figura 5.21: Respuesta del relé diferencial electromecánico

Tenga en cuenta que las relaciones de CT deben seleccionarse adecuadamente para que la cantidad de corriente de funcionamiento I_o , I_{S1} , I_{S2} es casi cero en condiciones normales de funcionamiento. La selección se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E5.6: Considere un transformador monofásico, 1.2 MVA, 7.96kV: 277V con una impedancia del 5.4%. El transformador está conectado a un sistema de 7,9 kV con una capacidad de corriente de falla de 18,3 kA. Seleccione el esquema de relé diferencial de porcentaje para este transformador.

Solución: Para este ejemplo, la siguiente relación de relación CT satisfará este requisito:

$$\frac{\text{norte}_2}{\text{norte}_1} = \frac{7960}{277} = 18.736$$

En la práctica, los CT deben seleccionarse de proporciones estándar disponibles comercialmente. La siguiente selección de relaciones de CT estándar se aproxima al requisito anterior:

$$\begin{aligned} \text{TC primario} &- 150: 5 \\ \text{TC secundario} &- 3000: 5 \end{aligned}$$

Tenga en cuenta que la selección anterior representa un desajuste de proporción de:

$$100 \times (1,0 - (150) (18,736) / (3000)) = 6,32\%.$$

La mayoría de los relés diferenciales electromecánicos proporcionan ajustes adicionales por medio de tomas de bobina de operación y restricción, generalmente en incrementos del 1%. Los relés digitales proporcionan ajustes aún más precisos basados en manipulaciones numéricas.

Además de la falta de coincidencia de la relación, se debe considerar el error de la relación del TC para las corrientes de falla máximas. Este error se determina a partir de los datos del fabricante del TC. Tenga en cuenta que el error de TC es una función de la corriente medida y la impedancia de carga. Si se produce la saturación del núcleo de CT, el error de CT aumenta en un factor importante.

Finalmente, si el transformador monitoreado está equipado con un cambiador de tomas en carga, también se debe considerar la desviación máxima de la relación de espiras nominal. Por ejemplo, suponga que los errores de relación de CT son del 5% y que la configuración máxima del cambiador de tomas es del 10%. Entonces, el desajuste máximo de la proporción total será $6.32\% + 5\% + 10\% = 21.32\%$. En este caso, establecer el factor de restricción porcentual k en 25% proporcionará una restricción adecuada en todas las condiciones de carga y fallas externas para evitar disparos falsos. Este enfoque simplista se perfeccionará en la sección 7 (protección del transformador).

Transformadores trifásicos: El esquema de protección diferencial presentado se generaliza a transformadores trifásicos al monitorear todas las corrientes de los terminales del transformador como se ilustra en la Figura 5.21. El principio de las corrientes de operación y restricción se deriva de manera similar al caso monofásico, es decir, construimos una corriente de operación lo más cercana posible a cero para condiciones de operación normales o por fallas (fallas externas al transformador). Al hacerlo, debemos prestar atención a los cambios de fase introducidos en el caso de transformaciones Delta-Wye o Wye Delta. Un enfoque simple que cancela este cambio de fase es conectar los devanados secundarios del TC del lado delta en configuración Wye, y los devanados secundarios del TC del lado Wye en configuración Delta, como se ilustra en la Figura 5.21. Es importante señalar que existen muchos tipos de transformadores trifásicos: transformadores de dos devanados (delta-estrella, estrella-estrella, etc.), autotransformadores con o sin terciario, así como transformadores de tres devanados. En cada caso, deben tenerse en cuenta las relaciones de fase. Tenga en cuenta que la mayoría de las implementaciones de relés digitales pueden eliminar el cambio de fase delta-estrella computacionalmente, por lo que pueden trabajar con cualquier disposición de TC.

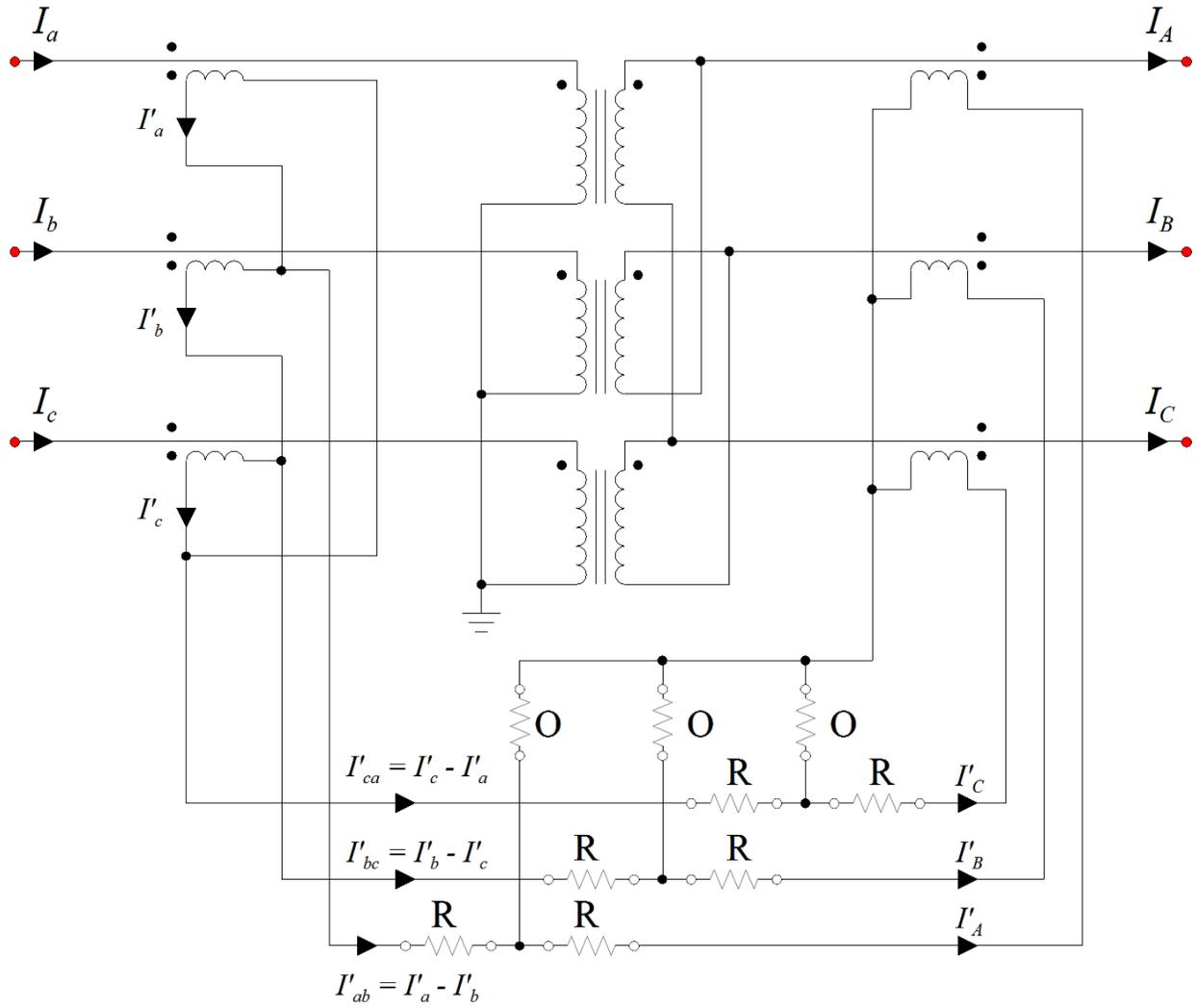


Figura 5.22: Protección diferencial de transformador trifásico conectado estrella-triángulo
 (El lado delta es de alto voltaje y el lado de estrella es de bajo voltaje, conexión estándar)

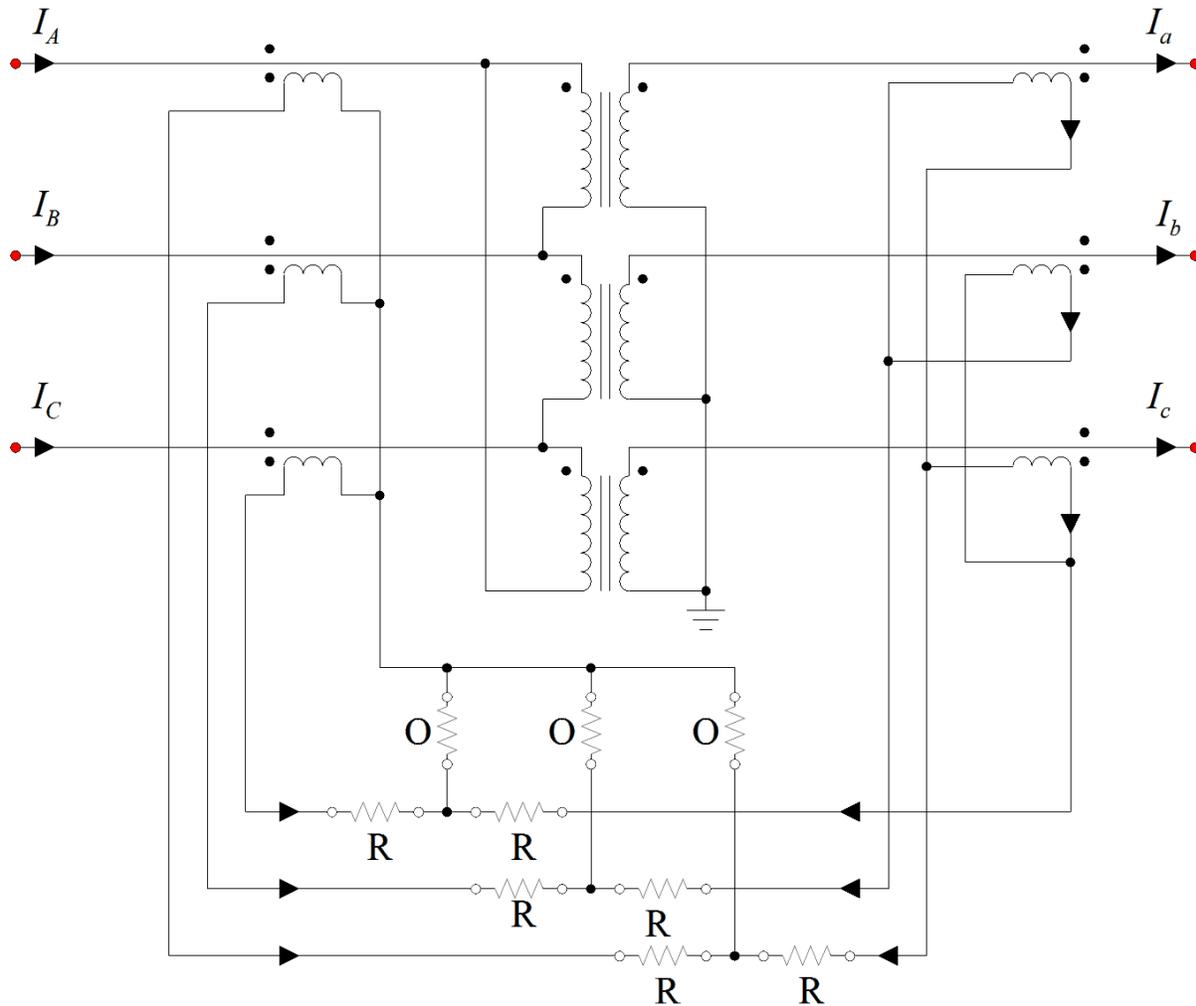


Figura 5.23: Protección diferencial de transformador trifásico conectado en estrella Delta
(El lado delta es de bajo voltaje y el lado de estrella es de alto voltaje, conexión estándar)

Tenga en cuenta que al seleccionar las relaciones de CT en la configuración anterior, los factores que surgen de Delta versus conexión Wye (3) deben tenerse en cuenta. El procedimiento se ilustra a continuación con un ejemplo.

Otra ventaja de la conexión del CT anterior es que la corriente de secuencia cero en el caso de una falla a tierra externa en el lado del transformador en Y es bloqueada por la conexión delta de los CT en ese lado. Esto evita disparos falsos ya que las corrientes de secuencia cero del lado delta también son cero. En el caso de la corrección de desplazamiento de fase computacional proporcionada por implementaciones de relés digitales, las corrientes de secuencia cero también deben eliminarse computacionalmente. Los relés diferenciales digitales modernos realizan estas tareas mediante transformaciones numéricas apropiadas. El inconveniente de este enfoque es que el esquema de diferencial de porcentaje se vuelve insensible a las fallas a tierra en el lado de la estrella, especialmente para las fallas a tierra cerca del neutro del transformador. Estas fallas se pueden detectar con otro esquema diferencial al que nos referimos como esquema de falla a tierra sensible. Discutiremos este esquema en la sección 7.

Corrientes de irrupción del transformador: Cuando se energizan los transformadores, puede producirse una gran corriente de magnetización, que puede durar hasta varios segundos. El fenómeno de la generación de corrientes de irrupción es bien conocido y se ilustra en la Figura 5.22. En la Figura se muestra una forma de onda de corriente de irrupción típica 5.23. La corriente de magnetización aparece solo en el lado de la fuente del transformador y, por lo tanto, aparece en su totalidad en la bobina de operación del relé diferencial. Por lo tanto, grandes corrientes de magnetización pueden provocar un disparo falso del esquema de relé de protección diferencial presentado anteriormente.

La naturaleza de las corrientes magnetizantes en los transformadores de potencia se ilustra a continuación con un problema de ejemplo.

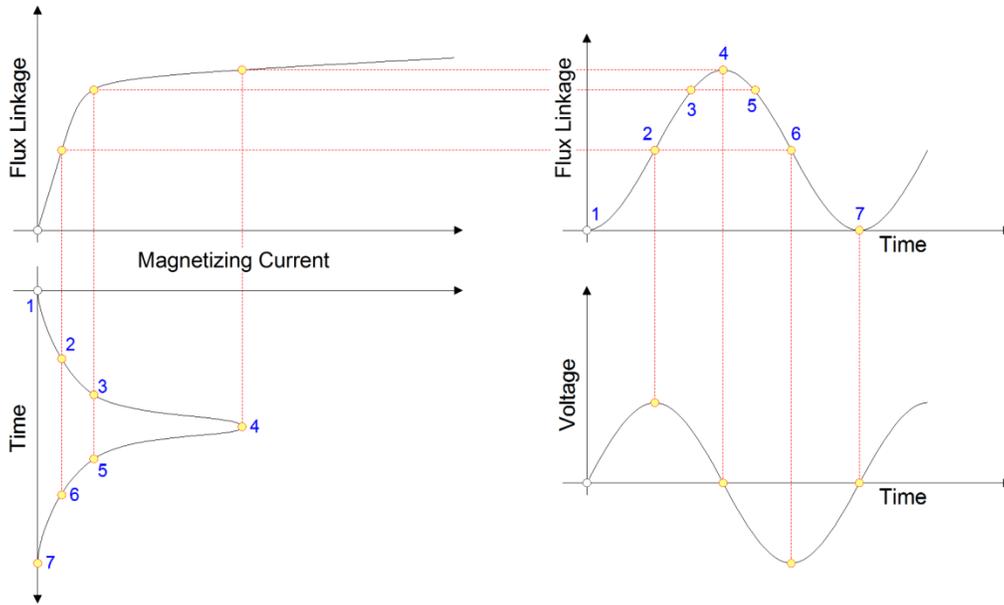


Figura 5.x: Fenómenos de generación de corriente de irrupción

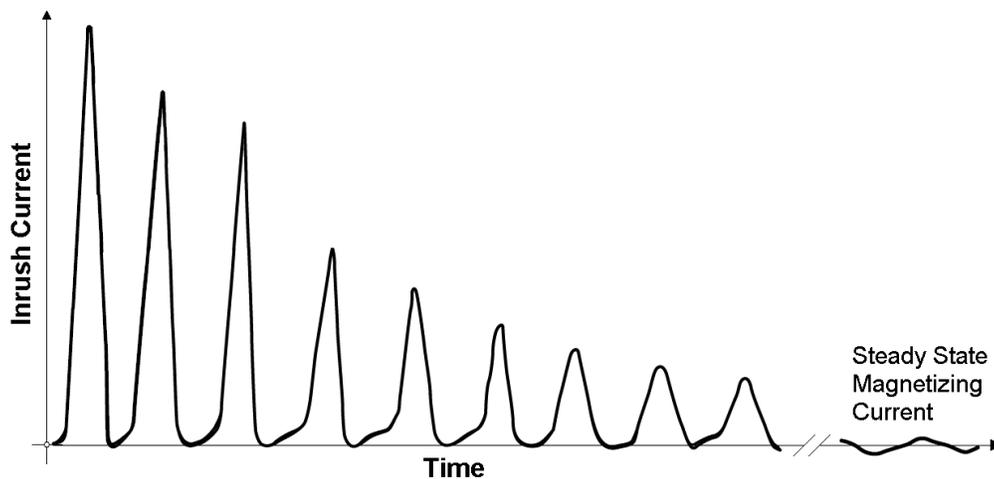


Figura 5.24: Forma de onda típica de la corriente de irrupción

Ejemplo E5.7: Un transformador de núcleo de hierro de 14,4 kV / 240 V, 30 kVA, 60 Hz se energiza desde una fuente de voltaje ideal. La fuente de voltaje produce un voltaje igual a:

$$e(t) = 2\sqrt{m} \sin(\omega t) \text{ por } t = 1,00 \text{ voltios}$$

donde: $E = 14,44 \text{ kV}$, $\omega = 377 \text{ segundos}^{-1}$

El transformador tiene el siguiente enlace de flujo magnético frente a la relación de corriente de magnetización:

$$I_{metro}(t) = I_0 \left[\frac{e(t)}{E} \right]^8 \text{ firmar}(t)$$

donde e_0 es igual a 0.01 pu y I_0 es igual a 1.0 pu en los valores nominales del transformador.

El transformador se energiza en el tiempo $t = 0$. Calcule el valor máximo de la corriente de magnetización en amperios. ¿Cuál es el segundo valor de corriente armónica de la corriente de irrupción para este transformador y para la condición especificada?

Solución: La ecuación diferencial que gobierna la relación de flujo y voltaje es:

$$\frac{d\Phi(t)}{dt} = e(t)$$

La condición inicial del enlace de flujo del transformador es:

$$\Phi(0) = 0$$

$$\Phi(t) = \int_0^t m i(t) D \frac{\sqrt{2} m i}{\text{pecado}(t = 1.0)} \frac{\sqrt{2} m i}{\text{pecado}(1.0)} 54.1677 \text{ pecado}(t = 0,1) 45.5806 \text{ Wb}$$

La corriente magnetizante máxima $I_{m(t)}$ se obtiene con el enlace de flujo máximo $\Phi_{max}(t)$:

$$\Phi_{max}(t) = (54.1677) (1) 45.5806 = 99.748 \text{ Wb}$$

$$I_{metro,max}(t) = 0,01 \frac{30 \cdot 10^3}{14,4 \cdot 10^3} \frac{99.748}{54.1677} (1) = 2.7547 \text{ A}$$

El segundo valor de corriente armónica de la corriente de entrada para este transformador es:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{a_2^2 B_2^2}$$

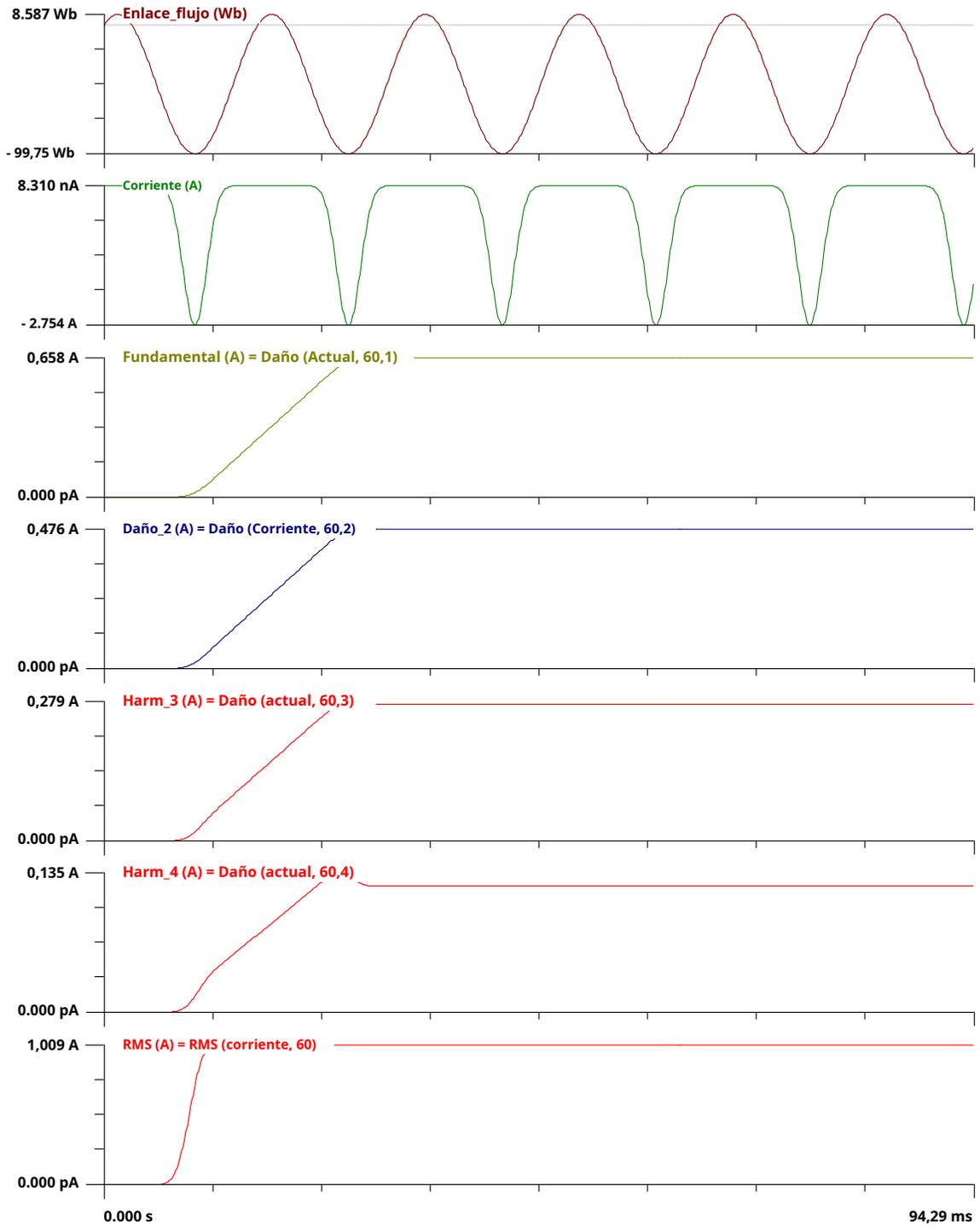
dónde: $a_2 = \int_0^T I_m(t) \text{ pecado}(n \omega t) dt$ $B_2 = \int_0^T I_m(t) \text{ por } n \omega t dt$

Las integrales anteriores se calcularon numéricamente para $n = 0, 1, 2, 3$ y 4 produciendo los armónicos correspondientes. Los resultados se enumeran en la Tabla E5.7:

Tabla E5.7 Armónicos de corriente de excitación

| Orden armónico | Valor RMS (A) |
|-------------------------------------|---------------|
| corriente continua | - 0,525 |
| Fundamental | 0,658 |
| <small>2do. orden del Norte</small> | 0,475 |
| 3 ^o | 0,273 |
| 4 th | 0,123 |
| Valor RMS | 1.009 |

En el problema de ejemplo anterior se puede ver que las corrientes magnetizantes se caracterizan por gran distorsión armónica. Tanto los armónicos pares como los impares están presentes debido a la asimetría de la forma de onda de la corriente (los pulsos positivos y negativos tienen diferentes magnitudes). Esta característica se puede utilizar para identificar corrientes magnetizantes y evitar disparos falsos del relé diferencial.



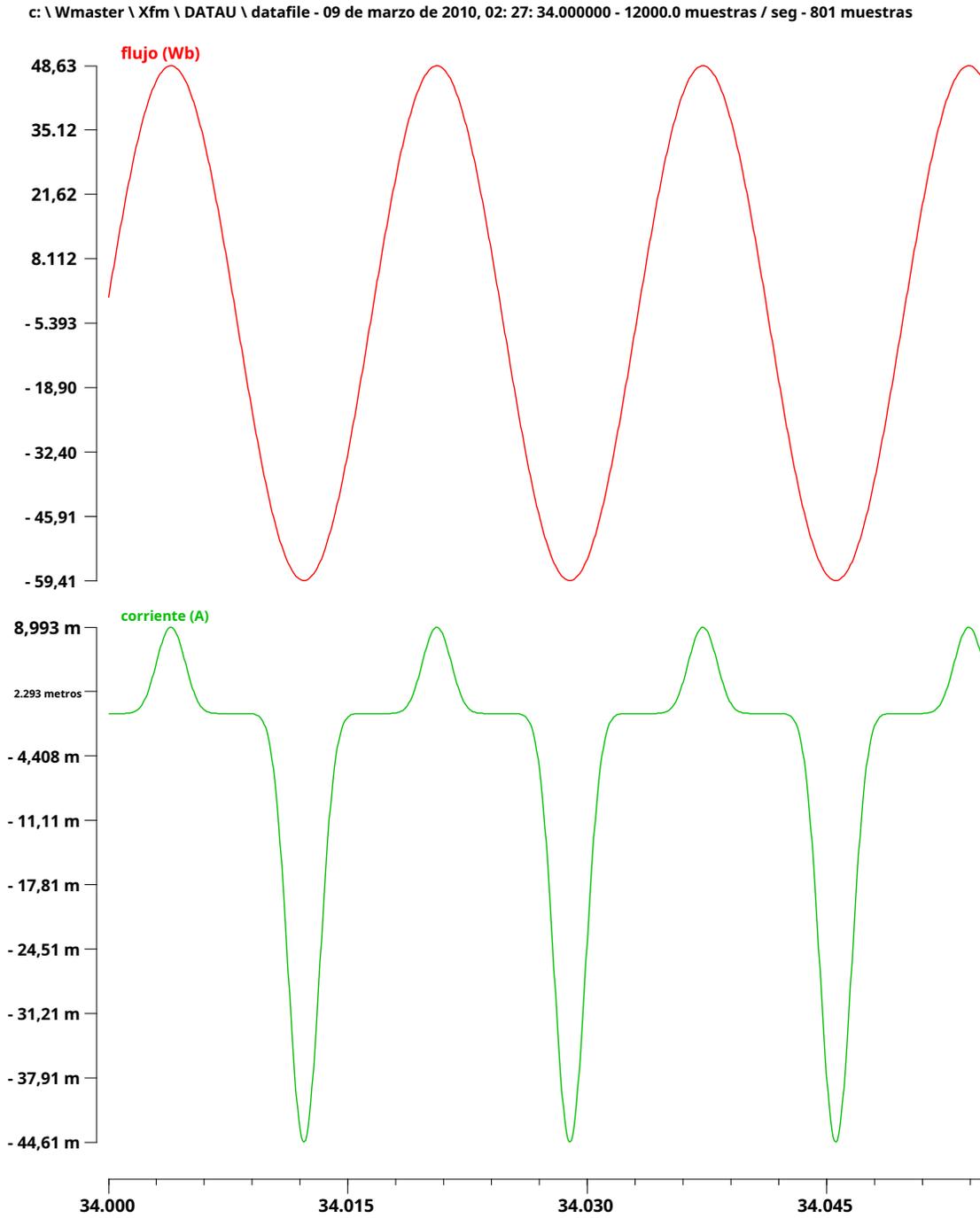


Figura E5.7a: Enlace de flujo y corriente de excitación para $\theta = 0.1$

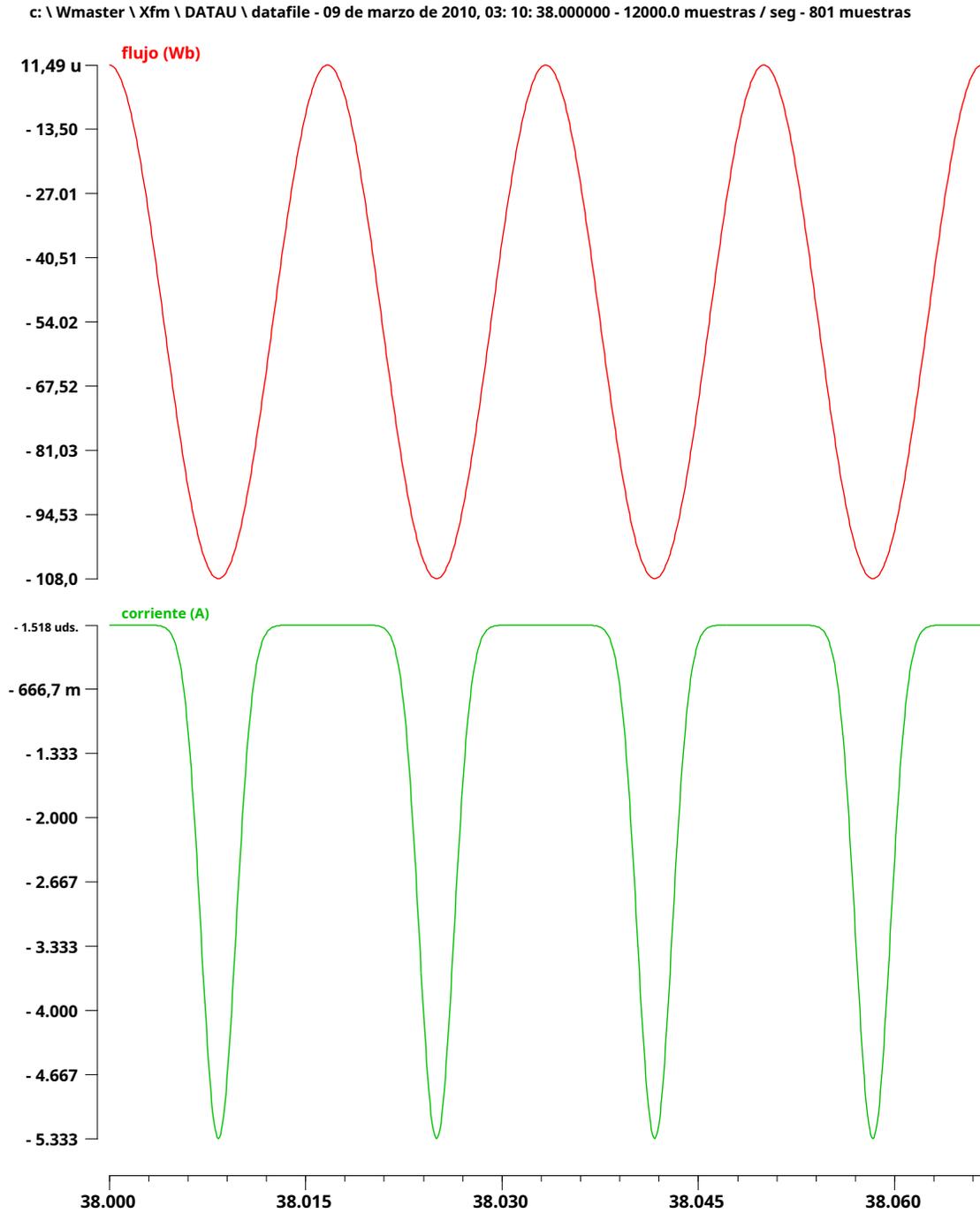


Figura E5.7b: Enlace de flujo y corriente de excitación para $\theta = \pi / 2$

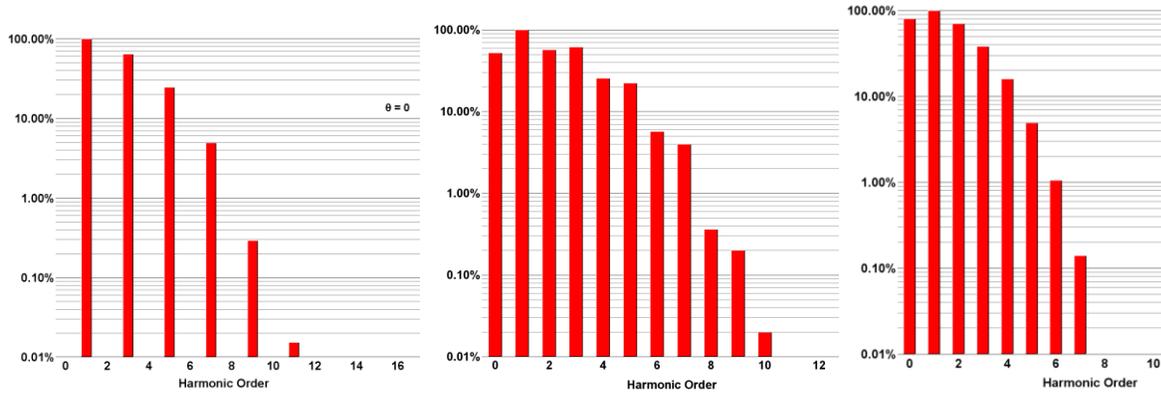


Figura E5.7c: Armónicos de corriente de excitación normalizados para $\theta = 0$, $\theta = 0.1$ rad y $\theta = \pi/2$ rad

La figura 5.25 ilustra un circuito que proporciona "restricción armónica" a un relé diferencial. El circuito elementos L_1 y C_1 formar un filtro de paso de banda. L_2 y C_2 formar un filtro de rechazo de banda. Ambos filtros están sintonizados a la frecuencia de potencia fundamental. Por lo tanto, la bobina de operación responde principalmente a la fundamental, mientras que la bobina de restricción armónica responde a los componentes armónicos. Una bobina de restricción adicional proporciona la función de restricción de corriente RMS.

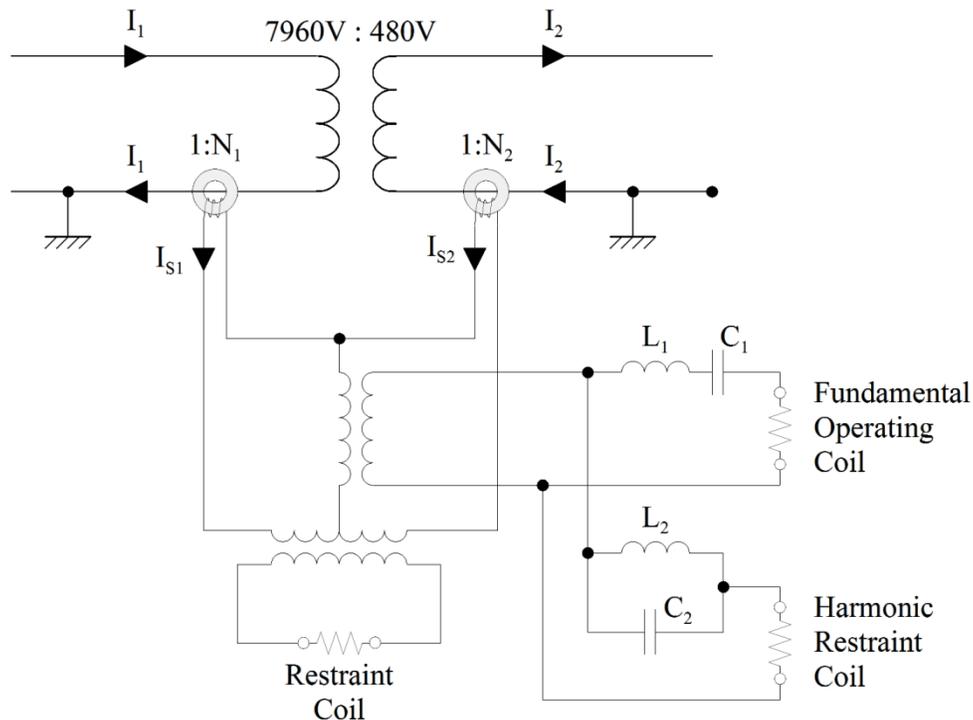


Figura 5.25: Respuesta del relé diferencial electromecánico

El enfoque basado en filtros pasivos anterior tiene varias limitaciones. La selectividad del filtro (factor de calidad) está limitada por las pérdidas de los componentes pasivos. Los condensadores e inductores necesarios suelen ser grandes y están sujetos a variaciones con el envejecimiento y la temperatura. Filtros analógicos activos basados en

Los amplificadores diferenciales pueden proporcionar un rendimiento mejorado, aunque todavía están sujetos a la desviación de los parámetros de los componentes. Las implementaciones de relés digitales mitigan todas estas limitaciones y, además, brindan una flexibilidad prácticamente ilimitada en el diseño de esquemas de detección avanzados.

5.7.3 Efectos de la saturación de CT

La saturación del CT ocurre cuando la corriente eléctrica a través del CT da como resultado un enlace de flujo magnético del CT por encima del nivel para el que se ha diseñado el CT. Cuando ocurre la saturación, la corriente secundaria no es una réplica a escala de la corriente primaria. En caso de fallas internas, esto no es un problema ya que la corriente en el secundario hará que el diferencial funcione como se espera. Sin embargo, cuando ocurre saturación durante fallas externas, entonces se activa la protección diferencial, pero esta operación da como resultado un disparo falso. La Figura 5.25 ilustra formas de onda típicas de corriente primaria y secundaria de TC saturado. Tenga en cuenta que la saturación da como resultado una forma de onda distorsionada. Además, el valor RMS de un CT saturado es menor que el esperado por la relación CT.

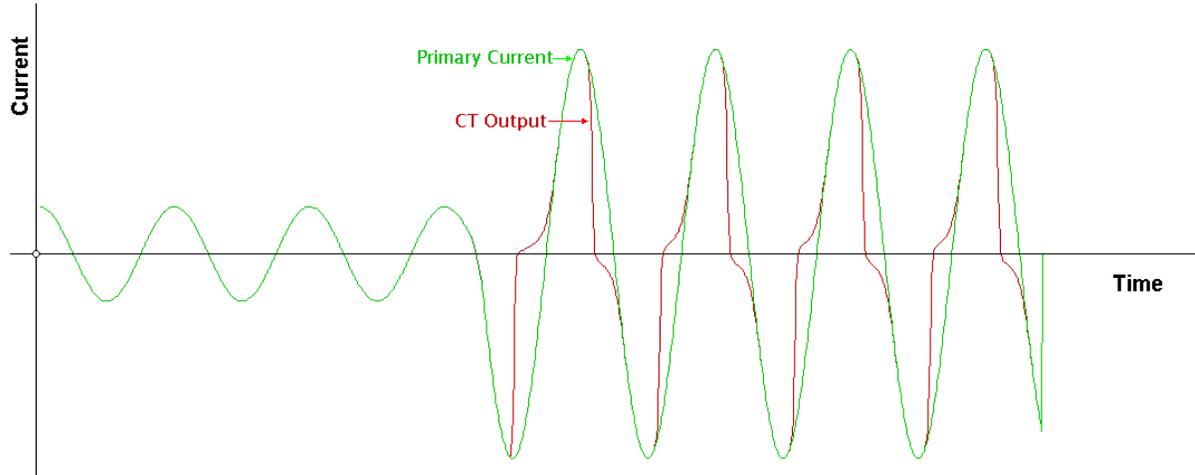


Figura 5.26: Forma de onda típica de corriente de TC saturada

Una técnica que reduce la posibilidad de disparos falsos en caso de saturación del TC, mientras que conserva la sensibilidad del relé para fallas internas de corriente más baja, es el uso de la curva de disparo / bloqueo de pendiente dual. La Figura 5.26 ilustra una característica de Disparo / Bloqueo de pendiente doble. Tenga en cuenta que la pendiente es más baja para valores de corriente bajos y más alta después de un punto de transición. Esto permite una alta sensibilidad a fallas internas de baja corriente y una menor sensibilidad en regiones donde los TC pueden saturarse.

En las implementaciones de relés digitales, el usuario define la curva característica de disparo / bloqueo. Normalmente, el usuario especifica las dos pendientes (en%) y el valor de la corriente de restricción en el punto de transición. Estos parámetros se seleccionan considerando la precisión y las características de saturación de los TC.

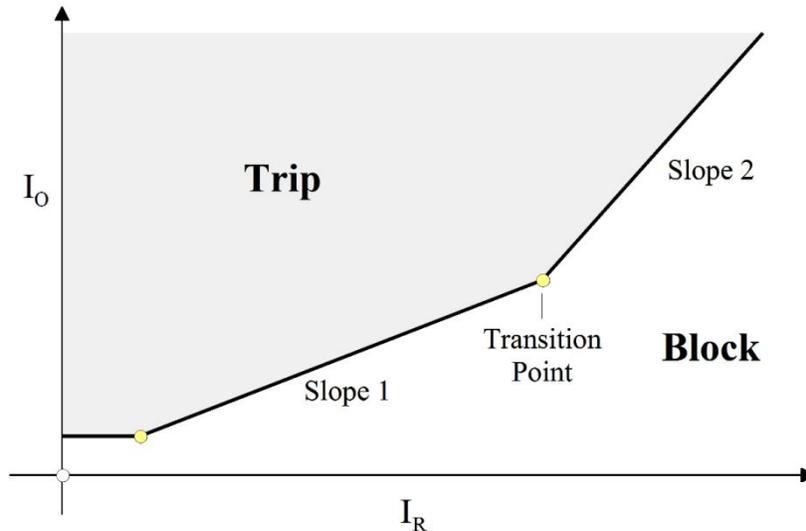


Figura 5.27: Protección diferencial de pendiente doble

Un enfoque para limitar los efectos de la saturación del TC es utilizar TC de mayor voltaje y controlar la carga total del TC (consulte el capítulo 6). Este es un problema de ingeniería que conduce a la selección de CT que no se saturarán para ninguna corriente de falla esperada en la ubicación de aplicación del CT.

Otro enfoque para evitar la saturación del TC es utilizar transformadores de corriente de núcleo no saturable. Por ejemplo, las bobinas de Rogowski son TC con núcleo no saturable. Este enfoque puede usarse en terminales de generador donde las corrientes de falla pueden ser potencialmente muy altas. La desventaja de los TC de núcleo no saturable es la baja precisión de estos TC y el hecho de que su relación de transformación es sensible al posicionamiento de los TC. Por esta razón, dichos TC deben calibrarse después de la instalación o de cualquier modificación de su posición.

Tema adicional: Manejo de relés digitales de CT saturados por comparando la salida RMS con la salida pico.

5.7.4 Relés diferenciales de alta impedancia

Si bien el esquema de retransmisión diferencial discutido anteriormente tiene enormes ventajas, también tiene algunas desventajas. Por ejemplo, en caso de diferencias sustanciales en la contribución de la corriente de falla de diferentes circuitos en un esquema diferencial, es posible que un CT se sature pero otros no. En este caso, puede ocurrir un mal funcionamiento. Una forma de evitar el efecto de diferente saturación por los distintos TC en un esquema diferencial es utilizar el llamado esquema diferencial de alta impedancia.

El esquema de relés diferenciales de alta impedancia utiliza relés con impedancia de entrada muy alta y TC conectados en paralelo. En la Figura 5.28 se muestra un ejemplo de esquema de relés diferenciales de alta impedancia para protección de barras. Idealmente, cuando la corriente neta es cero y los CT son

idéntica, la corriente total a través de la "carga" del relé será cero. En realidad, puede haber algún desajuste y algo de corriente fluirá a través de este circuito.

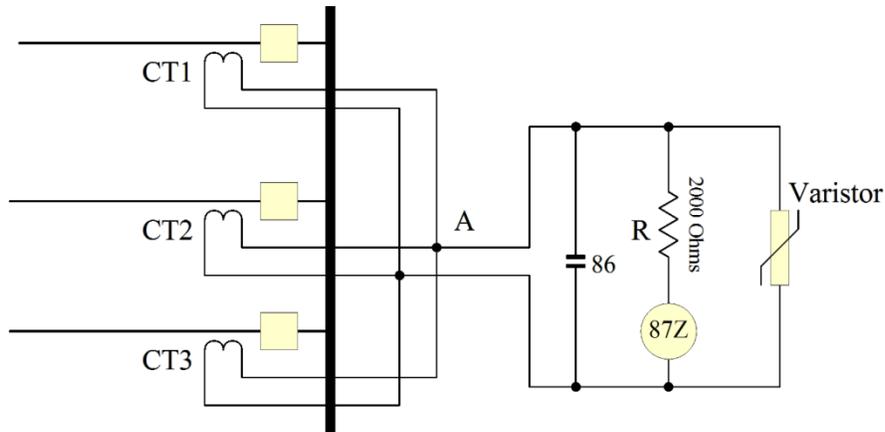


Figura 5.28. Protección de bus de relé de voltaje de alta impedancia

En condiciones normales de funcionamiento, esta corriente será pequeña y, por lo tanto, el voltaje visto por el relé será pequeño.

En el caso de una falla externa de alta corriente, uno o más de los CT pueden saturarse mientras que otros CT pueden no. Esto resultará en un voltaje sustancial a través de los terminales del relé. El relé de alta impedancia debe diseñarse de modo que no dispare los interruptores en esta condición. Para determinar la configuración del relé, debemos determinar el peor de los casos (voltaje más alto que puede desarrollarse) para fallas externas. Para este propósito, consideramos que el peor de los casos ocurrirá cuando el CT que monitorea la línea con falla se satura completamente, mientras que todos los demás CT permanecen en la región de operación lineal. El voltaje a través de los terminales del relé en este caso se calcula considerando el circuito equivalente que se muestra en la Figura 5.29.

Cada rama de TC en este circuito equivalente consta de una fuente de corriente que inyecta una corriente I_f/N , donde N es la relación de vueltas del CT, en serie con la resistencia R del devanado del CT y la resistencia del cable de instrumentación R_c . Aplicando KCL en el nodo común en el terminal + del relé, y descuidando la corriente a través del relé, la corriente que fluye a través de la rama CT saturada es la suma de todas las corrientes CT insaturadas, que también es igual a la corriente de falla dividida por relación de espiras N . Dado que el CT completamente saturado actúa como un cortocircuito, el voltaje visto por el relé ($V_{m\acute{a}x.}$) se puede expresar como:

$$V_{\max} = (R_w + R) \frac{I_{f, \text{corte}}}{N}$$

dónde: R_w es la resistencia del devanado del TC.

R_c es la resistencia máxima del cable desde cada CT al punto de unión A.

I_f es la corriente máxima de falla. N

es la relación CT.

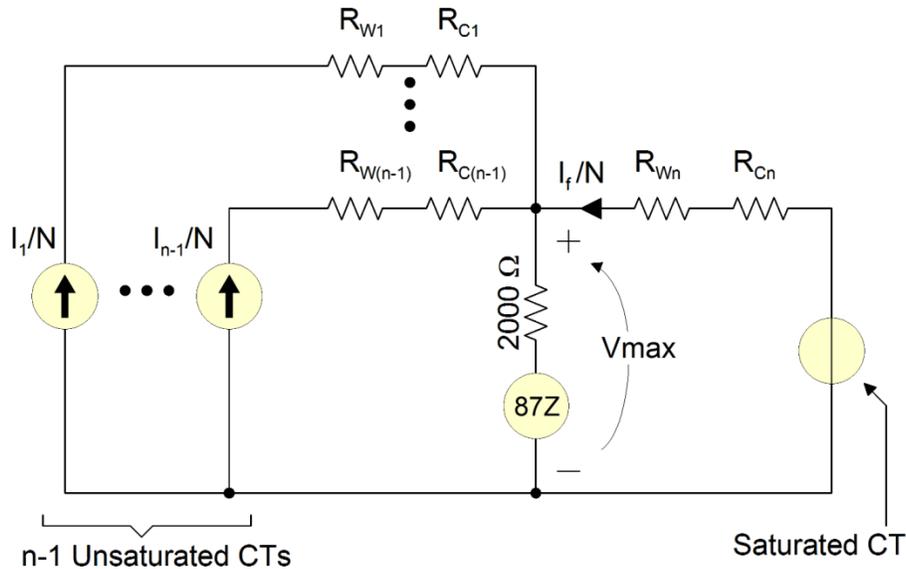


Figura 5.29. Circuito equivalente de relé de alta impedancia en caso de falla externa en el peor de los casos

El elemento de voltaje está configurado para dispararse por encima de V_{max} con un factor de seguridad K :

$$V_R = K (R_W + R_{norte}) \frac{I_F}{N}$$

En el caso de una falla interna, la corriente neta de todos los CT no será cero incluso antes de que alguno de los CT se sature, lo que resultará en un voltaje mucho más alto que se desarrolla a través de los terminales del relé. De hecho, es necesario limitar el voltaje para proteger el relé y los TC de fallas de aislamiento. El varistor (o MOV) que se muestra en la Figura 5.28 proporciona esta función. La clasificación de voltaje de sujeción del varistor se selecciona varias veces por encima del voltaje de activación V_R del relé. La capacidad de absorción de energía del varistor debe seleccionarse de modo que pueda soportar la corriente máxima proporcionada por los TC durante un período al menos igual al tiempo de disparo del interruptor, generalmente unos pocos ciclos de 60 Hz. Sin embargo, en caso de falla del interruptor, el alto flujo de corriente a través del varistor puede continuar durante un período de tiempo mucho más largo, posiblemente destruyendo el varistor. Para proteger el varistor, se agrega un relé de bloqueo (86) en paralelo con el varistor (ver Figura 5.28). Los contactos del relé de bloqueo son cerrados por el relé de alta impedancia cuando se detecta una falla interna, invirtiendo así la corriente del varistor.

La selección de diferencial de alta impedancia frente a diferencial de baja impedancia depende de los detalles de un sistema específico.

Protección de 5,8 voltios por hercio

Los aparatos de energía que involucran un núcleo magnético saturable (transformadores, motores, generadores, etc.) son vulnerables a la saturación de su núcleo magnético. Cuando el núcleo magnético lo satura

requiere grandes corrientes eléctricas (corriente de magnetización) para mantener el flujo magnético para el funcionamiento del dispositivo. Dependiendo del nivel de saturación, los efectos pueden ser mayores pérdidas óhmicas y un sobrecalentamiento gradual del dispositivo. El sobrecalentamiento puede resultar en temperaturas por encima del nivel de combustión espontánea del aceite del dispositivo (si es un dispositivo lleno de aceite). La sobreexcitación de los transformadores ha resultado en la fusión de las bobinas de los transformadores.

El inicio de la saturación depende tanto del voltaje aplicado en el dispositivo como de la frecuencia del voltaje aplicado. Considere, por ejemplo, un inductor de núcleo magnético saturable. La relación entre el enlace de flujo magnético y el voltaje es:

$$V = \omega \lambda$$

En términos de fasores, la ecuación anterior se convierte en:

$$\tilde{V} = j\omega \tilde{\lambda}$$

En valor absoluto, el voltaje es proporcional al producto de la frecuencia y el enlace de flujo magnético en el dispositivo. Para un dispositivo específico, la saturación ocurre cuando el enlace de flujo magnético excede un cierto valor. Por lo tanto, una cantidad que determina si el dispositivo se saturará es el voltaje dividido por la frecuencia:

$$\lambda > \lambda_0, \text{ cuyos rendimientos: } \lambda > 2 \lambda_0$$

Esto significa que una forma efectiva de monitorear si el dispositivo de núcleo magnético saturable se saturará es monitoreando la relación entre el voltaje y la frecuencia.

Los efectos de la saturación del núcleo magnético son un aumento de la corriente de magnetización y las corrientes armónicas asociadas con el resultado final de un sobrecalentamiento del dispositivo. El sobrecalentamiento ocurre gradualmente porque cualquier dispositivo tendrá cierta capacitancia térmica. Por lo tanto, la velocidad a la que un dispositivo se sobrecalentará depende del nivel de saturación (nivel de corriente de magnetización) y la capacitancia térmica del dispositivo. El dispositivo debe protegerse contra altas temperaturas. Específicamente, cuando la temperatura excede un cierto valor, entonces el dispositivo debe dispararse. Debe entenderse que el umbral depende del diseño de dispositivos específicos. Se puede generar para cada dispositivo específico un gráfico que proporcione el momento en el que se alcanzaría la temperatura máxima permisible del dispositivo frente al nivel de saturación o, de manera equivalente, el voltaje sobre la relación de frecuencia. Se proporciona una curva de este tipo para un dispositivo específico en la Figura 5.30.

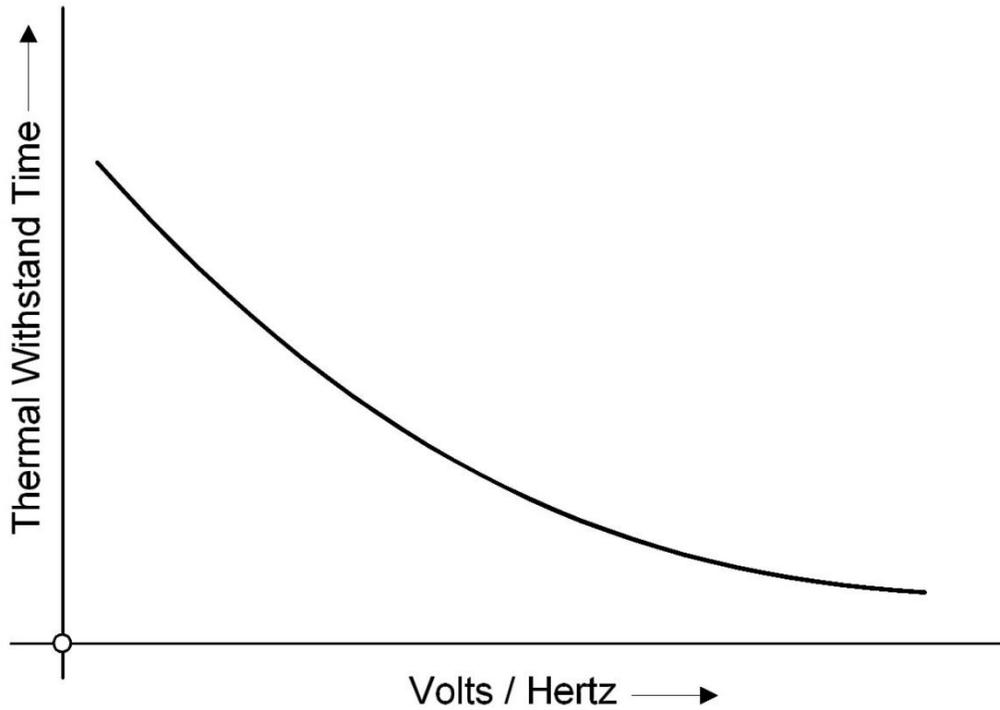


Figura 5.30: Capacidad de resistencia térmica de un dispositivo de núcleo saturable en función de Voltios por Hertz

Dada la curva de "resistencia" de un dispositivo, se puede diseñar un relé con características de disparo para que coincida con la curva de "resistencia" del dispositivo a proteger. Esta tarea se puede lograr con relés electromecánicos y se han desarrollado relés de "voltios por hertzio". Los relés digitales brindan una flexibilidad mucho mayor para definir las características de disparo para adaptarse mejor a la curva de "resistencia" de un dispositivo. La figura 5.31 ilustra la característica de disparo de un relé que se puede ingresar el relevo punto por punto.

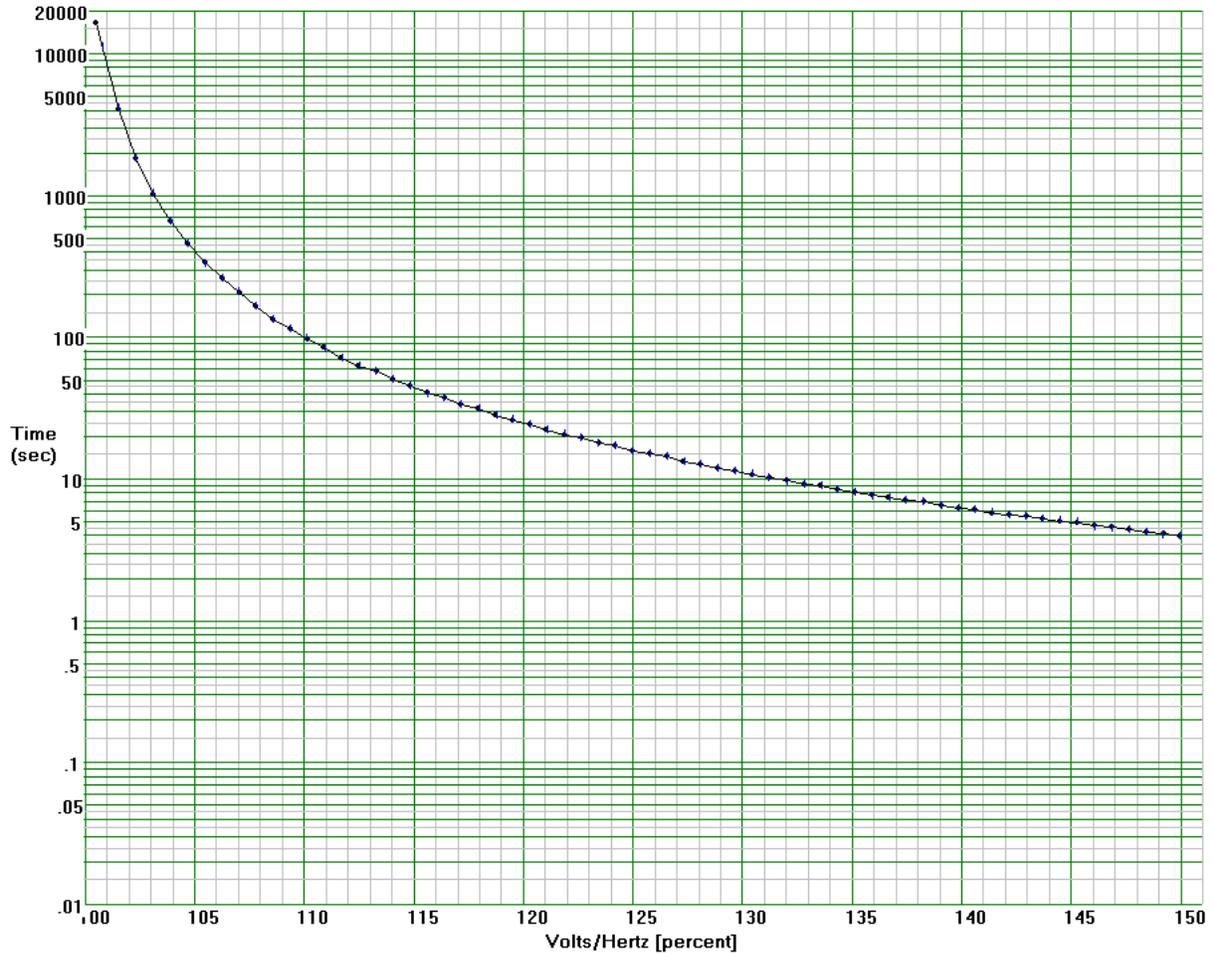


Figura 5.31: Ejemplo de interfaz de usuario de entrada de voltios por hercio basada en PC para relés (cortesía de SEL Inc.)

Un relé de voltios por Hertz usa un sensor para la relación entre el voltaje y la frecuencia. En los relés analógicos, un sensor de voltaje sobre frecuencia se puede realizar mediante un circuito simple como el que se muestra en la Figura 5.32. La salida de este circuito simple es:

$$0 = \frac{-1}{\sqrt{1 + \frac{1}{2^2 2^2}}}$$

Si los parámetros de los circuitos se seleccionan de manera que $2^2 2^2 \gg 1$, luego:

$$0 = \frac{-1}{2}$$

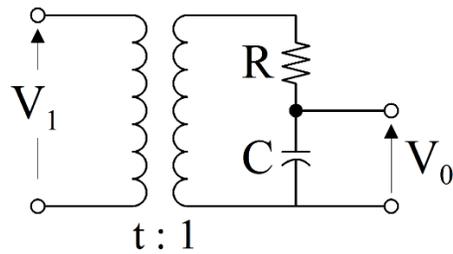


Figura 5.32 Implementación analógica de un relé de voltios sobre hercios

5.9 Relés direccionales de sobrecorriente

El relé de sobrecorriente básico tiene una gran desventaja de que no puede discriminar la dirección de la falla, ya que la corriente de falla es alterna y su característica operativa depende de la magnitud de la corriente. Esta desventaja limita la capacidad de este relé para coordinarse con otros dispositivos de protección en un sistema en red. Sin embargo, es posible agregar la capacidad de detectar la dirección de la falla. Para este propósito, se necesita un voltaje de polarización para determinar la dirección de la corriente de falla. El relé resultante es un relé de sobrecorriente direccional. El relé de sobrecorriente direccional se puede construir a partir de relés de disco de inducción (o copa de inducción) energizados por la corriente de falla y un voltaje de polarización. En la Figura 5.33 se muestra una ilustración conceptual del relé de sobrecorriente utilizando un disco de inducción.

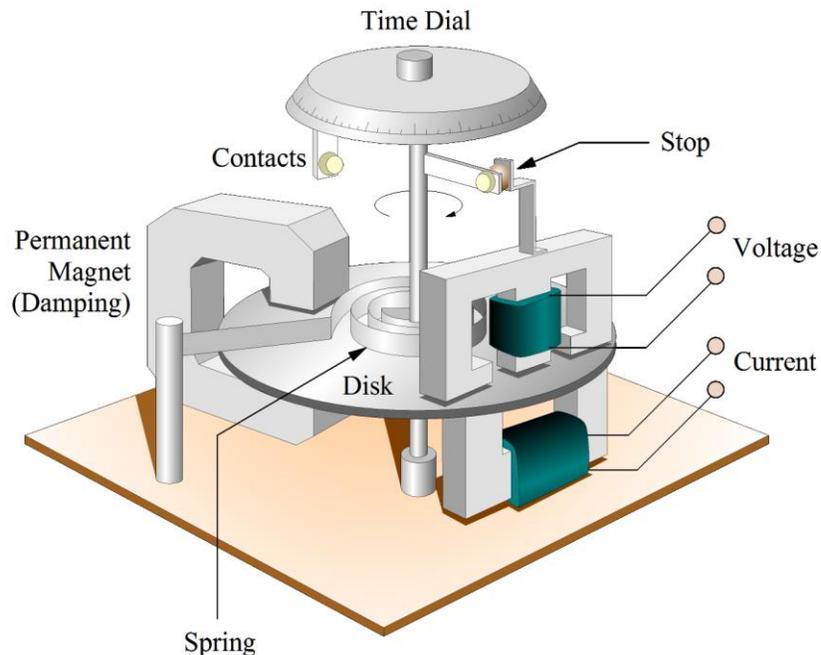


Figura 5.33 Relé direccional de sobrecorriente

El par desarrollado en el disco es proporcional al voltaje y la corriente aplicados, así como al ángulo de fase entre el voltaje y la corriente. Dependiendo de la diferencia del ángulo de fase, puede

estar en la rotación hacia adelante o hacia atrás del disco. La relación se desarrolla de la siguiente manera: una bobina se energiza con la corriente proveniente del secundario del CT y la otra bobina se energiza con el voltaje del secundario de un PT (voltaje de polarización). Así el eléctrico las corrientes en las dos bobinas son:

$$I_1(t) = 2I \sin(\omega t) \quad \text{porque } t \text{)}$$

$$e_2(t) = 2\sqrt{\frac{V}{Z}} \sin(\omega t) \quad \text{porque } t \text{)}$$

Entonces el par desarrollado es:

$$T = I_2 D_1 I_1 D_2 = \frac{2 L_2 I_{metro} IV \sin(\theta)}{Z}$$

TAMBIÉN: Discuta la implementación con la taza de inducción y dos imanes electrónicos de 90 grados

Por tanto, el par desarrollado es proporcional al ángulo de fase entre la tensión y la corriente de polarización. El relé puede diseñarse para que funcione siempre que el par sea positivo. Figura 5.34 ilustra la región operativa de este relé.

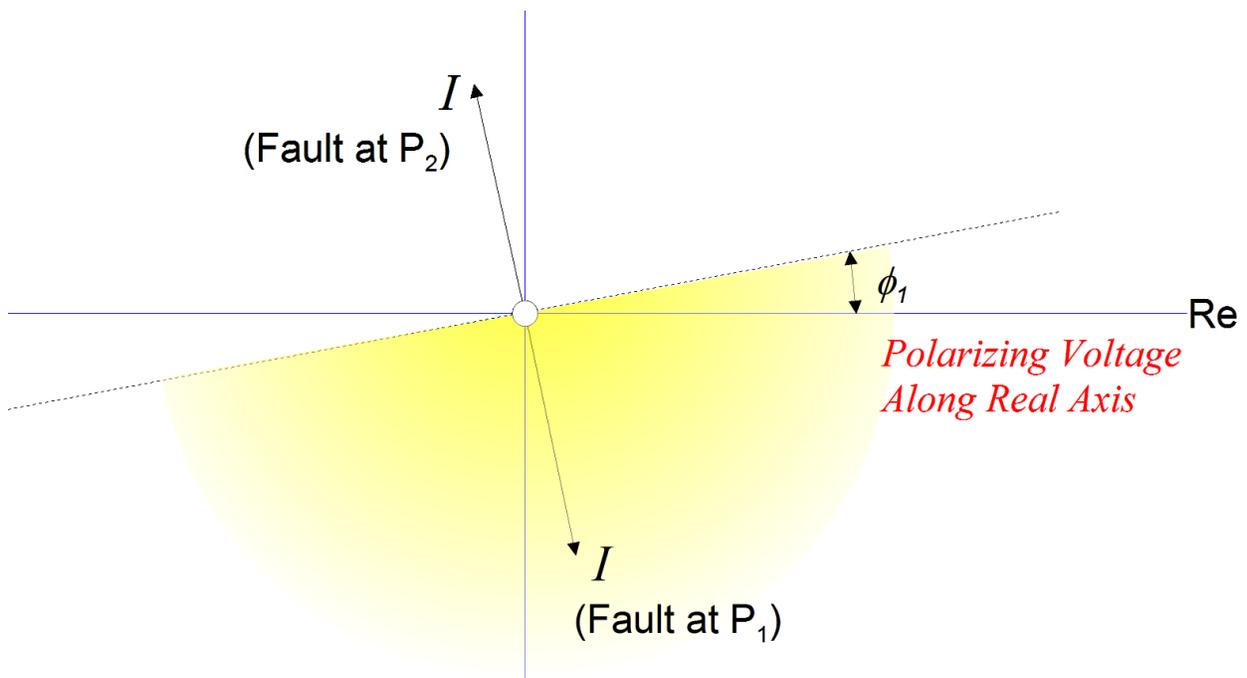


Figura 5.34 Región operativa de un relé direccional

Tenga en cuenta que el relé direccional se dispara cuando la dirección de la falla está en la dirección especificada. Para tener un relé que se dispara con la corriente de falla cuando la dirección de la falla es la dirección seleccionada, normalmente se usan dos relés, un elemento de relé de sobrecorriente y un elemento de relé direccional como se muestra en la Figura 5.35. Tenga en cuenta que el elemento de sobrecorriente y un elemento direccional están conectados en serie y, por lo tanto, el relé se dispara cuando se cumplen ambas condiciones, es decir, la falla.

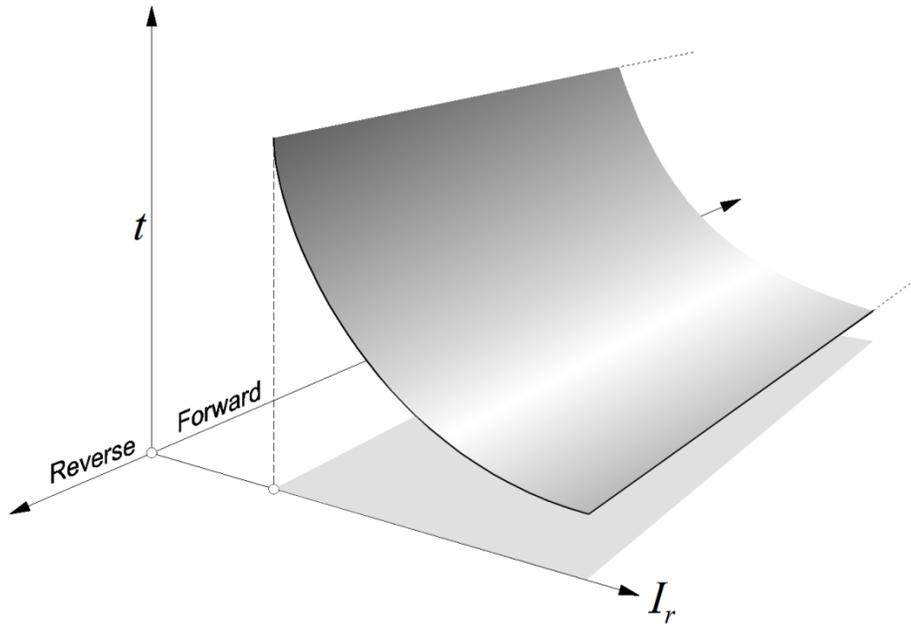


Figura 5.36 Característica operativa de un relé de sobrecorriente temporizado direccional

La selección de la tensión de polarización también es fundamental para el correcto funcionamiento de los relés direccionales. Un problema básico es que las fallas cercanas pueden resultar en un colapso de voltaje cercano en la ubicación del relé y causar un mal funcionamiento. Para evitar esto y dado que la mayoría de las fallas son fallas monofásicas, la tensión de polarización se selecciona de otra que no sea la fase en falla: Las tensiones de polarización específicas comúnmente utilizadas son:

- (a) un $\angle bc$, cambio de fase de 90 grados
- (b) $\angle b$ California,
- (c) $\angle c \angle ab$,
- (d) secuencia cero
- (e) corriente neutra

Ejemplo E5.8: El objetivo de este ejemplo es ilustrar que los relés direccionales no se pueden coordinar para un sistema de red general. Considere el sistema de energía eléctrica de tres buses de la Figura E5.x. Suponga que la impedancia de cada una de las líneas eléctricas es $j23,4$ ohmios. La capacidad de cortocircuito de las tres fuentes es: 2 GVA, 4 GVA y 8 GVA para las unidades G1, G2 y G3 respectivamente. Suponga que cada línea está protegida en cada extremo por un relé de sobrecorriente direccional. Determine la configuración de estos relés de tal manera que para una falla en una línea de energía específica, solo los relés en los dos extremos de la línea funcionarán. El sistema es un sistema de 115 kV.

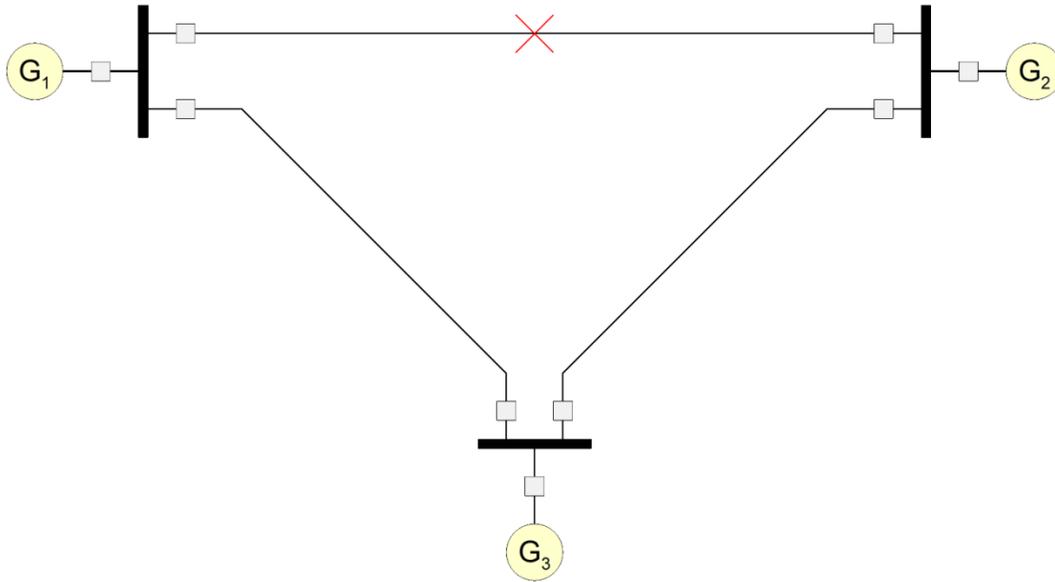


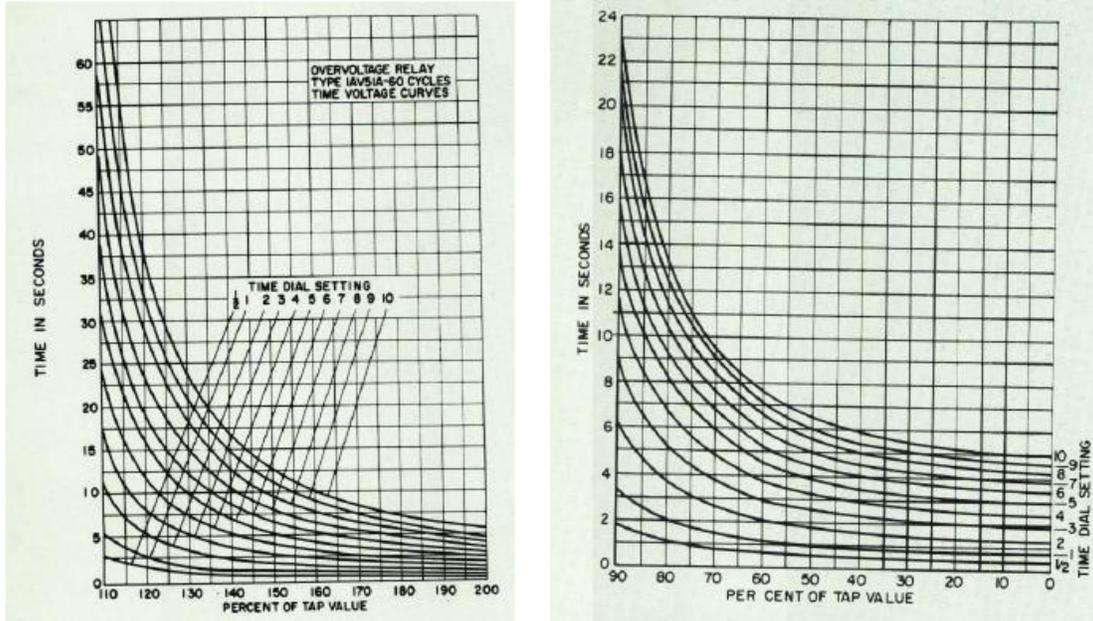
Figura E5.8 Aplicación de protección de sobreintensidad direccional en una transmisión de red Sistema

Solución: Primero se calculan las corrientes del circuito en la ubicación de cada relé y se ilustran en la figura E5.8a.

Continuará...

5.9 Protección contra sobretensión y subtensión

En muchos casos, es necesario proteger el equipo de voltajes anormales. Para ello, se puede utilizar el relé de sobretensión y / o subtensión. Este relé es un relé de sobrecorriente de tiempo modificado que opera con voltaje. Las características típicas de este relé se muestran en la Figura 5.36 para sobretensión (Figura 5.37a) y por subtensión (Figura 5.37b).



(a) (B)
Figura 5.37 Características típicas de un relé de voltaje
 ((a) Relé de sobretensión, (b) Relé de subtensión)

5.10 Relés de potencia direccionales (32)

Muchas veces necesitamos proteger un dispositivo contra el flujo de energía en una dirección que no está diseñada para operar (por ejemplo, generadores síncronos, transformadores de red, etc.) o si la dirección de la energía afectará negativamente al sistema en general (por ejemplo, transformadores de red). (protectores)). En este caso, necesitamos un relé que monitoree la dirección del flujo de energía y actuará si el flujo de energía se invierte.

La implementación de relés de potencia direccionales se puede lograr de la misma manera que los relés direccionales.

La implementación digital de relés de potencia direccionales también es muy simple. Específicamente, los relés numéricos muestrean el voltaje y la corriente en una ubicación determinada, a partir de la cual calculan el flujo de potencia promedio como una suma del producto de muestra de voltaje-corriente durante una determinada ventana de tiempo. Para un sistema trifásico (generador, etc.), el flujo de potencia real trifásico neto se calcula de la siguiente manera:

$$PAG = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v_a t_{\theta} \dot{I} \psi_B \quad I_B \quad I \quad v_C t_I I \xi_I$$

Donde k es la última muestra de los datos recopilados y N es el número de muestras en el tiempo ventana.

Tenga en cuenta que la fórmula anterior proporciona la potencia real promedio durante la ventana de tiempo seleccionada. Si el valor numérico de la potencia calculada invierte el signo, indica la inversión del flujo de energía en la ubicación de monitoreo.

5.11 Relés de impedancia

La protección del sistema de energía se puede mejorar si los relés tienen la capacidad de determinar la ubicación de la falla en un circuito. Para ello, se desarrollaron relés de impedancia, inicialmente para la protección de líneas de transmisión. Específicamente, un relé de impedancia rastrea la impedancia aparente mirando hacia una línea de transmisión. Cuando ocurre una falla en esta línea, asumiendo que la construcción de la línea es uniforme, esta impedancia es proporcional a la longitud de la línea entre la falla y la ubicación del relé. Por lo tanto, esta información puede usarse para identificar si una falla está dentro de la zona de protección deseada y, en consecuencia, si el interruptor debe disparar o no la línea.

Los relés de impedancia se desarrollaron hace mucho tiempo, antes que los microprocesadores y los relés digitales. Como resultado, los primeros relés de impedancia fueron dispositivos electromecánicos. Se agregaron muchas características a los relés de impedancia y la sofisticación de los relés de impedancia, incluso en los días de los relés electromecánicos alcanzaba un gran nivel de complejidad y capacidad. Examinaremos algunas de las principales características de estos desarrollos. Debe quedar claro que las capacidades de los relés de impedancia electromecánicos se pueden emular con algoritmos informáticos en relés numéricos.

5.11.1 El relé de impedancia básica

En la Figura 5.38 se muestra una implementación analógica del relé de impedancia a través de una viga de equilibrio. Las dos bobinas de la viga de equilibrio están conectadas a la tensión de polarización y la corriente en el circuito, respectivamente, como se muestra en la figura. Tenga en cuenta que la viga pivota y se moverá en una dirección u otra dependiendo del nivel de fuerzas F_1 y F_2 . Las bobinas se excitan con corrientes que son proporcionales a la tensión y la corriente de polarización, respectivamente. En este caso el
las fuerzas son:

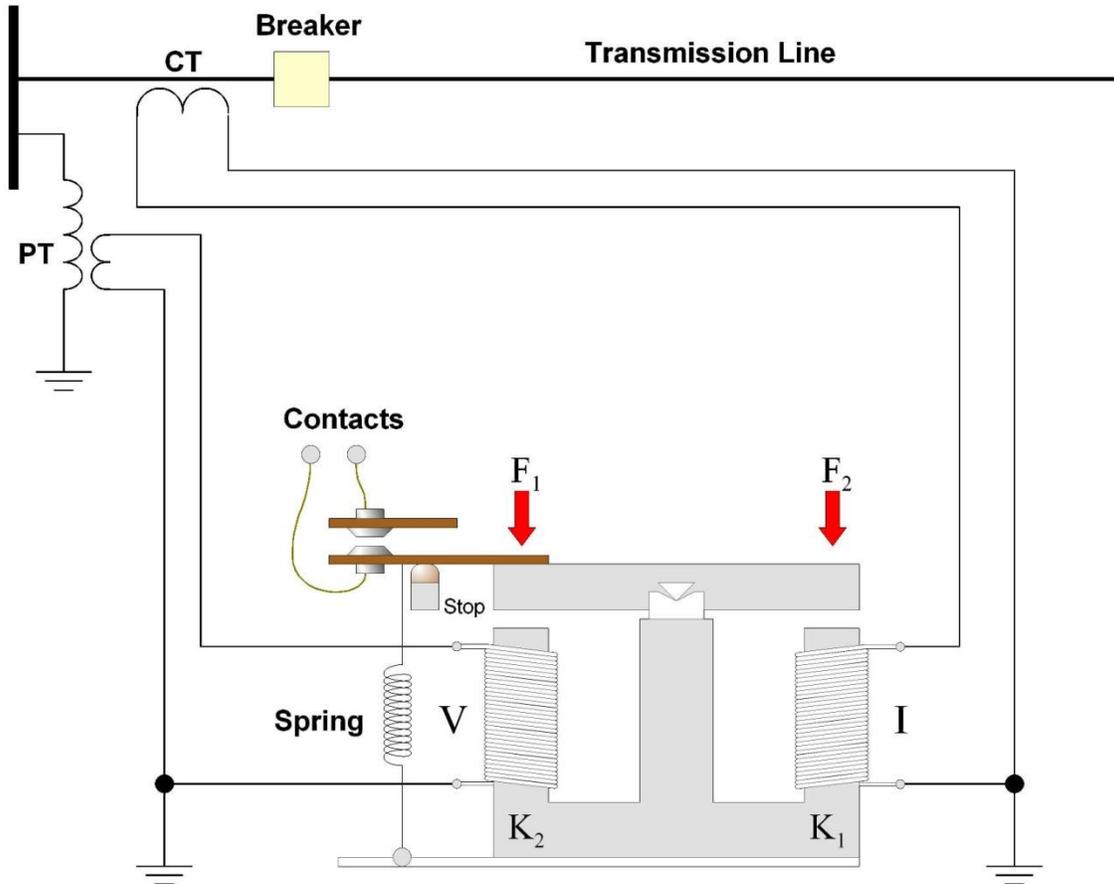


Figura 5.38 Implementación de haz de equilibrio de un relé de impedancia

$$F_1 = k_1 V^2$$

$$F_2 = k_2 I^2$$

El relé cerrará el contacto cuando:

$$F_1 < F_2 \quad \frac{V}{I} < \sqrt{\frac{k_2}{k_1}}$$

En relés digitales la función de impedancia se puede implementar fácilmente calculando el fasor de el voltaje y la corriente y tomando la relación de estos fasores.

En la Figura 5.39 se muestra una aplicación de un relé de distancia. El relé monitorea el voltaje y la corriente en una determinada ubicación de una línea. El relé funciona siempre que la impedancia "vista" está por debajo de un valor seleccionado. La región operativa de un relé de impedancia se muestra en la Figura 5.40.

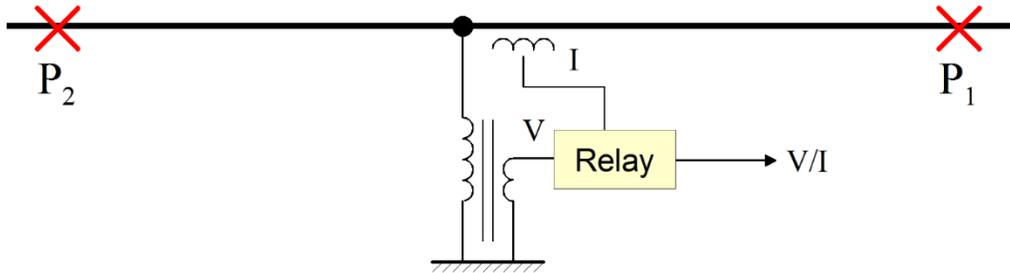


Figura 5.39. Ilustración de la aplicación del relé de impedancia (o distancia)

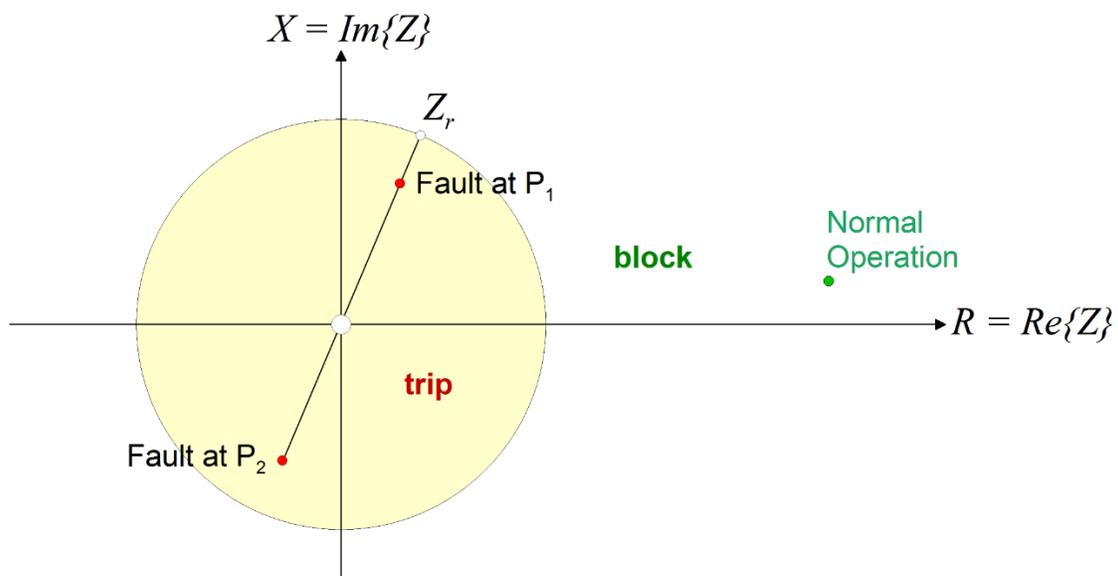


Figura 5.40. Región operativa de un relé de impedancia

Hay muchas modificaciones del relé de impedancia. Por ejemplo, muchas veces es deseable disparar por una falla dentro de una cierta distancia pero en una sola dirección. Un elemento direccional en serie con el relé de impedancia logrará este objetivo. Además, muchas veces es deseable tener una forma de región operativa que diferencie mejor entre fallas en un lugar determinado y otras condiciones tales como condiciones transitorias y de carga pesada. A continuación se describen algunos de los relés que logran estos objetivos.

5.11.2 Relé de impedancia con elemento direccional

Muchas veces es deseable operar por una falla dentro de una cierta distancia en una dirección específica. En este caso, un relé de impedancia con un elemento direccional hará precisamente eso. La región operativa de tal relé se muestra en la Figura 5.41.

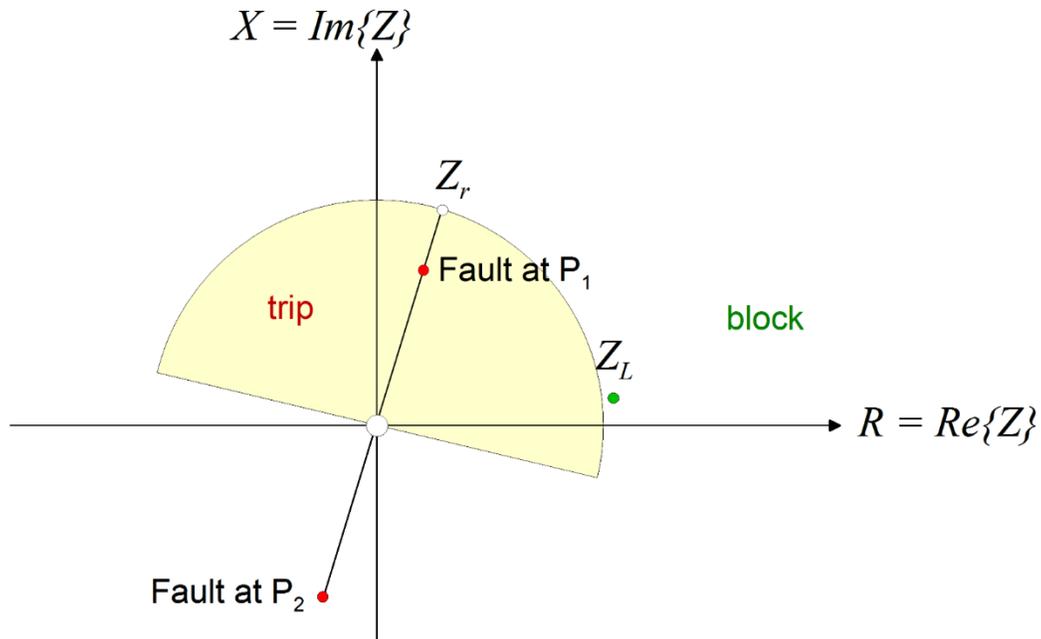


Figura 5.41 Región operativa de un relé de impedancia direccional

Tenga en cuenta que el objetivo de proporcionar un elemento direccional al relé de impedancia es proporcionar selectividad de dirección, una característica necesaria para poder operar en caso de fallas solo en una dirección. Esto se puede lograr con mucha más sofisticación en los relés de impedancia modificada que se describen a continuación.

5.11.3 Relé de impedancia modificada

Los relés de impedancia que protegen las líneas de transmisión "verán" una impedancia que es proporcional a la impedancia de la línea por unidad de longitud. Las impedancias de línea típicas tienen una fase de aproximadamente 80 grados. Esto significa que la impedancia a la falla "vista" por el relé será siempre de aproximadamente 80 grados. Una región operativa que es más selectiva para la impedancia de línea es la proporcionada por un relé de impedancia modificado como se muestra en la Figura 5.43. El relé de impedancia modificado puede implementarse simplemente agregando una señal apropiada a la bobina de voltaje como se ilustra en la Figura 5.42.

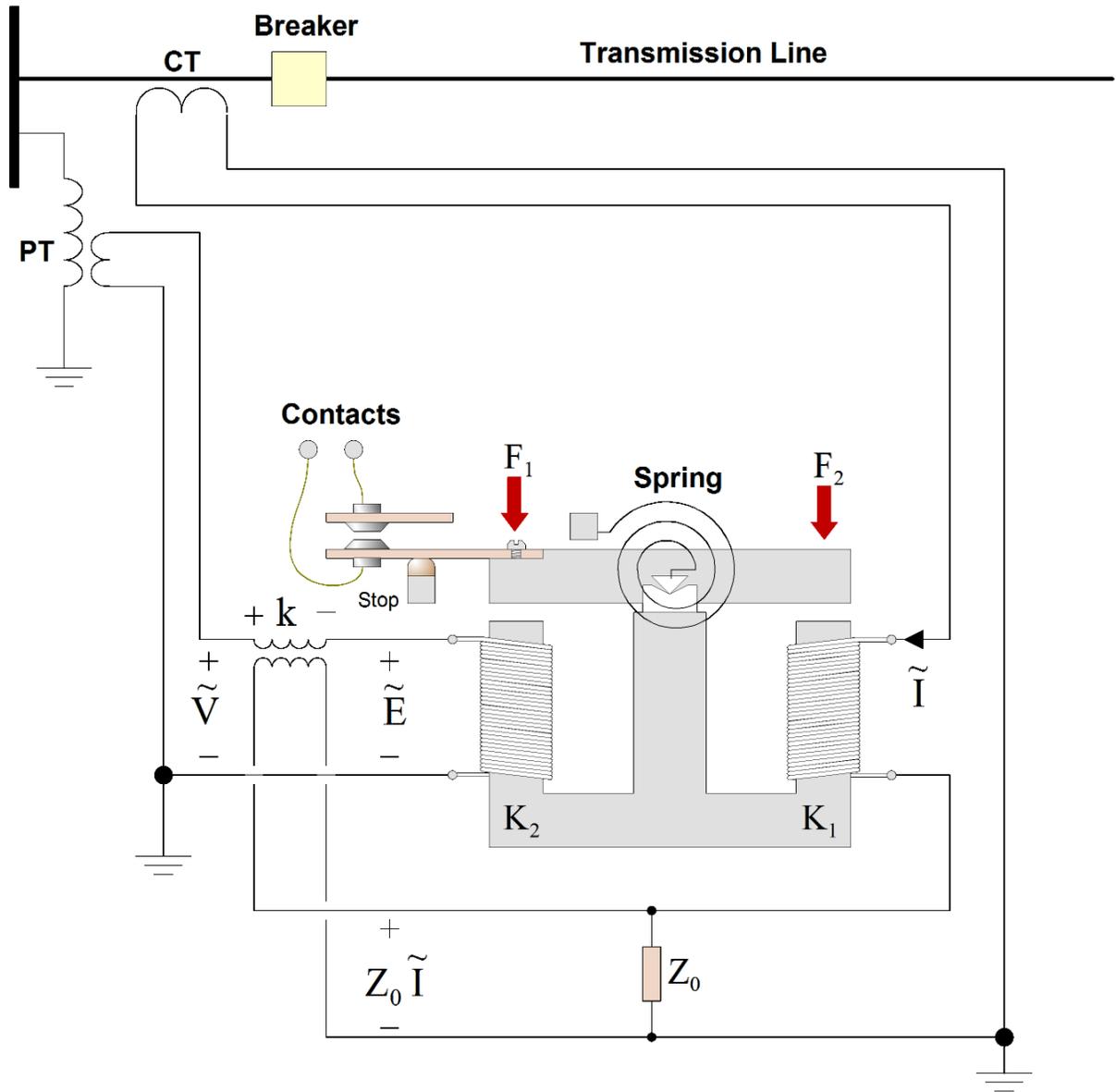


Figura 5.42 Implementación de relé de impedancia modificada mediante haz de equilibrio

Tenga en cuenta que en este caso, el voltaje aplicado a la bobina de voltaje será:

$$\tilde{m}_i \tilde{V} k Z_0 \tilde{I} \tilde{V} a \tilde{i} \sim$$

en este caso, las fuerzas en la viga de equilibrio son:

$$F_1 = k_1 |\tilde{V} a \tilde{i}|^2$$

$$F_2 = k_2 I$$

El relé cerrará el contacto cuando:

$$F_1 \leq F_2 \quad \left| \frac{\tilde{V}}{\tilde{I}} - a \right|^2 \leq \frac{k_2}{k_1}$$

Esto significa que la característica de funcionamiento del relé es un círculo de radio $\sqrt{k_2/k_1}$ con centro en el punto a (donde a es un número complejo igual a kZ_0). Si el valor absoluto de la compensación la cantidad a es igual al radio del círculo (k_2/k_1) luego, la circunferencia de la región de funcionamiento del relé pasa por el origen. La región de funcionamiento del relé de impedancia modificada se muestra en la Figura 5.43 (círculo amarillo).

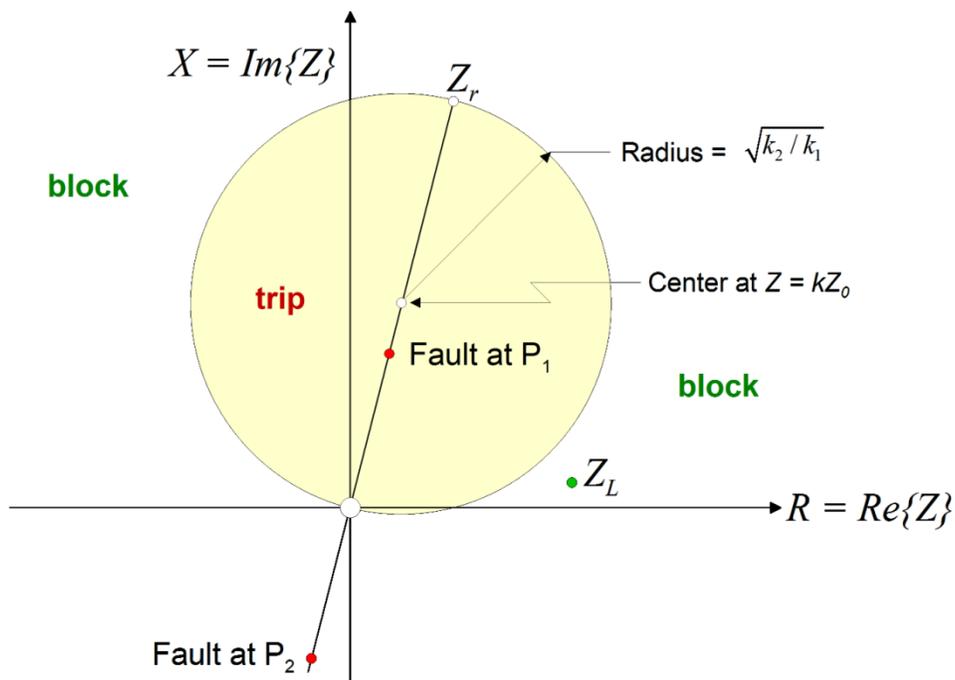


Figura 5.43 Región de funcionamiento de un relé de impedancia modificada

El concepto se ha llevado a varios niveles de configuración de la característica operativa. Se han desarrollado relés de impedancia modificada con varias regiones operativas, por ejemplo el relé de impedancia de "lente", el relé de impedancia "tomate", etc. Obviamente, con relés numéricos se puede generar cualquier forma del área característica.

5.11.4 Relés de distancia trifásicos

Los relés de distancia permiten esquemas de protección sofisticados. Cuando se aplica a líneas de transmisión, dependiendo del tipo de falla, la impedancia equivalente por unidad de longitud "vista" por el relé puede variar. Por ejemplo, para una falla trifásica, la impedancia por unidad de longitud de la línea es igual a la

impedancia de secuencia positiva de la línea. Para una sola línea a falla a tierra, la impedancia equivalente por unidad es aproximadamente igual al promedio de la impedancia de secuencia positiva, negativa y cero de la línea.

Con el fin de estandarizar el diseño del relé de distancia para circuitos trifásicos, los relés deben estar diseñados para "ver" una impedancia equivalente que sea aproximadamente igual a la impedancia de secuencia positiva del circuito por unidad de longitud multiplicada por la distancia a la falla. Esto se logra fácilmente con relés numéricos proporcionando algoritmos apropiados. Para los relés electromecánicos, se pueden tener múltiples relés que determinarán la distancia a la falla para varios tipos de fallas y luego tendrán lógica para seleccionar la respuesta correcta. Discutiremos el diseño de un relé de distancia trifásico que opera en la impedancia de secuencia positiva para cualquier tipo de falla en el Capítulo 9 en el contexto de la protección de la línea de transmisión. Aquí presentamos un ejemplo del algoritmo principal para detectar la ubicación de la falla.

Ejemplo E5.9: Considere la línea de transmisión trifásica simple como se ilustra en la Figura E5.x. Los parámetros de la línea se indican en la figura. Suponga un relé de impedancia modificado

en el lugar indicado. El relé monitorea las siguientes cantidades: $\frac{\tilde{V}_1}{\tilde{I}_1}$, $\frac{\tilde{V}_2}{\tilde{I}_2}$ y $\frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a k \tilde{I}_0}$,

dónde $k = \frac{z_0 z_1}{z_1}$. Suponga varios tipos de fallas en la ubicación indicada, es decir, trifásica, línea a

Tierra y Línea a Línea, y determine qué "verá" el relé.

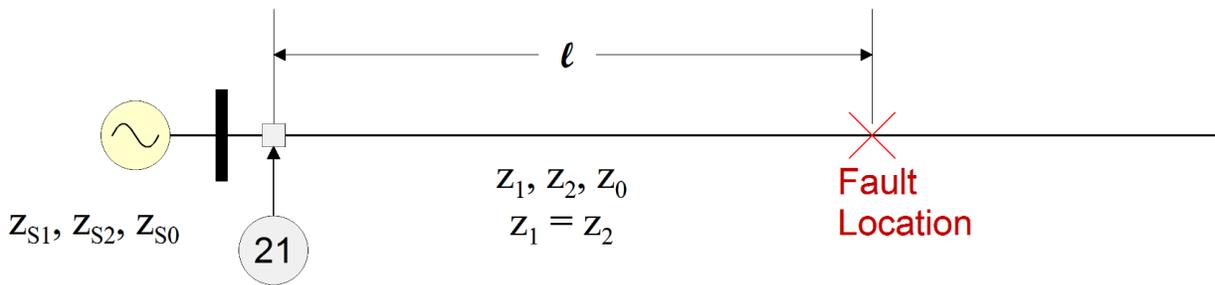


Figura E5.9 Línea de transmisión trifásica protegida con un relé de impedancia modificada

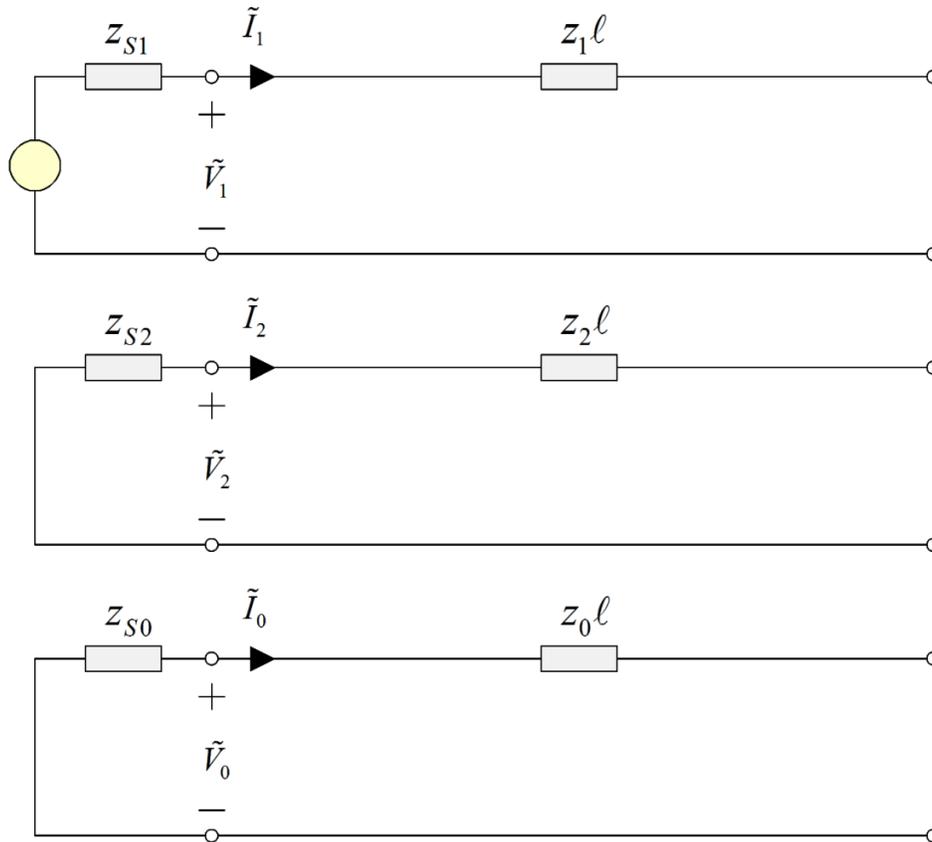
Solución: Para las tres fallas diferentes en la ubicación indicada, estas cantidades serán las que se muestran en la Tabla E5.9.

Tabla E5.9: Cálculos de relés

| Caso | Supervisado Cantidad | 3Φ Fallo | LL Fallo | 1LG Fallo |
|------|-----------------------------------|----------|-----------------|----------------------------|
| 1 | $\frac{\tilde{V}_1}{\tilde{I}_1}$ | $z_1 l$ | $2z_1 l z_{S2}$ | $2z_1 l z_0 z_{S2} z_{S0}$ |

| | | | | |
|---|---|-------------|-------------|-------------|
| 2 | $\frac{\tilde{V}_1 \tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 \tilde{I}_2}$ | $z_{1\ell}$ | $z_{1\ell}$ | |
| 3 | $\frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a k \tilde{I}_0}$ | $z_{1\ell}$ | | $z_{1\ell}$ |

La tabla anterior se derivó de los siguientes cálculos: El modelo de secuencia del circuito es:



Cada una de las tres fallas se aplica a este circuito. Posteriormente, se analiza el circuito defectuoso y los resultados se ingresan en la cantidad de monitoreo. Los resultados finales se siembran en la figura.

Tenga en cuenta que para cada una de las fallas, una cantidad siempre proporciona la medida z_1 . Por ejemplo, la primera cantidad proporciona el valor z_1 para una falla trifásica, la segunda cantidad proporciona el valor z_1 para una falla de línea a línea, y la tercera cantidad proporciona el valor z_1 para una sola línea a tierra. Este valor es siempre el valor más pequeño. Por lo tanto, el relé de distancia monitorea todos los valores anteriores y, para cualquier evento de falla, utiliza la medida más pequeña para determinar la ubicación de la falla.

5.11.5 Cálculo de la distancia de falla en relés numéricos

Los relés de impedancia se basan en el cálculo de la distancia de una falla desde la ubicación del relé. El uso principal de esta información es decidir la acción de protección, es decir, disparar o no disparar los interruptores apropiados. Sin embargo, esta información también es útil para encontrar la ubicación de la falla y realizar las reparaciones necesarias. En particular, microprocesador
Las implementaciones de relés de distancia pueden proporcionar esta información en una pantalla o enviarla al centro de control sin un gasto adicional sustancial.

Hace mucho tiempo que se reconoció que el problema de la localización de fallas en los circuitos de potencia es importante por dos razones: (a) minimización del tiempo de inactividad mediante una reparación rápida y, por lo tanto, mayor confiabilidad del sistema (especialmente para circuitos de cables) y (b) mejor selectividad de los esquemas de protección en virtud del conocimiento de la ubicación de la falla (por ejemplo, los relés de distancia se basan en la evaluación de la distancia de la falla). Las tendencias recientes hacia la automatización han acentuado la importancia de la localización de fallas. A lo largo de los años, se han desarrollado varias tecnologías para la localización de fallas. Estas tecnologías se pueden clasificar en las siguientes:

- a) Métodos basados en el ruido audible de la recreación de fallas (golpes), este método requiere que un equipo real vaya al lugar y realice las pruebas,
- b) Métodos basados en la ubicación estratégica de indicadores de circuito con falla, este método requiere inspección visual del indicador de circuito con falla, o si los FCI son equipos con comunicaciones, para llevar toda la información a una ubicación central y determinar la ubicación mediante análisis.
- c) Detección y medición del tiempo de viaje del primer transitorio, este método requirió un equipo que pueda registrar formas de onda con tasas de muestreo muy altas (recuerde que los transitorios viajan con una velocidad cercana a la de la luz y para medir el tiempo de viaje es necesario capturar los transitorios con suficiente resolución de tiempo), y
- d) Métodos basados en la estimación de la impedancia del circuito a la falla y extracción de la ubicación de la falla a partir de los valores de impedancia conocidos por unidad de longitud.

Los dos primeros métodos se utilizan ampliamente en circuitos de distribución, especialmente en sistemas de cable URD. La tecnología thumper consiste en inyectar un impulso al cable averiado. La falla en el cable se vuelve a encender bajo el impulso y el ruido generado se utiliza para determinar la ubicación de la falla. La aplicación del thumper requiere que el cable esté fuera de servicio y, en general, lleva mucho tiempo. Una crítica a la tecnología thumper es que somete el cable a sobretensiones adicionales y, por lo tanto, puede afectar la vida útil del cable.

Los indicadores de circuito defectuoso son dispositivos que se activan por el flujo de la corriente de falla. Básicamente, un indicador de circuito defectuoso es un dispositivo de dos estados: el estado uno es normal y el estado dos indica que se ha detectado una corriente eléctrica por encima de un valor umbral. La aplicación de muchos indicadores de circuito con fallas en ubicaciones estratégicas a lo largo de un circuito, es decir, uno en cada transformador, proporciona un medio para determinar la ubicación de la falla entre dos ubicaciones. Están disponibles modelos con reinicio manual o automático. También los modelos con / sin comunicaciones son disponibles.

El tercer método se basa en hardware especializado que registra el tiempo de viaje hasta la falla y extrae la distancia a la falla a partir de la velocidad conocida de propagación de las ondas EM en el circuito. Específicamente, el tiempo de viaje desde la ubicación de monitoreo hasta la falla se mide con hardware bastante sofisticado. Para un circuito dado (parámetros del circuito), la velocidad de propagación de las sobretensiones a lo largo del circuito se conoce y se utiliza para estimar la ubicación de la falla. Esta tecnología es compleja y requiere un hardware sofisticado y costoso.

El cuarto método requiere el registro de voltajes y corrientes en cualquier lugar a lo largo del circuito con falla. A partir de los voltajes y corrientes registrados y la impedancia conocida por unidad de longitud del sistema, se puede estimar la distancia a la falla. La introducción de relés numéricos y equipos de registro de fallas digitales han hecho que este método sea muy atractivo. Específicamente, el equipo mencionado proporciona registros del voltaje y la corriente durante la falla. Estos datos se pueden procesar en el relé o en el equipo de registro de fallas para proporcionar la ubicación de la falla. Además, estas grabaciones se almacenan típicamente y / o se pueden transmitir a ubicaciones centrales a través de una variedad de medios de comunicación, es decir, teléfono, fibra, microondas, etc. Los datos se pueden procesar en la ubicación central para estimar la distancia a la falla. Este enfoque proporciona el beneficio adicional de que las grabaciones de varios dispositivos se pueden utilizar para estimar la ubicación de la falla, aumentando así la precisión del método de localización de la falla. Hay muchas formas de estimar la ubicación de la falla a partir de los voltajes y corrientes registrados. Esta sección revisa los métodos existentes y proporciona una discusión de los problemas y limitaciones del enfoque.

El método básico de localización de fallas se explica con la ayuda de la Figura 5.44. Un relé, registrador de perturbaciones, etc. se coloca en un extremo del circuito. Este dispositivo registra el voltaje y la corriente en esa ubicación del circuito.

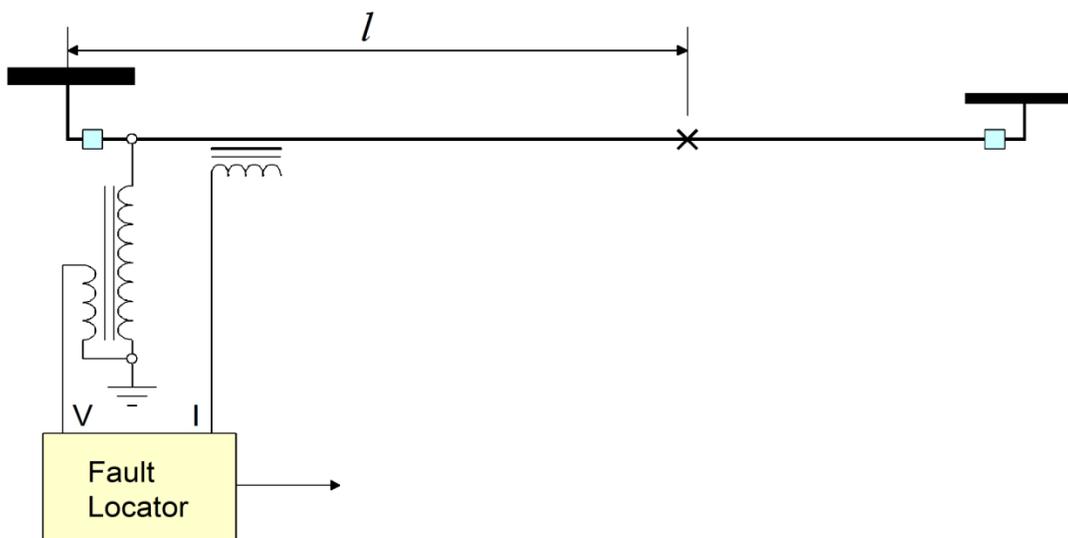


Figura 5.44 Principio de localización de fallas desde la impedancia del circuito hasta la falla

Suponga que ocurre una falla en un punto ubicado x metros del dispositivo de grabación. Durante las condiciones de falla, los voltajes y corrientes registrados se procesan para obtener los fasores \tilde{V} y \tilde{I} del voltaje y la corriente. La impedancia "vista" en la ubicación de la grabadora es:

$$Z_F \tilde{V} = \tilde{I} z$$

donde z es la impedancia del circuito por unidad de longitud.

Por lo tanto:

$$\frac{Z_F}{z} = \frac{\tilde{V}}{\tilde{I}}$$

El enfoque anterior es simplista y es válido para circuitos simples con impedancia específica por unidad de longitud. En realidad, los circuitos son mucho más complicados, es decir, circuitos trifásicos con 3, 4 o 5 cables, o circuitos monofásicos con múltiples rutas de retorno de corriente de falla, como neutros, cables de tierra y tierra. Examinaremos la aplicación del principio anterior a los circuitos eléctricos típicos.

Suponga que se han registrado datos de falla en el Bus 1 de una línea de longitud total L durante una falla en algún punto de la línea (ℓ millas del Bus 1) como se ilustra en la Figura 5.45. El registrador de fallas o relé (DFR) ha capturado las formas de onda de voltaje y corriente en las tres fases en el terminal del Bus 1.

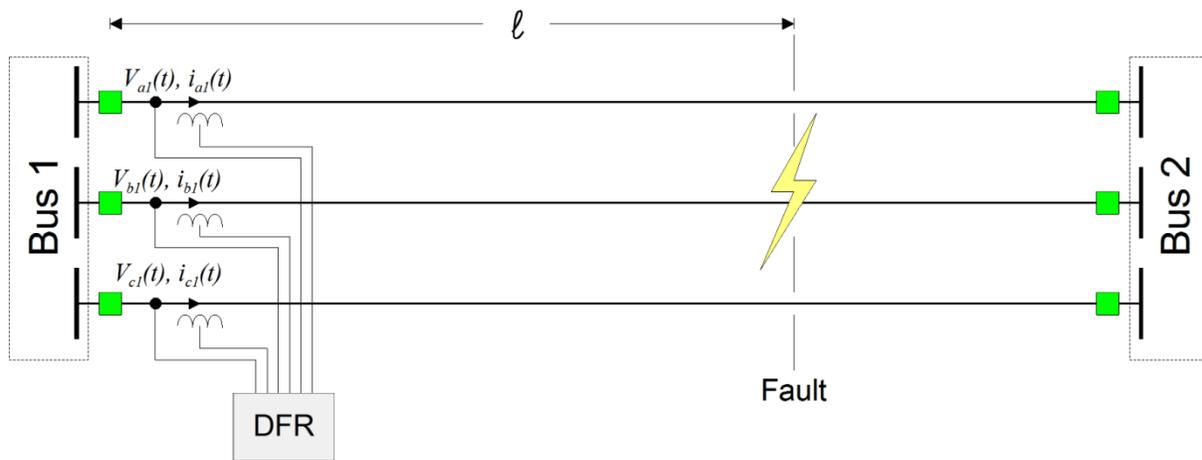


Figura 5.45 Ilustración de un circuito con falla con monitoreo de un solo extremo

El voltaje registrado en la fase con falla es:

$$\tilde{V}_F = (X_{fa} \tilde{I}_a + X_{pensión completa} \tilde{I}_b + X_{fc} \tilde{I}_c) V_{arco}$$

Expresando el voltaje del arco como una conductancia multiplicada por la corriente de falla, se obtiene:

$$\tilde{V}_F = (X_{fa} \tilde{I}_a + X_{pensión completa} \tilde{I}_b + X_{fc} \tilde{I}_c) soldado americano_f$$

Dividiendo partes reales e imaginarias:

$$\begin{aligned}
 V_{fr} &= (X_{fa} \tilde{I}_a) + X_{pensión completa} I_b + X_{rc} I_{cr} + \tilde{I}_a + \tilde{I}_b + \tilde{I}_c + \tilde{I}_{cr} \\
 V_{fi} &= (X_{fa} \tilde{I}_a) + X_{pensión completa} I_b + X_{rc} I_{cy} + \tilde{I}_a + \tilde{I}_b + \tilde{I}_c + \tilde{I}_{cy}
 \end{aligned}$$

Tras la solución de las ecuaciones anteriores para la distancia a la falla: tenga en cuenta que en este caso también se calcula el voltaje del arco de falla.

5.12 Retransmisión piloto

Los diversos esquemas de protección que se han descrito hasta ahora tienen dos limitaciones básicas cuando se aplican a zonas geográficamente dispersas, como una línea de transmisión, una zona compuesta por un circuito y un transformador, etc.: (a) no son capaces de determinar con absoluta certeza que la falla está dentro de la zona bajo protección y, por lo tanto, deben depender de la coordinación para el despeje adecuado de la falla, y (b) carecen de la capacidad de despejar la falla en la zona simultáneamente en los dos extremos de la zona. Debido a estas limitaciones, la detección y eliminación de fallas no puede ser rápida. Los esquemas diferenciales brindan certeza para identificar la ubicación de una falla. Sin embargo, debido a la extensión geográfica de los casos que estamos discutiendo aquí (líneas de transmisión, circuitos más transformadores, etc.), los relés diferenciales no se pueden aplicar fácilmente (para zonas relativamente cortas es factible). Una alternativa a los esquemas diferenciales es la retransmisión piloto. La retransmisión piloto puede verse como el esquema de protección diferencial del pobre. La retransmisión piloto requiere comunicación entre relés en los dos extremos de la zona de protección larga. La Figura 5.46 ilustra el esquema de retransmisión piloto de una manera conceptual. Es importante señalar que los diversos esquemas de retransmisión piloto utilizan información diferente entre los dos extremos de la línea. En general, cualquier esquema piloto de retransmisión consta de tres componentes: (a) los medios de comunicación, La retransmisión piloto requiere comunicación entre relés en los dos extremos de la zona de protección larga. La Figura 5.46 ilustra el esquema de retransmisión piloto de una manera conceptual. Es importante señalar que los diversos esquemas de retransmisión piloto utilizan información diferente entre los dos extremos de la línea. En general, cualquier esquema piloto de retransmisión consta de tres componentes: (a) los medios de comunicación, La retransmisión piloto requiere comunicación entre relés en los dos extremos de la zona de protección larga. La Figura 5.46 ilustra el esquema de retransmisión piloto de una manera conceptual. Es importante señalar que los diversos esquemas de retransmisión piloto utilizan información diferente entre los dos extremos de la línea. En general, cualquier esquema piloto de retransmisión consta de tres componentes: (a) los medios de comunicación, (b) la lógica y (c) la acción de disparo. Actualmente, las opciones utilizadas con respecto a estos tres componentes se muestran en la Tabla 5.x.

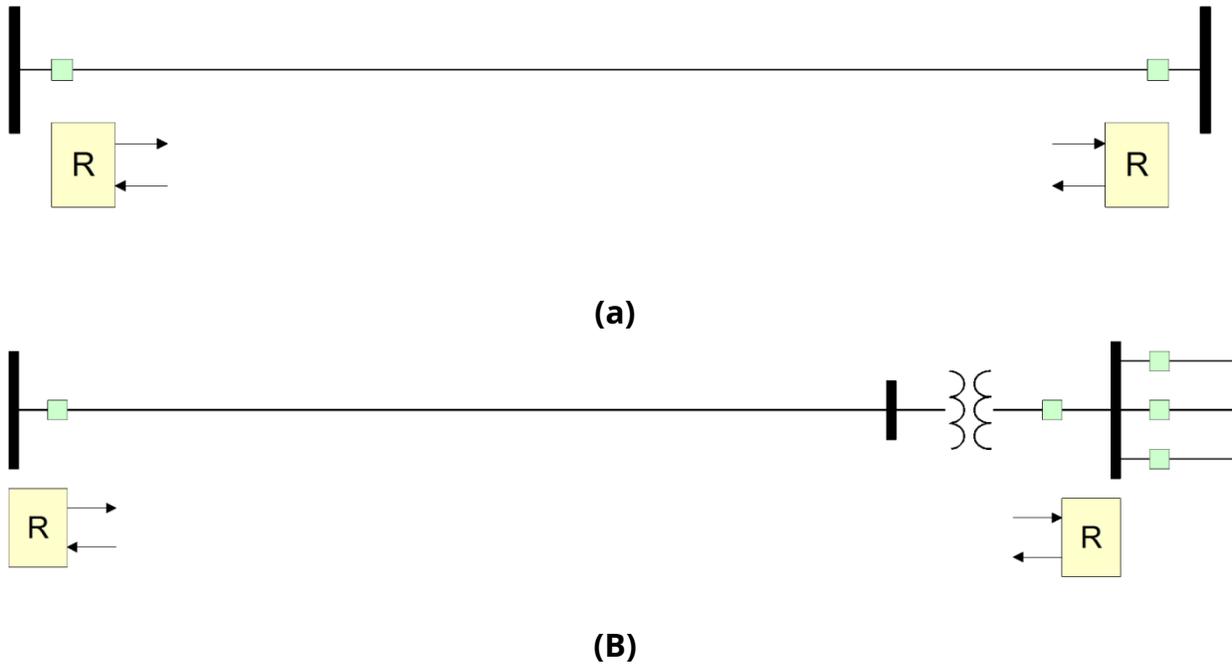


Figura 5.46. Retransmisión piloto - Disposición conceptual

- a) zona de protección formada por una sola línea de transmisión
- (b) zona de protección compuesta por línea más transformador

Tabla 5.2 Medios de retransmisión piloto, opciones lógicas y de disparo

| Medios de comunicación | Lógica | Viaje |
|--|------------------------------------|-----------------------------------|
| Alambre piloto Línea telefónica Portador de línea eléctrica Microonda Fibra óptica | Direccional Fase Diferencial | Viaje de transferencia Bloqueo |

Las opciones anteriores se describirán en detalle en el Capítulo 9 que trata de la protección de las líneas de transmisión.

5.13 Sincronización de relés

La energización de un componente activo o, en general, volver a cerrar un interruptor puede resultar en corrientes excesivas y voltajes anormales bajo ciertas condiciones. Por ejemplo, cerrar el interruptor de una máquina síncrona giratoria (generador o motor) en un momento en que la frecuencia del sistema no es la misma que la frecuencia generada (velocidad) de la maquinaria giratoria puede resultar en corrientes muy altas y voltajes que cambian rápidamente. Lo mismo puede suceder durante los procedimientos de restauración si los dos sistemas que se conectarán con el interruptor no funcionan a la misma frecuencia o si el ángulo de fase entre los dos es demasiado grande. Para evitar estos eventos potencialmente catastróficos, es

necesario medir en tiempo real la frecuencia y el ángulo de fase entre las dos partes que van a ser conectadas por el interruptor. Esto se puede lograr midiendo la frecuencia de los dos sistemas, así como el ángulo de fase entre los dos sistemas. Entonces se puede otorgar el permiso para cerrar el interruptor si las dos frecuencias están dentro de un umbral especificado y el ángulo de fase está dentro de un umbral especificado. Un dispositivo que realiza esta "función de permiso" se denomina relé de sincronización. En la Figura 5.47 se muestra una implementación analógica de un relé de sincronización. Tenga en cuenta que el relé proporciona las cantidades vitales en los dos lados del interruptor: magnitud de voltaje, frecuencia y ángulo de fase.

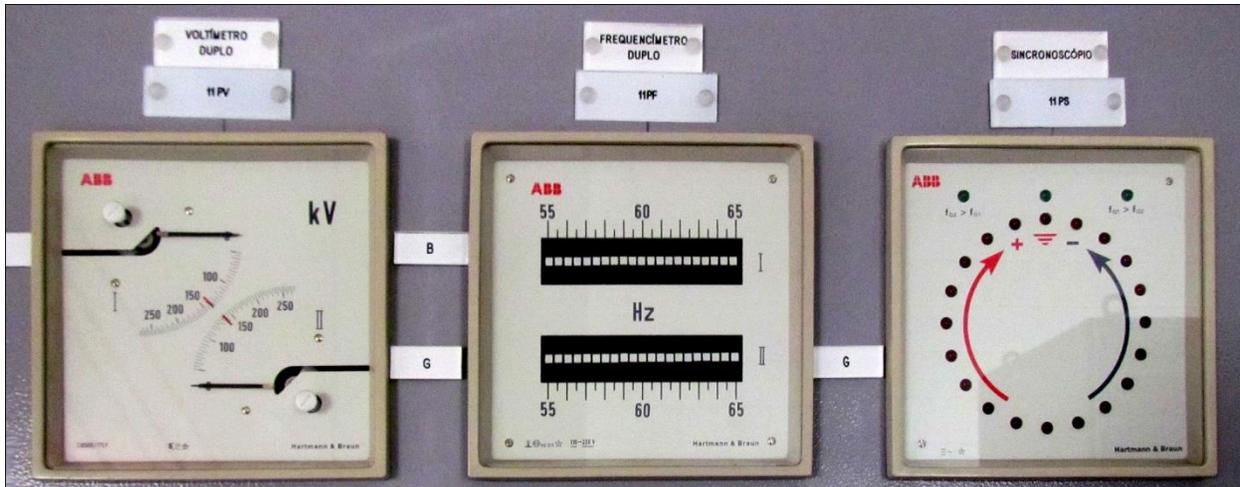


Figura 5.47 Implementación analógica de un relé de sincronización
(Foto cortesía de ArcelorMittal Tubarão, Vitoria, Brasil)

Las implementaciones iniciales de los relés de sincronización no eran automáticas, sino indicadores que un operador usaría para cerrar el interruptor. Hoy en día, un relé de sincronización es un relé completamente automático que proporciona una señal de inhibición o una señal de permiso según la configuración y los valores reales de voltaje, frecuencia y ángulo de fase en los dos lados del interruptor. Debe quedar claro que la configuración de un relé de sincronización será diferente para un generador síncrono, un motor síncrono, para sincronizar una isla, etc.

5.14 Brechas de complejidad y protección

El estado actual de la técnica en relés de protección es bastante avanzado. Los relés numéricos tienen la capacidad de realizar múltiples funciones de protección sofisticadas (relés multifuncionales). Sin embargo, la complejidad de las posibles condiciones de falla del sistema eléctrico dan como resultado objetivos en conflicto entre las diversas funciones de protección y el requisito de coordinación. A medida que aumenta el número de funciones, también aumenta la complejidad del proceso de coordinación. Este desafío seguirá volviéndose severo ya que el relé numérico multifuncional solo tiene información limitada para realizar las funciones de protección, típicamente tres tensiones y tres corrientes. Los relés piloto, relés con entradas adicionales, etc. son esfuerzos para proporcionar más información a los relés con el fin de aumentar su selectividad y coordinación. Aparentemente, se necesita una forma más sistemática. En

Además, a pesar del estado avanzado de los sistemas de protección modernos, aún existen brechas de protección. Una brecha de protección se define como la incapacidad de los sistemas de protección actuales para identificar correctamente una condición de falla específica por la cual deben operar. Los huecos se pueden clasificar en dos categorías: (a) problemas de protección para los cuales no existe una solución satisfactoria, como conductores caídos, o fallas de alta impedancia, fallas cerca de los neutros, y (b) problemas de protección para los cuales los esquemas de protección actuales dejan " áreas de protección comprometidas ". Estos últimos conducen muchas veces a operaciones falsas, como invasión de carga, disparos por simpatía, etc. Un desafío importante de los problemas de la segunda categoría existe en sistemas con recursos que interactúan con la electrónica de potencia, como parques eólicos, parques fotovoltaicos, generación distribuida, etc. etc. La característica principal de estos sistemas es que su capacidad de corriente de falla está limitada por la electrónica de potencia, lo que crea una disparidad entre el lado de la red y el lado de los recursos. Lo que complica más las cosas es el hecho de que algunos de los componentes electrónicos de potencia tienen funciones de control complejas que el sistema de protección debe reconocer y distinguir entre condiciones de funcionamiento anormales y una respuesta compleja legítima a una perturbación. Otra complejidad es el hecho de que para mejores esquemas de protección, es necesario monitorear también el lado de CC de estos sistemas e incorporar las condiciones del lado de CC en los esquemas de protección. Con respecto a este problema, existe una brecha de hardware, ya que los relés numéricos actuales se han diseñado para monitorear solo las cantidades de CA.

A continuación, proporcionamos comentarios adicionales sobre problemas y desafíos específicos.

Protección del parque eólico: Los parques eólicos son plantas de generación con generación no convencional (máquinas de inducción con electrónica de potencia, por ejemplo tipo 3 y tipo 4) que presentan las siguientes características: (a) las contribuciones de corriente de falla de la red eléctrica pueden ser bastante altas pero la corriente de falla La contribución del aerogenerador es comparable a la corriente de carga. Si bien los esquemas de protección actuales y la capacidad de relés numéricos se modifican para desarrollar un esquema de protección general razonable para los parques eólicos, las soluciones son complejas y carecen de confiabilidad total (seguridad, confiabilidad y velocidad). ¿Existen mejores formas de proteger estos sistemas? La mayor complejidad de los controles obligatorios, como la capacidad de recorrido de voltaje cero, hace que el problema de protección sea un desafío.

Sistema de distribución con generación distribuida: Estos sistemas presentan los mismos desafíos que los parques eólicos con la complejidad adicional de mezclar sistemas de protección que fueron diseñados sobre la base del flujo de potencia radial a un sistema con flujo de potencia bidireccional. Algunas normas actuales toman el camino más fácil sugiriendo la desconexión de los recursos distribuidos en caso de perturbaciones y fallas. Debe haber una mejor manera si queremos aumentar el valor económico de los recursos distribuidos.

Protección de la granja fotovoltaica: Los parques fotovoltaicos presentan los mismos desafíos de protección que los parques eólicos. Es importante tener en cuenta que, si bien la protección de los parques eólicos y las cuestiones operativas se están estudiando seriamente y se están investigando, para los parques fotovoltaicos la actividad es muy baja y está por debajo del radar. Al mismo tiempo, hay un desarrollo sustancial de los sistemas de granjas fotovoltaicas del tamaño de las empresas de servicios públicos y una mayor actividad de la actividad fotovoltaica residencial. Es importante que la protección y el funcionamiento de estos se investiguen y mejoren los sistemas.

Protección del conductor de bajada: Este problema ha estado con la industria durante mucho tiempo con varios intentos para resolver el sistema de protección de conductores caídos. Si bien se han desarrollado muchos esquemas, ninguno de los esquemas puede proporcionar una protección definitiva contra conductores caídos.

Los anteriores son ejemplos que demuestran la necesidad de nuevas formas de pensar y nuevos enfoques.

5.15 Enfoque basado en estimaciones estatales para la protección de zonas

Para una protección segura y confiable de componentes de energía como un generador, línea, transformador, etc., ha surgido un nuevo enfoque basado en la estimación del estado dinámico de los componentes (seguimiento / monitoreo de estado). El método propuesto utiliza la estimación de estado dinámico [4-7] para determinar si las mediciones obtenidas en varias partes de la zona de protección (componente) se ajustan al modelo dinámico de la zona de protección (componente). El modelo dinámico representa con precisión las leyes físicas que debe obedecer la zona de protección (componente). Cuando la medición se ajusta al modelo dinámico dentro de la precisión de los medidores, es una indicación de que la zona de protección (componente) está libre de fallas.

El método se ha inspirado en el hecho de que la protección diferencial es uno de los esquemas de protección más seguros que tenemos y con dos características muy importantes: (a) no requiere coordinación con ninguna otra función de protección y (b) requiere solo una pareja y ambientaciones muy sencillas. La protección diferencial simplemente monitorea la validez de la ley de corriente de Kirchoff en un dispositivo, es decir, la suma ponderada de las corrientes que ingresan a un dispositivo debe ser igual a cero. Debido a que la protección diferencial monitorea solo una ley física para la zona de protección e ignora otras leyes físicas, omitirá ciertas fallas, por ejemplo, una falla de bobina a bobina en un transformador será omitida por la protección diferencial ya que la ley de corriente de Kirchoff será satisfecha por las corrientes terminales. Tenga en cuenta que si también se monitorea la satisfacción de la ley de voltaje de Kirchoff, también se detectará este tipo de falla. Por lo tanto, se puede generalizar el concepto para monitorear la validez de todas las demás leyes físicas que el dispositivo debe satisfacer, como la ley de voltaje de Kirchoff, la ley de Faraday, etc. Este monitoreo se puede realizar de manera sistemática mediante el uso de la estimación dinámica del estado. En concreto, todas las leyes físicas que debe obedecer un componente están expresadas por el modelo dinámico de la zona de protección (componente). La estimación de estado dinámico se utiliza para monitorear continuamente el modelo dinámico del componente (zona) bajo protección. Si se viola alguna de las leyes físicas para el componente bajo protección, la estimación del estado dinámico capturará esta condición. Por lo tanto, se propone utilizar un estimador de estado dinámico para extraer el modelo dinámico del componente protegido [2-5] y determinar si se cumplen las leyes físicas del componente. El modelo dinámico del componente refleja con precisión la condición del componente y la decisión de disparar o no disparar el componente se basa en la condición del componente solo independientemente de la condición (fallas, etc.) de otros componentes del sistema. La figura 5.x ilustra este concepto. El método propuesto requiere un sistema de monitoreo del componente bajo protección que mida continuamente los datos del terminal (como la magnitud y el ángulo del voltaje del terminal, la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia; esta tarea es idéntica a los relés numéricos actuales), otras variables como temperatura, velocidad, etc., según corresponda,

estado del interruptor, etc.). La estimación del estado dinámico procesa estas mediciones y determina si las medidas "se ajustan" al modelo dinámico de la zona de protección (componente). En ausencia de fallas en la zona de protección, el proceso también valida el modelo de la zona de protección y proporciona la mejor estimación de las condiciones de operación de la zona de protección.

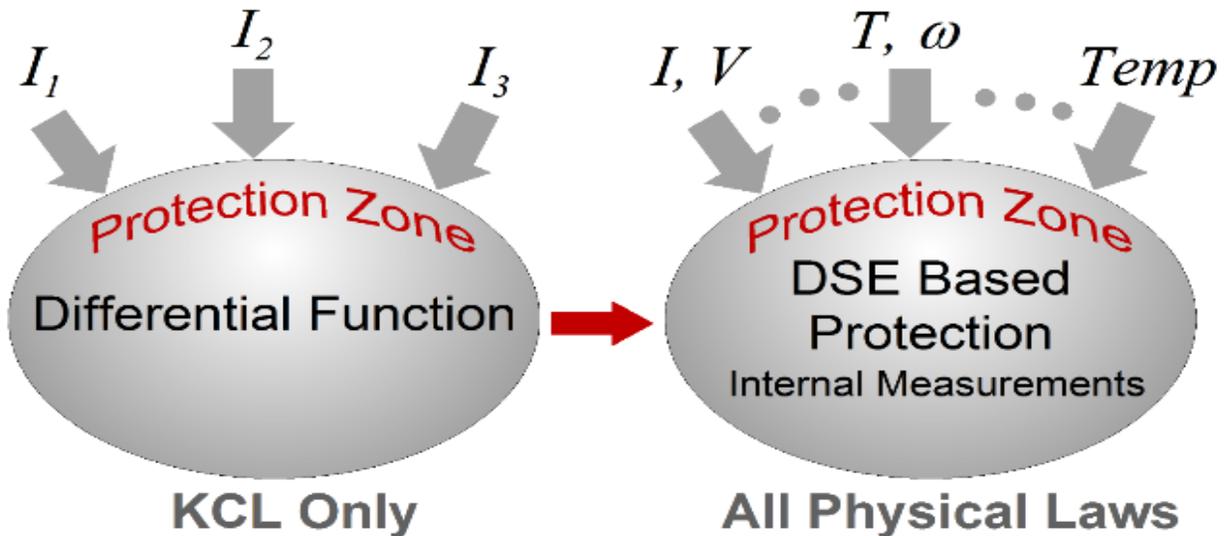


Figura 5.x: El concepto de protección basada en estimación de estado dinámico

Después de estimar las condiciones de operación, la conocida prueba chi-cuadrado [6] calcula la probabilidad de que los datos de medición sean consistentes con el modelo del componente, es decir, las leyes físicas que gobiernan el funcionamiento del componente (ver Figura 2). En otras palabras, esta probabilidad, que indica el nivel de confianza de la bondad de ajuste del modelo del componente a las mediciones, se puede utilizar para evaluar la salud del componente. El alto nivel de confianza indica un buen ajuste entre las medidas y el modelo, lo que indica que la condición operativa del componente es normal. Sin embargo, si el componente tiene fallas internas, el nivel de confianza sería casi cero (es decir, el ajuste muy deficiente entre la medición y el modelo del componente).

En general, el método propuesto puede identificar cualquier anomalía interna del componente dentro de un ciclo y disparar el componente inmediatamente. Además, no degrada la seguridad porque un relé no dispara en caso de comportamiento normal del componente, por ejemplo, en caso de protección de transformador, corrientes de irrupción o sobrecorrientes de excitación, ya que en estos casos, siempre que la irrupción Las corrientes son consistentes con el comportamiento transitorio del transformador según lo dicta el modelo dinámico, el método producirá un alto nivel de confianza de que los transitorios son consistentes con el modelo del componente. Tenga en cuenta también que el método no requiere ningún ajuste ni coordinación con otros relés.

Es importante tener en cuenta que el esquema propuesto funcionará mejor cuando: (a) las mediciones sean lo más precisas posible, dependiendo del tipo de transformador de instrumento utilizado, es decir, TT, TI, etc. y el canal de instrumentación, es decir, cable de control, etc. y (b) la precisión del modelo dinámico del componente protegido. Estos temas, aunque importantes, están más allá del alcance de este documento. Estos problemas se abordarán en un artículo posterior.

El enfoque se ilustra brevemente en la Figura 5.48. El método requiere un sistema de monitoreo del componente bajo protección que mida continuamente los datos del terminal (como la magnitud y el ángulo del voltaje del terminal, la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia) y los datos del estado del componente (como el ajuste de la toma (si es un transformador) y temperatura). La estimación del estado dinámico procesa estos datos de medición con el modelo dinámico del componente que produce las condiciones operativas del componente.

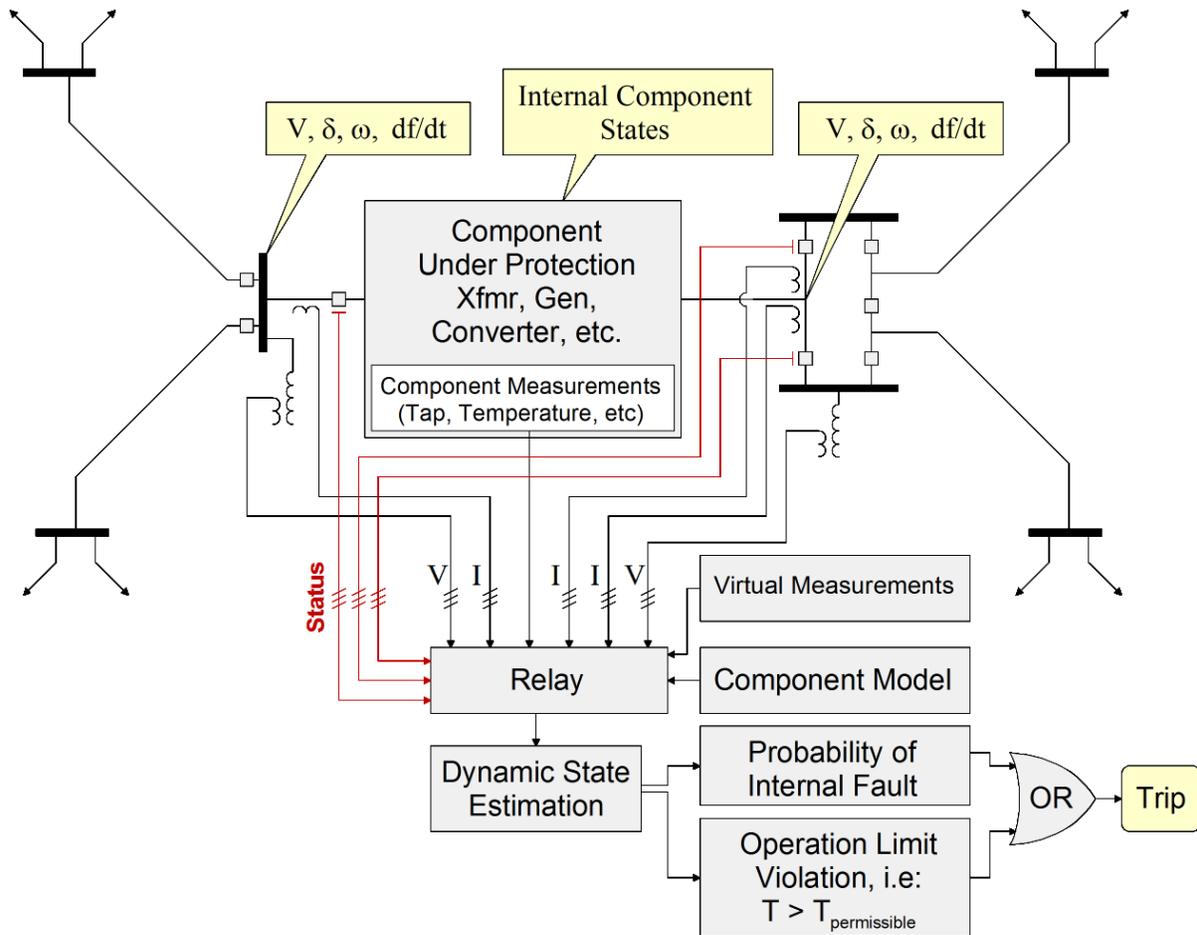


Figura 5.48: Protección basada en estimaciones estatales

La condición de funcionamiento se puede comparar con los límites de funcionamiento del componente para desarrollar el acción de protección. La lógica de la acción de protección se ilustra en la Figura 5.49.

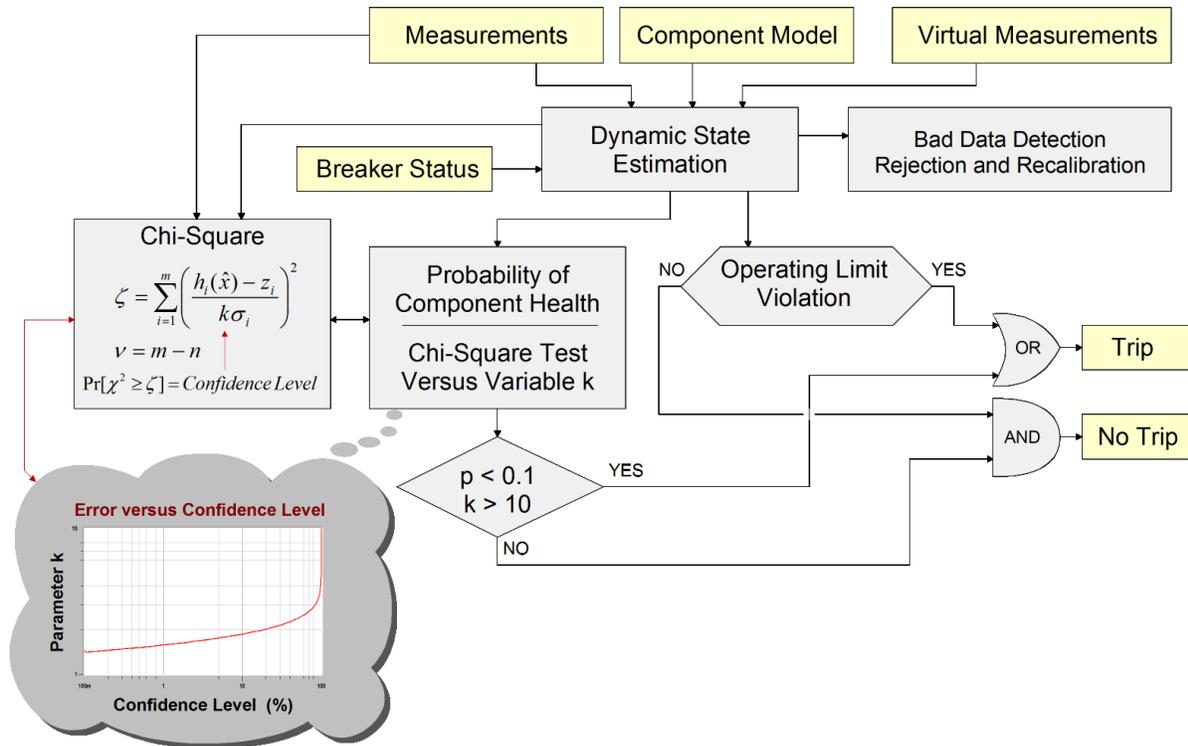


Figura 5.49: Lógica de protección en la protección basada en estimaciones de estado

Este enfoque enfrenta algunos desafíos que pueden superarse con la tecnología actual. A continuación se ofrece una lista parcial de los desafíos:

1. Capacidad para realizar la estimación del estado dinámico en tiempo real
2. Problemas de inicialización
3. Comunicaciones en caso de un componente geográficamente extendido (es decir, líneas)
4. Nuevos enfoques de modelado para componentes: se conecta bien con el tema del modelado.
5. Requisito de mediciones sincronizadas con GPS en caso de múltiples sistemas de adquisición de datos independientes.
6. otro

La cuestión del modelado es fundamental en este enfoque. Para tener éxito, el modelo debe ser de alta fidelidad para que el estimador del estado del componente determine de manera confiable el estado operativo (salud) del componente. Por ejemplo, considere un transformador durante la activación. El transformador experimentará una alta corriente de entrada que representa una condición de funcionamiento tolerable y, por lo tanto, no debe ocurrir ninguna acción de relé. El estimador de estado de los componentes debería poder "rastrear" la corriente de entrada y determinar que representan una condición de funcionamiento tolerable. Esto requiere un modelo de transformador que modele con precisión la saturación y la corriente de entrada en el transformador. Podemos prever la posibilidad de que un modelo de alta fidelidad utilizado para relés de protección pueda utilizarse como depósito principal del modelo que pueda proporcionar el modelo adecuado para otras aplicaciones. Por ejemplo, para aplicaciones de EMS, se puede calcular un modelo de secuencia positiva a partir del modelo de alta fidelidad y enviarlo a la base de datos de EMS. La ventaja de este enfoque será que

El modelo EMS vendrá de un modelo validado en campo (la utilización del modelo por el relé en tiempo real proporciona la validación del modelo). Este enfoque general se muestra en la Figura 5.50. Dado que la protección es omnipresente, tiene sentido económico utilizar relés para bases de datos de modelos distribuidos que brinden la capacidad de validación de modelos perpetua.

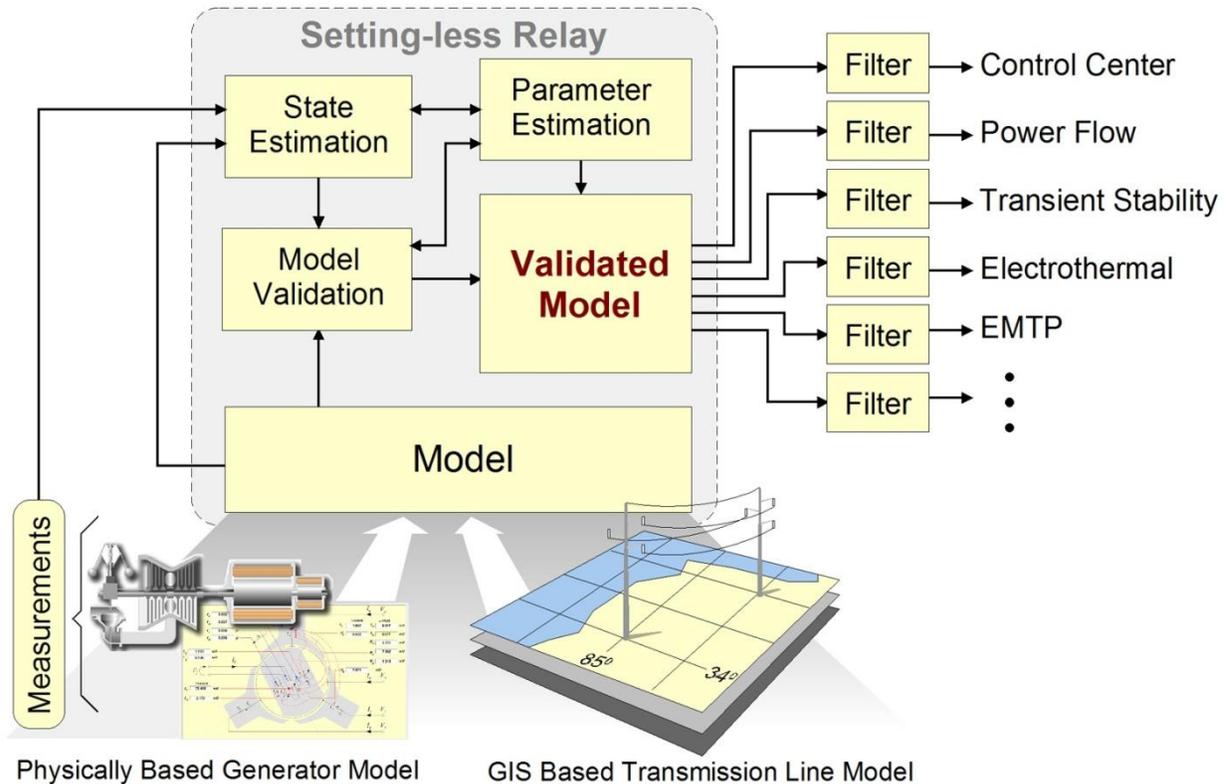


Figura 5.50: Enfoque general para la protección de componentes

5.15.1 Implementación de la protección basada en estimaciones estatales

La implementación de la protección sin ajuste consta de tres pasos: (1) Modelo dinámico de la zona de protección (componente) y modelo dinámico de medición: El modelo dinámico de componente consta de un conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales en términos de los estados de la zona de protección. Con este modelo, cualquier medida en la zona de protección se puede expresar en función de los estados de la zona de protección. (2) Estimación del estado dinámico: dado un conjunto de medidas en la zona de protección, todas expresadas como funciones del estado dinámico de la zona de protección, la estimación del estado dinámico se puede realizar con estimadores de estado dinámico bien establecidos. Más adelante describiremos tres algoritmos alternativos de estimación de estado dinámico y (3) Lógica de protección: cuando el método detecta una falla en la zona de protección,

La estimación del estado dinámico puede ser muy compleja. El problema básico es determinar qué tan bien se ajusta un conjunto de medidas al modelo dinámico de la zona de protección, que en general es un conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales. Un método básico para esto es el Filtro Kalman Extendido

(EKF). Se ha desarrollado un método equivalente, que utiliza la integración numérica para convertir el modelo dinámico en un conjunto de modelos algebraicos equivalentes, al que los matemáticos denominan Forma Algebraica Acompañante (ACF). Usando el ACF, la estimación de estado dinámico se convierte en un algoritmo que se asemeja a un estimador de estado estático. El algoritmo resultante tiene un rendimiento similar al de los estimadores de estado dinámico tradicionales, como el EKF. Este método se presenta a continuación. Debido a que las matemáticas tienden a ser complejas, la orientación a objetos se utiliza para reducir la complejidad y optimizar el algoritmo.

Considere una zona de protección y el modelo dinámico de la zona de protección expresados en términos de un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas. Sin perder la generalidad, podemos convertir estas ecuaciones en un conjunto de ecuaciones lineales y no lineales de la siguiente sintaxis.

$$\begin{aligned}
 & \text{eso) } Y_{eqx1} \mathbf{X}(t) D_{eqxd1} \frac{D\mathbf{X}(t)}{dt} C_{eqc1} \\
 & 0 \quad Y_{eqx2} \mathbf{X}(t) D_{eqxd2} \frac{D\mathbf{X}(t)}{dt} C_{eqc2} \\
 & \quad \quad \quad \vdots \\
 & 0 \quad Y_{eqx3} \mathbf{X}(t) \left(\mathbf{X}^T F_I \mathbf{X} \right) C_{eqc3} \\
 & \quad \quad \quad \vdots
 \end{aligned}$$

Tenga en cuenta que las ecuaciones no lineales tienen un grado no superior a dos. Nos referimos a esto como el modelo dinámico cuadratzado. Esto siempre se puede lograr, por ejemplo, si el modelo tiene no linealidades superiores al grado dos, las variables de estado adicionales se introducen hasta que el modelo se vuelve cuadrático.

El QDM se integra posteriormente para producir el ACF. Usamos la integración cuadrática para convertir el QDM en un ACF. El ACF resultante será un formulario complementario algebraico cuadrático (QACF). Tendrá la siguiente sintaxis, obtenida integrando cuadráticamente las ecuaciones de el QDM:

$$\begin{aligned}
 & \text{eso) } \\
 & 0 \quad \quad \quad \vdots \\
 & 0 \quad \quad \quad \vdots \\
 & \text{eso) } Y_{eqx} \mathbf{X} \quad \mathbf{X}^T F_{eqxx} \mathbf{X} \quad B_{mj} \\
 & \quad \quad \quad \vdots \\
 & 0 \\
 & 0
 \end{aligned}$$

$$B_{eq} \text{ norte}_{eqx} \mathbf{X}(t h) \text{ METRO}_{eq} \text{ eso } h) K_{eq}$$

Dónde:

$$z_k(t) = a_k x(t) + \sum_{j=1}^n B_{kj} x_j(t) + C_k(t) + \eta(t) \quad (1)$$

dónde z es el valor medido, t el tiempo presente, t_{metro} el punto medio entre el presente y vez anterior, X las variables de estado, a los coeficientes de términos lineales, b los coeficientes de términos no lineales, c el término constante, y η el error de medición.

En general, las medidas pueden clasificarse en medidas transversales y transversales. Las medidas transversales tienen un modelo simple de la siguiente manera:

$$z_j(t) = X_j(t) \quad (2)$$

El modelo de medición a través se extrae de la forma algebraica complementaria, es decir, el modelo de medición es simplemente una ecuación del modelo ACF, como sigue:

$$z_j(t) = Y_{eq} X(t) + F_k^T X(t) + B_{eq}^k \quad (3)$$

donde el superíndice k significa el k la fila de la matriz o el vector.

Además, el modelo puede proporcionar mediciones virtuales, en forma de ecuaciones que deben ser satisfecho. Considere, por ejemplo, la m th Ecuación del modelo QACF a continuación:

$$0 = Y_{metro} X(t) + F_{metro}^T X(t) + B_{eq}^{metro} \quad (4)$$

Esta ecuación es simplemente una relación entre los estados el componente que debe satisfacerse. Por tanto, podemos afirmar que el valor cero es una medida que conocemos con certeza. Nosotros refiérase a esto como una medida virtual.

Finalmente, todos los objetos de medición forman el siguiente conjunto de mediciones:

$$z = h(x, t, t_{metro}) + C + a^T X(t) + b^T X(t_{metro}) + \eta(t) + F^T X(t_{metro}) + F X(t_{metro}) \quad (5)$$

dónde z es el vector de medida, X el vector de estado, h la función conocida del modelo, a , b son vectores constantes, F son matrices constantes y η el vector de errores de medición.

El algoritmo de estimación de estado dinámico propuesto son los mínimos cuadrados ponderados (WLS). La función objetivo se formula de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar } J(x, t) = z^T h(x, t, t_{metro}) + W z^T h(x, t, t_{metro}) \quad (6)$$

dónde W es la matriz diagonal cuyas entradas distintas de cero son la inversa de la varianza de la

errores de medición. La solución se obtiene mediante el método iterativo:

$$\hat{X}_{j+1} = \hat{X}_j - (H^T W H)^{-1} H^T W (z - h(\hat{X}_j, t)), \quad (7)$$

dónde \hat{X} es la mejor estimación de estados y H la matriz jacobiana de $h(x, t)$.

Es importante tener en cuenta que para cualquier componente, el número de mediciones reales y virtuales excede el número de estados y son independientes. Esto hace que el sistema sea observable.

Índice de salud del componente: La solución de la estimación del estado dinámico proporciona la mejor estimación del estado dinámico del componente. La conocida prueba de chi-cuadrado proporciona la probabilidad de que las mediciones sean consistentes con el modelo dinámico del componente. Por tanto, la prueba de chi-cuadrado cuantifica la bondad de ajuste entre el modelo y las mediciones (es decir, el nivel de confianza). La bondad de ajuste se expresa como la probabilidad de que los errores de medición se distribuyan dentro de su rango esperado (distribución chi-cuadrado). La prueba de chi-cuadrado requiere dos parámetros: el grado de libertad (ν) y el valor crítico de chi-cuadrado (ζ). Para cuantificar la probabilidad con una sola variable, introducimos la variable k en la definición de la variable chi-cuadrado:

$$\chi^2 = \frac{\sum_{i=1}^{metro} (h(x) - z_i)^2}{k}, \quad (8)$$

metro norte,

dónde *metro* es el número de mediciones, *norte* el número de estados, y x la mejor estimación de estados. Tenga en cuenta que, dado que m es siempre mayor que n , los grados de libertad siempre son positivos. Tenga en cuenta también que si k es igual a 1.0, la desviación estándar del error de medición corresponde a las especificaciones de error del medidor. Si k es igual a 2.0, la desviación estándar será el doble de las especificaciones del medidor, y así sucesivamente. Usando esta definición, los resultados de la prueba de chi cuadrado se pueden expresar como una función de la variable k . Específicamente, la bondad de ajuste (nivel de confianza) se puede obtener de la siguiente manera:

$$\Pr[\chi^2 \leq k] = 1.0 - \Pr[\chi^2 > k] = 1.0 - \Pr(\chi^2, \nu). \quad (9)$$

Un informe de muestra de la función de nivel de confianza (eje horizontal) versus el chi-cuadrado crítico El valor, k , (eje vertical) se muestra en la Figura 6.

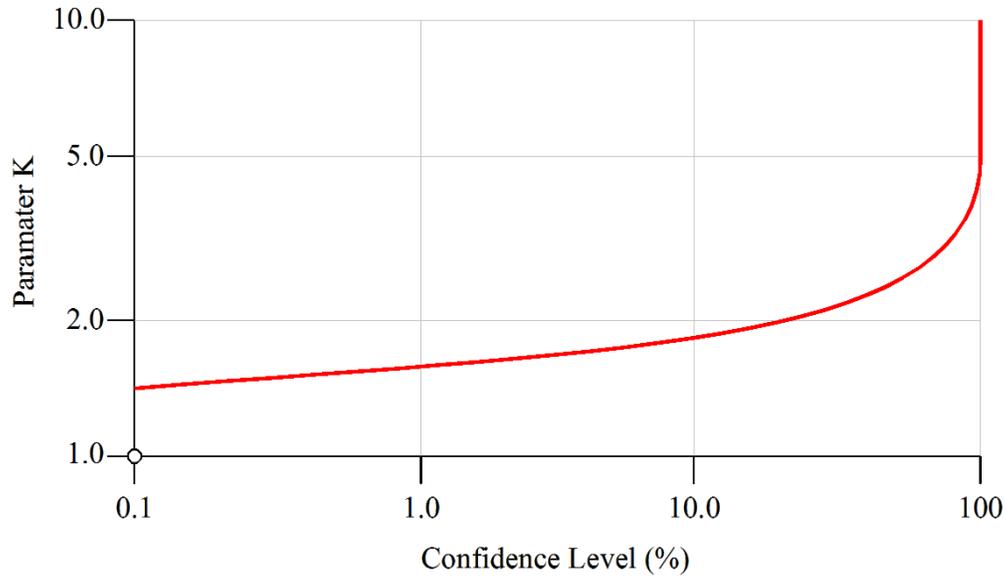


Figura 5.51: Nivel de confianza (%) frente al parámetro k

El método propuesto utiliza el nivel de confianza como índice de salud de un componente. Un alto nivel de confianza indica un buen ajuste entre la medición y el modelo, por lo que podemos concluir que se cumplen las leyes físicas del componente y que el componente no tiene fallas internas. Sin embargo, un nivel de confianza bajo implica inconsistencia entre la medición y el modelo; por lo tanto, podemos concluir que se ha producido una anomalía (fallo interno) en el componente.

Es importante señalar que el relé de protección de componentes no debe disparar los disyuntores excepto cuando el componente en sí está defectuoso (falla interna). Por ejemplo, en el caso de un transformador, las corrientes de irrupción o las corrientes de sobreexcitación deben considerarse normales y el sistema de protección no debe disparar el componente. El esquema de protección propuesto puede diferenciar adaptativamente estos fenómenos de fallas internas. De manera similar para las corrientes de arranque en un motor, etc.

Presentamos un par de ejemplos de aplicación, uno para una línea de transmisión y otro para un banco de condensadores.

5.15.2 Ejemplos numéricos de protección basada en estimaciones estatales

Considere la línea de transmisión con las características que se muestran en la Figura 5.x.

3-Phase Overhead Transmission Line
Cancel
Accept

3-Phase Line, BUS1 to BUS2, 9.25 miles
Auto Title

Phase Conductors

Type

Size

Shields/Neutrals

Type

Size

Tower/Pole

Type

Circuit Number

Structure Name

Tower/Pole Ground Impedance (Ohms)

R = X =

Get From GIS

Line Length (miles)

Line Span Length (miles)

Soil Resistivity (Ohm-Meters)

AGC - 115 kV Transmission Pole

| | | |
|---|--|---|
| Bus Name, Side 1 | Circuit Number | Bus Name, Side 2 |
| <input style="width: 80%;" type="text" value="LNBUS1"/> | <input style="width: 80%;" type="text" value="1"/> | <input style="width: 80%;" type="text" value="LNBUS2"/> |

Insulated Shields
 Transposed Phases
 Transposed Shields

Operating Voltage (kV)

Insulation Level (kV)

FOW (Front of Wave)

BIL (Basic Insulation Level)

AC (AC Withstand)

WinIGS-T - Form: IGS_M102 - Copyright © A. P. Meliopoulos 1998-2013

Figura 5.x: Línea de transmisión bajo protección: se utiliza para generar los eventos en el Archivos COMTRADE

El modelo de circuito para la línea de transmisión anterior se da en términos de las matrices R, L y C. las matrices se dan en la Figura 5.y.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Página 5.93

Matriz R

| | C1 | A1 | B1 | N1 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| C1 | 1.618 | 0.8454 | 0.8477 | 0.8408 |
| A1 | 0.8454 | 1.622 | 0.8499 | 0.8430 |
| B1 | 0.8477 | 0.8499 | 1.627 | 0.8452 |
| N1 | 0.8408 | 0.8430 | 0.8452 | 21.83 |

Matriz omega.L

| | C1 | A1 | B1 | N1 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| C1 | + j12.82 | + j6.702 | + j5.922 | + j6.483 |
| A1 | + j6.702 | + j12.81 | + j6.697 | + j5.862 |
| B1 | + j5.922 | + j6.697 | + j12.81 | + j5.439 |
| N1 | + j6.483 | + j5.862 | + j5.439 | + j19.65 |

Matriz omega.C (multiplicado por 0,000001)

| | C1 | A1 | B1 | N1 |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| C1 | + j24.05 | - j5.955 | - j3.012 | - j5.263 |
| A1 | - j5.955 | + j24.66 | - j6.145 | - j2.766 |
| B1 | - j3.012 | - j6.145 | + j23.49 | - j1.904 |
| N1 | - j5.263 | - j2.766 | - j1.904 | + j20.20 |

Figura A.1-2: Parámetros de la línea de transmisión (parámetros equivalentes a pi generalizados)

El modelo de línea de transmisión compacta se deriva de este circuito y se da con el siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 e_{s0}) C \frac{dv_1(t)}{dt} & \quad e_{\bar{s}0}) GRAMO L \frac{di_1(t)}{dt} \\
 e_{\bar{s}0}) C \frac{dv_2(t)}{dt} & \quad e_{\bar{s}0}) GRAMO L \frac{di_2(t)}{dt}
 \end{aligned}$$

$$0 \quad v_1(t) \quad v_2(t) \quad R \quad (I_L(t) \quad GRAMO \quad L \quad \frac{di_L(t)}{dt}) \quad L \quad \frac{di_L(t)}{dt}$$

dónde:

R, L, C: son las matrices de resistencia, inductancia y capacitancia de la línea de transmisión G: es la matriz de conductancias estabilizadoras

Modelo cuadratzado: El modelo de línea de transmisión es lineal. Por tanto, el modelo cuadratzado es idéntico al modelo compacto. En forma de matriz compacta, el modelo es:

$$eso) \quad 0 \quad A \quad \frac{D}{dt} \quad B \quad \frac{D}{dt} \quad I_L(t)$$

$$dónde: \quad I(t) \quad \begin{matrix} I_1(t) \\ I_2(t) \end{matrix}, \quad \begin{matrix} v_1(t) \\ v_2(t) \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} 0 & 0 & I & C & 0 \\ A & 0 & 0 & I, B & 0 \\ I & I & R & 0 & 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} GRAMO \quad L \\ GRAMO \quad L \\ R \quad GRAMO \quad L \quad L \end{matrix}$$

Tenga en cuenta que las matrices A y B son matrices de 12 por 12; los vectores i (t) y v (t) son vectores de 8 por 1; el vector iL (t) es un vector de 4 por 1.

El estado de la línea de transmisión trifásica se define con:

$$\begin{matrix} v_1(t) \\ v_2(t) \\ I_L(t) \end{matrix}$$

Formulario de compañero algebraico el modelo de forma algebraica complementaria se deriva después integración cuadrática del modelo cuadratzado con un paso de tiempo h. El resultado es:

$$\begin{matrix} \frac{h}{6} I & 0 & \frac{2h}{3} I & 0 & eso) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{h}{24} I & 0 & \frac{h}{3} I & 0 & eso_m) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} \frac{h}{6} A & B & \frac{2h}{3} A & \\ \frac{h}{24} A & \frac{h}{3} A & B & \end{matrix} \quad \begin{matrix} Vermont) \\ I_L(t) \\ v(t) \\ I_L(t) \end{matrix} \quad \begin{matrix} B & \frac{h}{6} Vermont & h) \\ B & \frac{5h}{24} A & L eso & h) \end{matrix} \quad \begin{matrix} \frac{h}{6} I & 0 \\ 0 & 0 & eso & h) \\ \frac{5h}{24} I & 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{matrix}$$

$$\begin{matrix}
 \frac{4}{h} I & 0 & \frac{8}{h} I & 0 \\
 0 & I & 0 & 0 \\
 \frac{1}{2h} I & 0 & \frac{2}{h} I & 0 \\
 0 & 0 & 0 & I
 \end{matrix}
 \begin{matrix}
 \frac{h}{6} A & B \\
 \frac{h}{24} A & \frac{h}{3} A & B \\
 \frac{h}{24} A & \frac{h}{3} A & B \\
 0 & 0 & 0 & I
 \end{matrix}
 \begin{matrix}
 \frac{h}{6} I & 0 \\
 0 & 0 \\
 \frac{5h}{24} I & 0 \\
 0 & 0
 \end{matrix}$$

Luego:

$$\begin{matrix}
 0 \\
 \text{eso)} \\
 0
 \end{matrix}
 \begin{matrix}
 \text{Vermont)} \\
 \text{eso)} \\
 I_L(t_m)
 \end{matrix}
 \begin{matrix}
 \text{eso)} \\
 v(t) \\
 I_L(t_m)
 \end{matrix}
 B_{eq}$$

dónde B_{eq} mi F_2 $\begin{pmatrix} Vermont \\ h \end{pmatrix}$ mi F_3 $\text{eso } h$ 0

Debe calcular el modelo anterior (matrices EF1, EF2 y EF3) utilizando los parámetros de la línea de transmisión específica, proporcionados en la sección A.2. Luego, usando estas matrices, escriba explícitamente las ecuaciones del modelo (un total de 24 ecuaciones).

Las medidas serán las siguientes:

Medidas reales: seis corrientes en el tiempo t (fase A, fase B y fase C; lado uno y lado dos de la línea); seis voltajes en el tiempo t (fase AN, fase BN y fase CN; lado uno y lado dos de la línea); seis corrientes en el tiempo $t_m = th / 2$ (fase A, fase B y fase C; lado uno y lado dos de la línea); seis voltajes en el tiempo $t_m = th / 2$ (fase AN, fase BN y fase CN; lado uno y lado dos de la línea); Para estas mediciones, suponga un error de medición con una desviación estándar igual a 0.01 pu.

Medidas virtuales: estas medidas representan el valor cero en el lado izquierdo de las ecuaciones 9 a 12 y 21 a 24: cuatro medidas con valor igual a 0.0 en el tiempo t (ecuaciones 9 a 12); cuatro mediciones con valor igual a cero en el momento $t_m = th / 2$ (ecuaciones 21 a 24); Para estas mediciones, suponga un error de medición con una desviación estándar igual a 0,001 pu (de hecho, estas mediciones tienen un error cero, pero no puede usar cero, ya que esto generará singularidad en el algoritmo de estimación de estado).

Pseudo medidas: estas medidas representan cantidades que normalmente no se miden, como la corriente en el neutro o el voltaje en el neutro; para estas cantidades podemos asumir un cierto valor y asignar un error de medición relativamente grande; en este caso las pseudo medidas serán: dos medidas de las tensiones neutras en el tiempo t (tensión neutra en el lado uno de la línea, tensión neutra en el lado dos de la línea); dos medidas de las tensiones neutras en el tiempo $t_m = th / 2$ (tensión neutra en el lado uno de la línea, tensión neutra en el lado dos de la línea); para estas mediciones, suponga un error de medición con una desviación estándar igual a 0,1 pu.

Tenga en cuenta que para esta línea, tendrá 24 mediciones reales, 8 mediciones virtuales y 4 pseudo mediciones; un total de 36.

Tenga en cuenta que para esta línea, tendrá 24 estados. Esto proporciona una redundancia del 50% $((36-24) / 24)$.

Resumiendo y sustituyendo los valores numéricos, el conjunto de modelos de medida son:

$$Z_1 t \quad V_{un} t \quad V_a t \quad V_{norte} t \quad 1$$

$$Z_2 t \quad V_{bn} t \quad V_B t \quad V_{norte} t \quad 2$$

$$Z_3 t \quad V_{cn} t \quad V_C t \quad V_{norte} t \quad 3$$

$$Z_4 t \quad V_{UN} t \quad V_A t \quad V_{norte} t \quad 4$$

$$Z_5 t \quad V_{BN} t \quad V_B t \quad V_{norte} t \quad 5$$

$$Z_6 t \quad V_{CN} t \quad V_C t \quad V_{norte} t \quad 6$$

$$Z_7 t \quad I_a t \quad \dots\dots\dots 7$$

$$Z_8 t \quad I_B t \quad \dots\dots\dots 8$$

$$Z_9 t \quad I_C t \quad \dots\dots\dots 9$$

$$Z_{10} t \quad I_A t \quad \dots\dots\dots 10$$

$$Z_{11} t \quad I_B t \quad \dots\dots\dots 11$$

$$Z_{12} t \quad I_C t \quad \dots\dots\dots 12$$

$$Z_{13} t \quad 0 \quad \dots\dots\dots 13$$

$$Z_{14} t \quad 0 \quad \dots\dots\dots 14$$

$$Z_{15} t \quad 0 \quad \dots\dots\dots 15$$

$$Z_{dieciséis} t \quad 0 \quad \dots\dots\dots \text{dieciséis}$$

Más pseudo mediciones en el tiempo t

Repita para las mediciones en el tiempo tm

A completar.

5.16 Problemas

Problema P5.1: Considere el sistema de energía simplificado de la figura P5.1. Las tres líneas indicadas están protegidas con el siguiente esquema.

Problema P5.2: Un ingeniero considera el esquema de disparo directo por debajo del alcance (UDT) para una línea de tres terminales. Analice las ventajas y desventajas del esquema UDT en este caso.

Problema P5.3: Futuro.

Problema P5.4: Proporcione la descripción funcional del relé 32 (un par de frases serán suficientes). Describa también los ajustes de una función típica de 32 relés.

Solución: El relé 32 es un relé de potencia inversa. Supervisa el flujo de energía real en un circuito y dispara el circuito si el flujo de energía real está en una dirección determinada.

Problema P5.5: Considere un circuito de 600 A, 13,8 kV, dos millas de largo, como se ilustra en la Figura 5.5a. La impedancia de fuente equivalente (sobre una base de 100 MVA) es:

$$z_1 = z_2 = j0,30 \text{ pu}, z_0 = j0,28 \text{ pu}$$

El CT tiene una clasificación de 1200: 5A. La impedancia del circuito es

$$z_1 = z_2 = j0,70 \text{ ohmios / milla}, z_0 = j2,10 \text{ ohmios / milla}$$

Un relé de sobrecorriente de tiempo se encuentra en la ubicación indicada. Las características de disparo de este relé se ilustran en la Figura P5.5b como función de los múltiplos de la corriente de activación y el ajuste del dial de tiempo. Los ajustes del relé son: corriente de arranque = 6A, dial de tiempo = 2.0. Calcule el tiempo de viaje de una línea a falla de línea en el medio de la línea.

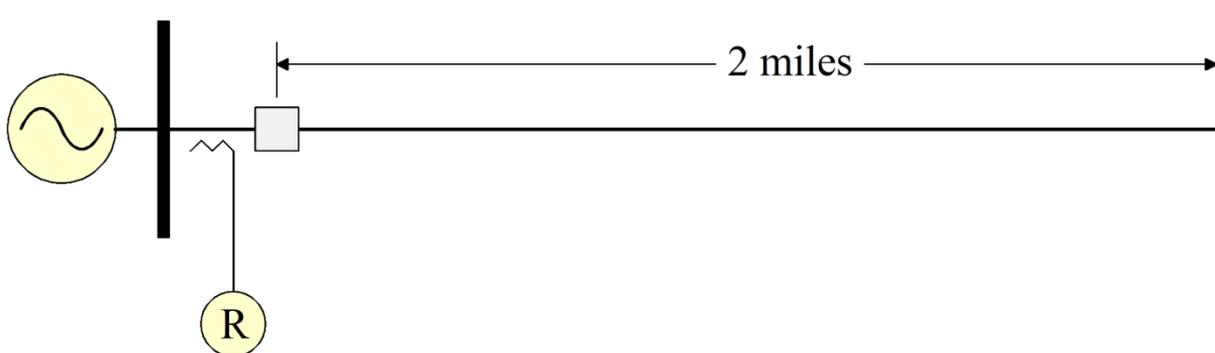


Figura P5.5a

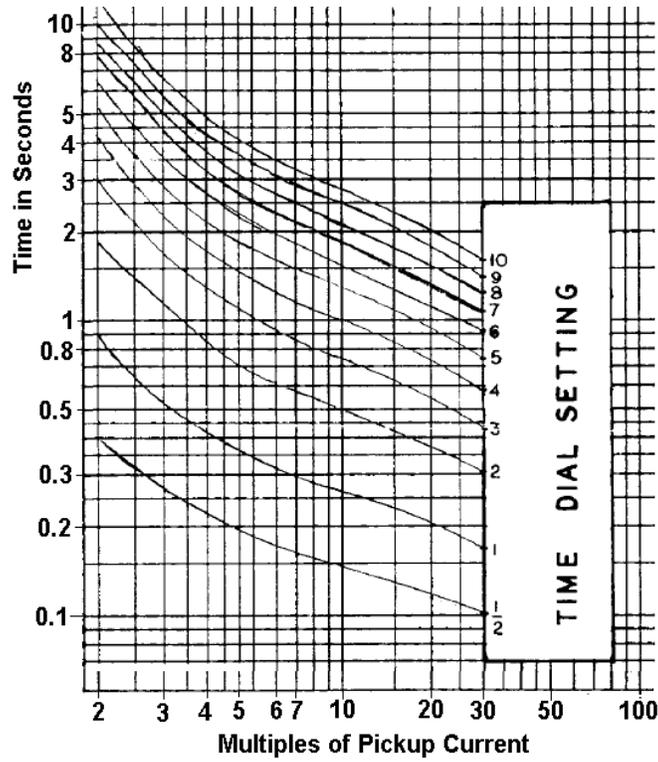
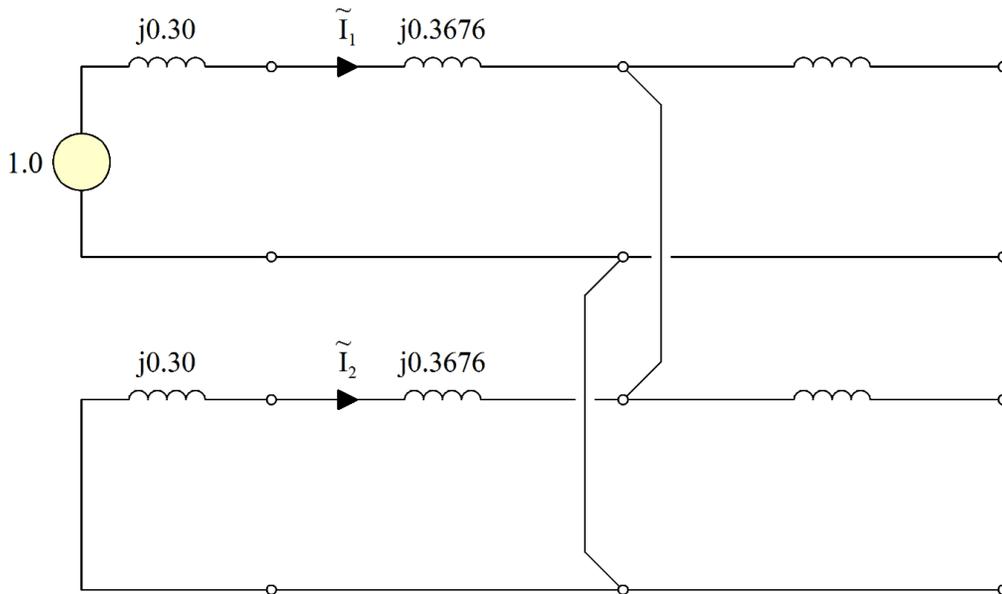


Figura P5.5b

Solución: El circuito equivalente para una falla de línea a línea en el medio de la línea se muestra en la siguiente figura.



Las corrientes eléctricas son:

$$\tilde{I}_1 = \frac{1.0}{j1.3352} = j0,7490 \text{ pu} \quad \tilde{I}_2 = j0,7490 \text{ pu}$$

Por lo tanto:

$$\tilde{I}_a = \tilde{I}_1 = \tilde{I}_2 = 0, \quad \tilde{I}_B = u \tilde{h} \tilde{y} \rho = a \tilde{I}_2 = 1.297 \quad 3 \text{ pag} \quad \tilde{I}_B = a \tilde{I}_2 = 1.297 \tilde{I}_2 = 1.297 \tilde{I}_2 \text{ pu}$$

En unidades reales:

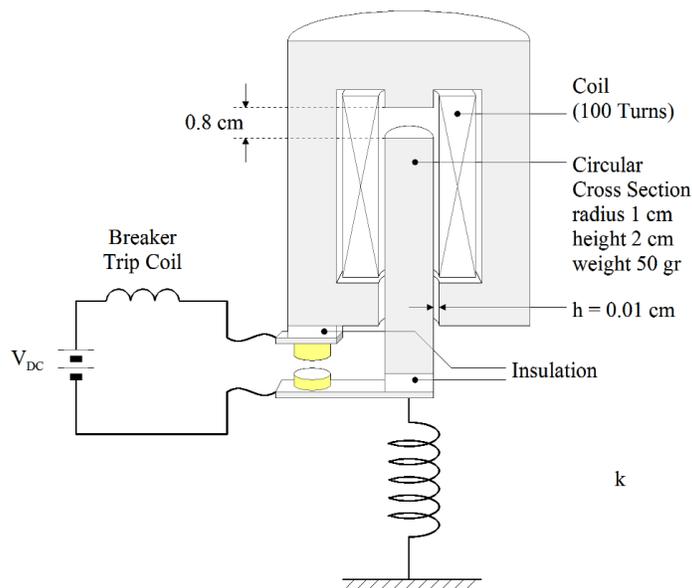
$$\tilde{I}_B = 1.2973 \frac{100/3}{13,8 / \sqrt{3}} = 5.4275 \text{ kA}$$

La corriente en el secundario del TC será:

$$I_R = 5.4275 / 240 \text{ kA} = 22,6 \text{ A, o } 3.769 \text{ tiempos de recogida actual}$$

Según el gráfico y para el ajuste del dial de tiempo de 2, el tiempo de disparo es 0,9 segundos.

Problema P5.6: Considere el relé de émbolo de la Figura. Las dimensiones del relé son: holgura = 0,8 cm, el área transversal del émbolo es circular de 1 cm de radio, la altura del émbolo es 2 cm, su peso es de 50 gr y la altura del entrehierro inferior es de 1 cm ($w = 1 \text{ cm}$). El espacio libre h es 0.01 cm, la constante del resorte es 50 N / m y el número de vueltas es 100. En la posición "abierta", el resorte se estira 0.2 cm. Para este relé, calcule la corriente de "arranque" y la corriente de "desconexión". Nota: Un kilogramo de fuerza (kg) equivale a 9.80665 Newtons (N).



Solución: La corriente de arranque es la corriente que generará una fuerza electromagnética que será igual a la fuerza del resorte más la gravedad en la posición "abierta".

Continuará.

Problema P5.7: Obtenga una copia de IEEE Std C37.2-1996, "Números de función y designaciones de contacto de dispositivos del sistema de energía eléctrica estándar IEEE".

Proporcione la descripción funcional de los siguientes dispositivos (un par de oraciones serán suficientes; se le anima a evitar copiar el estándar y utilizar sus propias palabras):

21
24
27
32
40
46
47
50
51
59
81
87

Problema P5.8: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura P5.4a. La construcción de las líneas en cada uno de los dos derechos de vía se ilustra en la figura P5.4b. Los conductores de fase de las líneas tienen los siguientes parámetros:

r 0,08 ohmios / milla, a 0,5 pulgadas, GMR 0.0325 pies

La longitud de las líneas mostradas horizontalmente en la Figura es de 83 millas, mientras que la longitud de las líneas mostradas verticalmente es de 12 millas. Todas las líneas son de 230 kV. Las tres fuentes equivalentes son idénticas a los siguientes parámetros:

z_1 z_2 $j12,2$ ohmios z_0 $j8,9$ ohmios

Antes de la falla, el sistema opera con voltajes nominales y sin carga.

- Considere una falla trifásica en el punto A. Calcule la impedancia "vista" por el relé indicado en la figura.
- Considere una falla monofásica a tierra en el punto A. Calcule la impedancia "vista" por el relé en la posición B del interruptor.

Se recomienda el uso del programa informático WinIGS. En caso de que los programas informáticos no estén utilizados, descuide los cables blindados y las corrientes capacitivas para simplificar.

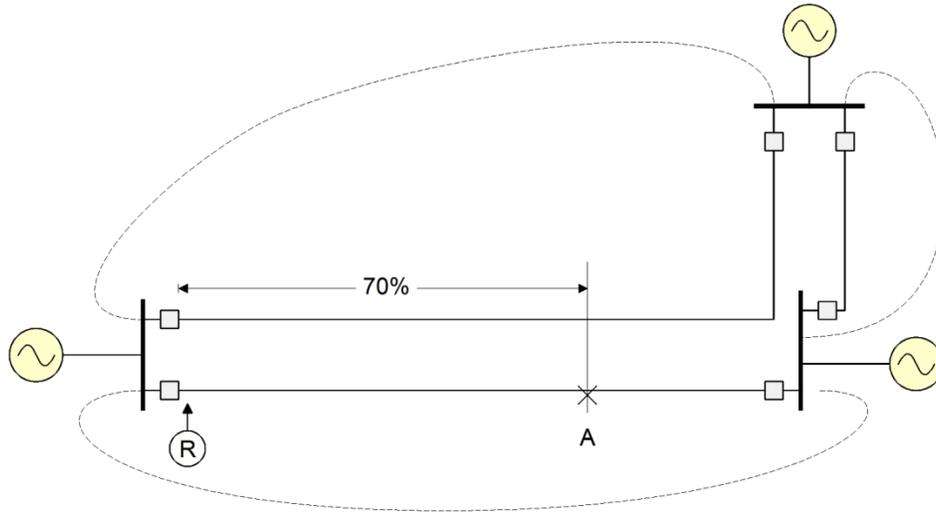


Figura P5.4a

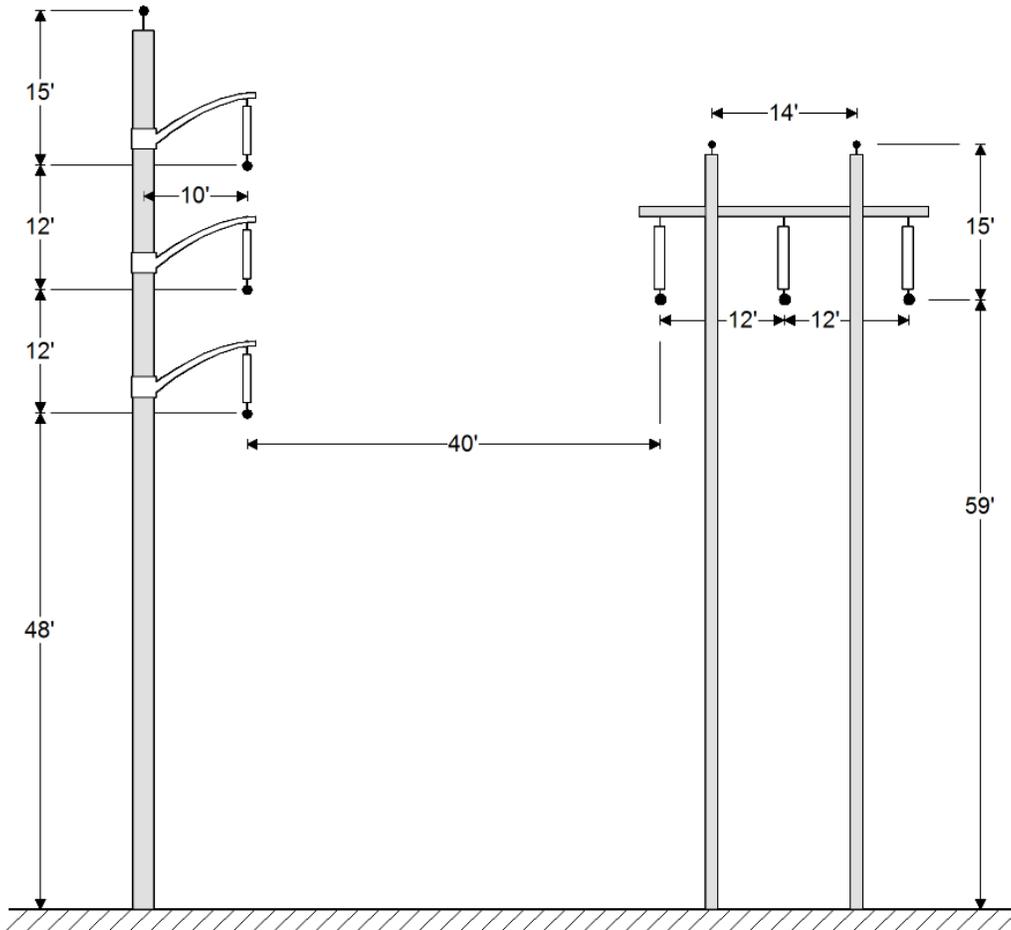


Figura P5.4b

Problema P5.9: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura P5.9. Las tres fases indicadas, 36MVA, 138kV/13,8kV, $z = j0,08 pu$ El transformador de derivación variable conectado delta-estrella protegido con un relé diferencial. El lado delta es el lado de 138 kV. Los ajustes del relé son: 5% de restricción, activación mínima de 0,5 amperios. Los TC son 200: 5 y 1200: 5 para el lado de alto voltaje y el lado de bajo voltaje, respectivamente. Los TC del lado de alto voltaje están conectados en estrella y los Los TC del lado de voltaje están conectados en triángulo. La resistencia de puesta a tierra es $R_{grando} = 25ohmios$. Los parámetros de la fuente y la línea equivalentes son:

Fuente: $Z_1 = Z_2 = j5.1 ohmios$ $Z_0 = j4.8 ohmios + j13,2 ohmios$, Z

Línea de transmisión: $Z_1 = Z_2 = j32,8 ohmios$

- (a) Suponga que la derivación del transformador está configurada en nominal. Determine si el relé se disparará o no para una falla monofásica a tierra en la ubicación indicada de la falla.
- (b) Suponga que la derivación del transformador está configurada en 12.9 kV. Determine si el relé se disparará o no para una falla monofásica a tierra en la ubicación indicada de la falla.
- (c)

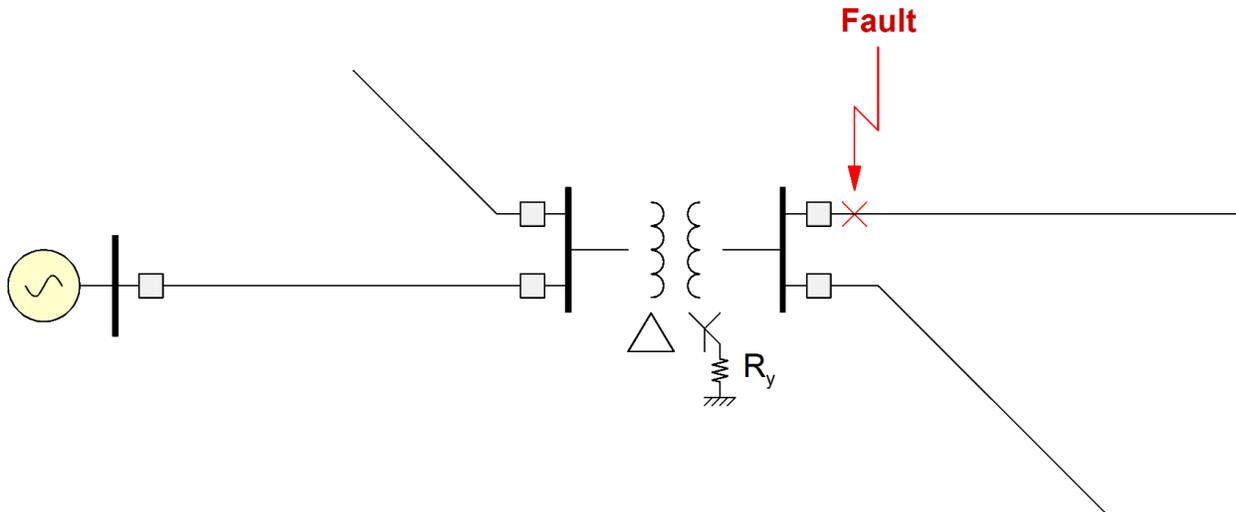
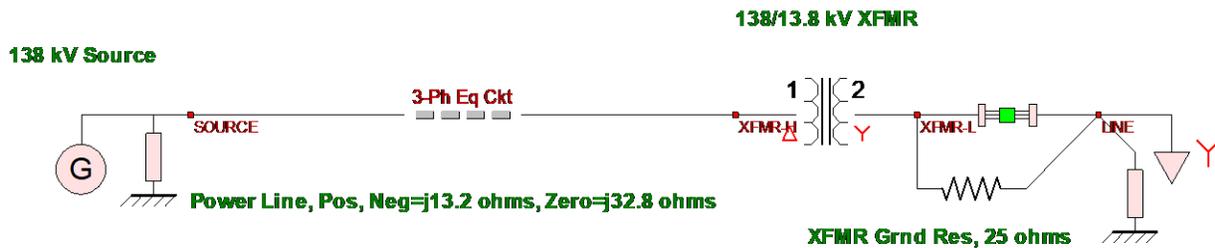


Figura P5.9

Solución: Primero, el sistema se modela en WinIGS y se realiza una falla de línea a tierra. El modelo WinIGS se muestra en la siguiente figura.



Los resultados son:



Ahora, considerando las conexiones de los TC para un diferencial de transformador conectado delta-estrella esquema, la corriente eléctrica en las bobinas de operación del relé son:

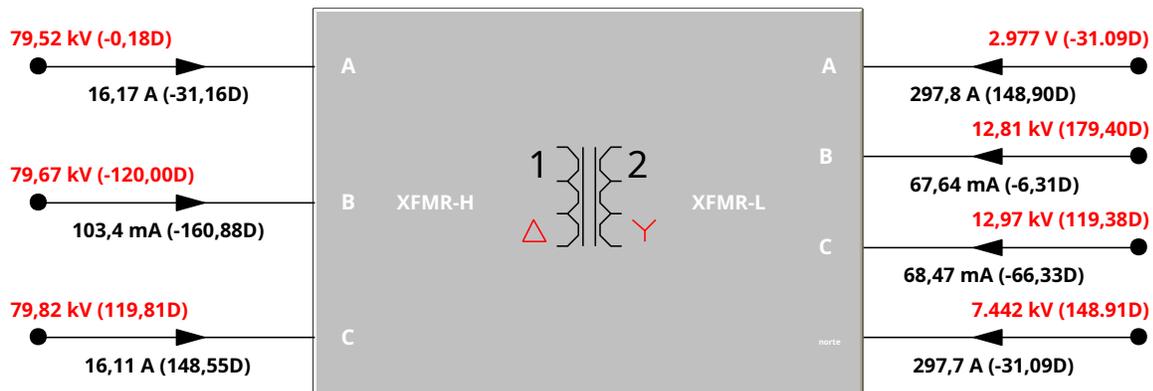
Bobina de funcionamiento A: $0,279 \text{ mi}_{\beta 1,40} \text{ A}$

Bobina de funcionamiento B: insignificante

Bobina de funcionamiento C: $0,278 \text{ mi}_{\beta 148,70} \text{ A}$

El relé no funcionará.

Ahora, al cambiar el grifo y realizar un análisis de fallas, los resultados son:



Considerando las conexiones de los TC para una estrella delta diferencial de transformador conectado estrella-delta esquema, la corriente eléctrica en las bobinas de operación del relé son:

Bobina de funcionamiento A: $0,2848 \text{ mi}_{\beta 1,350} \text{ A}$

Bobina de funcionamiento B: insignificante

Bobina de funcionamiento C: $0,2835 \text{ mi}_{\beta 148,80} \text{ A}$

Problema P5.10: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura P5.6. La línea 1 está protegida con un esquema POTT. Suponga una falla monofásica a tierra en la ubicación A de la línea. Determine qué interruptor se disparará primero y cómo. ¿Qué dispara el otro interruptor?

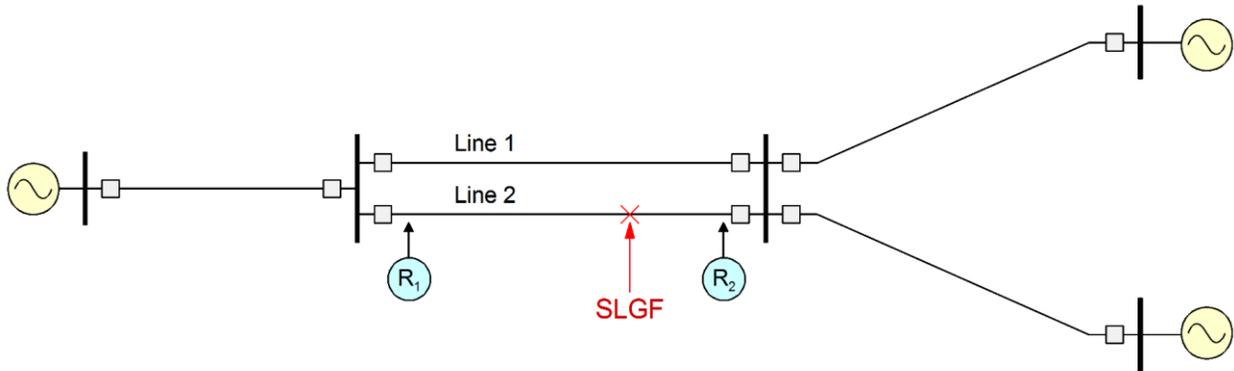


Figura P5.6

Problema P5.11: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura P5.7. La línea 1 está protegida con un relé de distancia. Suponga una falla monofásica a tierra en la ubicación A de la línea. Determine la impedancia vista por el relé de distancia indicado.

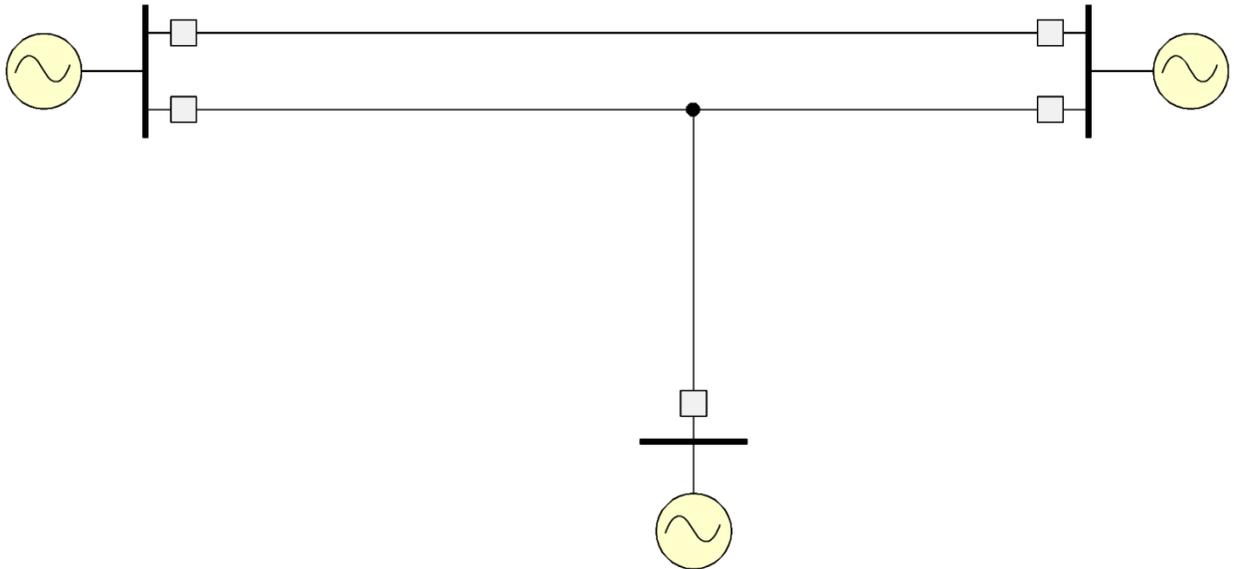


Figura P5.7

Problema P5.12: Considere el sistema de energía eléctrica de 115 kV ilustrado en la Figura P5.12. La línea 1A está protegida con un relé de distancia. Suponga una falla monofásica a tierra en la ubicación A de la línea 1B. La ubicación A está en el medio de la línea 1B. Determine la impedancia vista por la distancia indicada relé.

Cada sección de línea tiene los siguientes parámetros:

$z_1 = j0,68 \text{ ohmios} / \text{mi}$, $z_2 = j0,68 \text{ ohmios} / \text{mi}$, $z_0 = j2,65 \text{ ohmios} / \text{mi}$

Cada fuente equivalente tiene los siguientes parámetros:

$Z_1 = j0,1 \text{ pu}$ $Z_2 = j0,1 \text{ pu}$ $Z_0 = j0,05 \text{ pu}$ @ 100 MVA

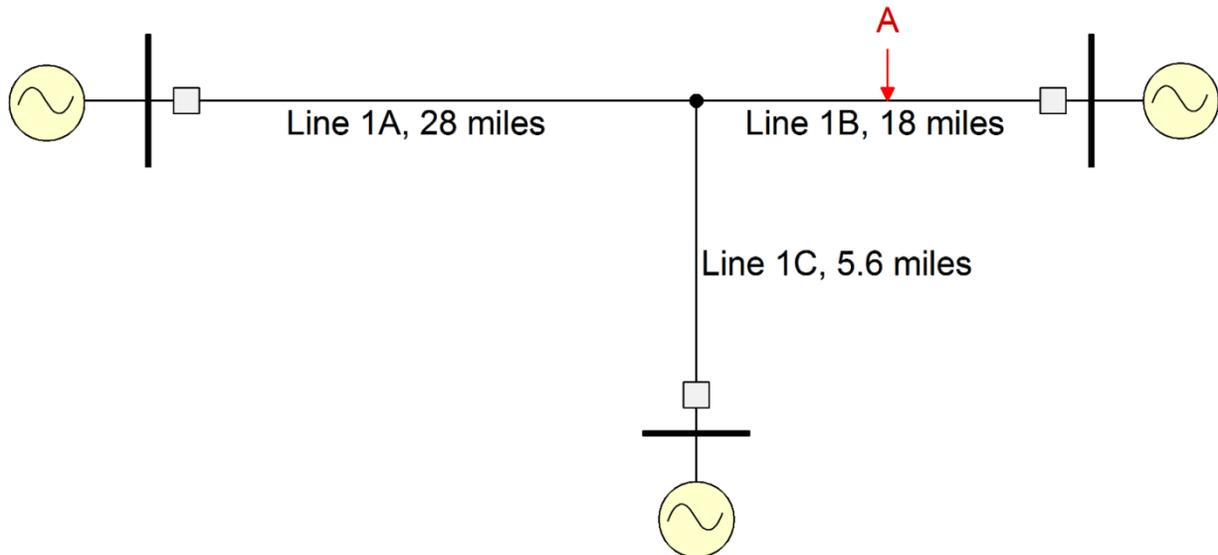


Figura P5.12

Solución: Para la condición especificada, se determinarán los voltajes y corrientes en la ubicación del relé. El circuito equivalente se muestra en la figura P5.12a. En la figura, todas las cantidades se han convertido en pu. Tras la reducción de la red, el circuito se reduce al que se muestra en la figura P5.12b. La solución de esta red produce:

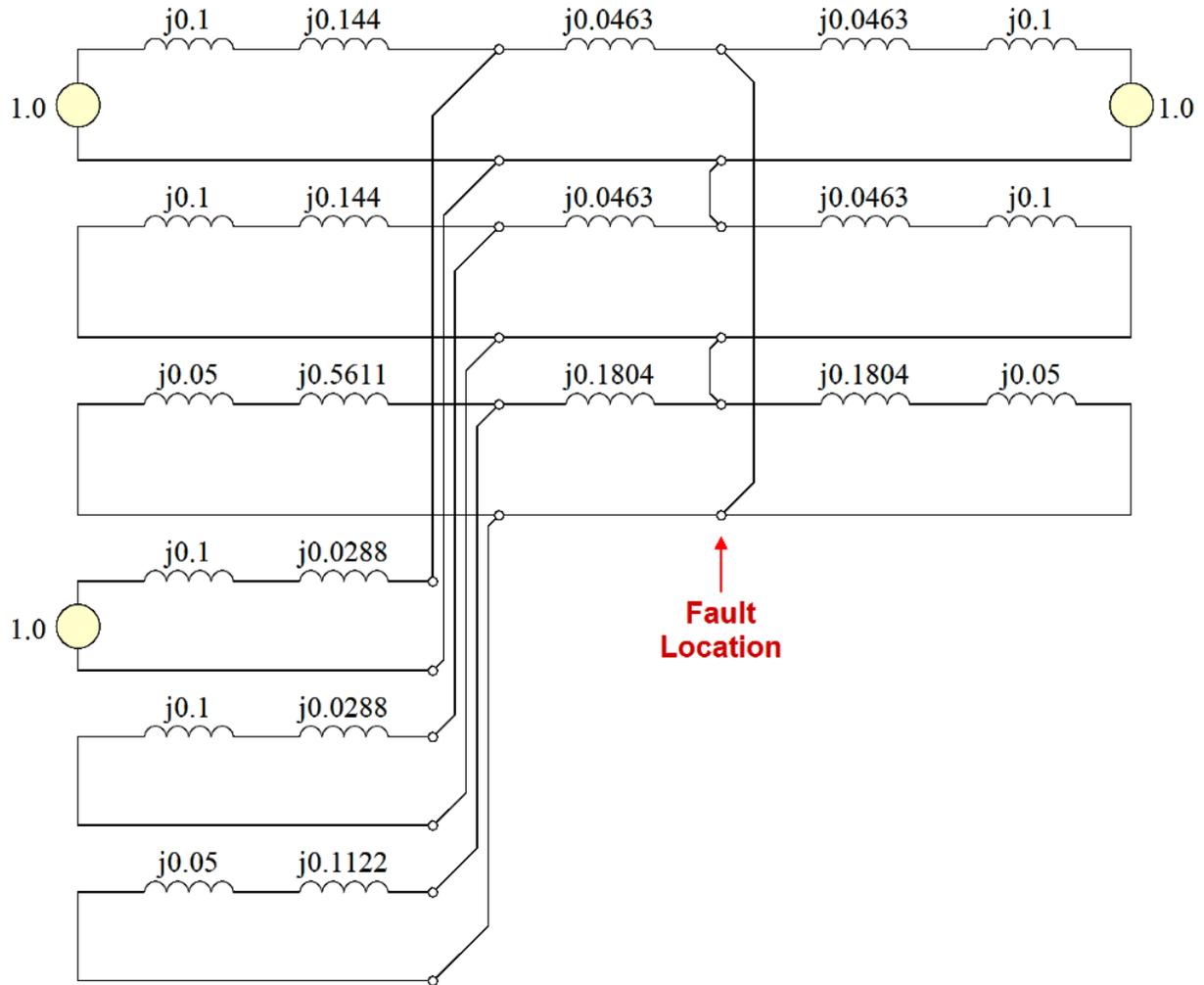


Figura P5.12a

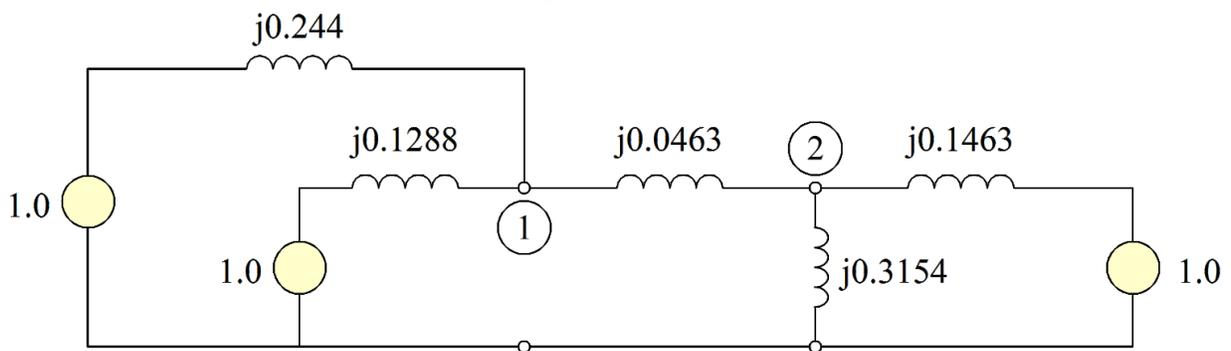


Figura P5.12b

$\tilde{V}_1 = 0.8350 \text{ pu}, \tilde{V}_2 = 0.7443 \text{ pu}$

La corriente de fase A y la corriente de secuencia cero en la ubicación del relé es:

$$\tilde{V}_a = 0.8481 \text{ pu} \quad \tilde{I}_a = j1.6847 \text{ pu} \quad \tilde{I}_0 = j0.3322 \text{ pu}$$

La impedancia vista por el relé (en el lado de la línea) es:

$$Z_{\text{relé (línea)}} = \frac{0.8481}{j1.6847 (2,8) (j0.3322)} = j0.3243 \text{ pu} \text{ O } j42.8918 \text{ ohmios}$$

Problema P5.13: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P5.13a. Cada línea de transmisión está protegida con (a) un relé de sobrecorriente instantáneo direccional, (b) un relé de sobrecorriente de tiempo direccional y (c) un relé de impedancia modificada (relé mho) en ambos extremos de la línea. Todas las líneas indicadas son idénticas; el diseño de las líneas se muestra en la Figura P5.13b. Los conductores de fase son ACSR, BITTERN y los cables blindados son ALUMOWELD, 3 # 7AW. La resistencia de tierra de la torre es de 35 ohmios. La resistividad del suelo es de 185 ohmios. Las dos líneas 1 y 2 están en el mismo derecho de paso separadas por 75 pies (línea central a línea central). Las longitudes de las líneas son: 32, 58, 27 y 42 millas como se indica en la Figura P5.13a. Todas las fuentes tienen las siguientes impedancias sobre una base de 100 MVA, 230 kV:

$$z_1 = z_2 = 0,001 + j0,01 \text{ pu}, \quad z_0 = 0,002 + j0,008 \text{ pu}$$

La tensión de funcionamiento del sistema es de 230 kV. La relación de transformación de los TC es 2000: 5 mientras que la relación de los transformadores de potencial es 135 000: 115.

Los ajustes de los relés son:

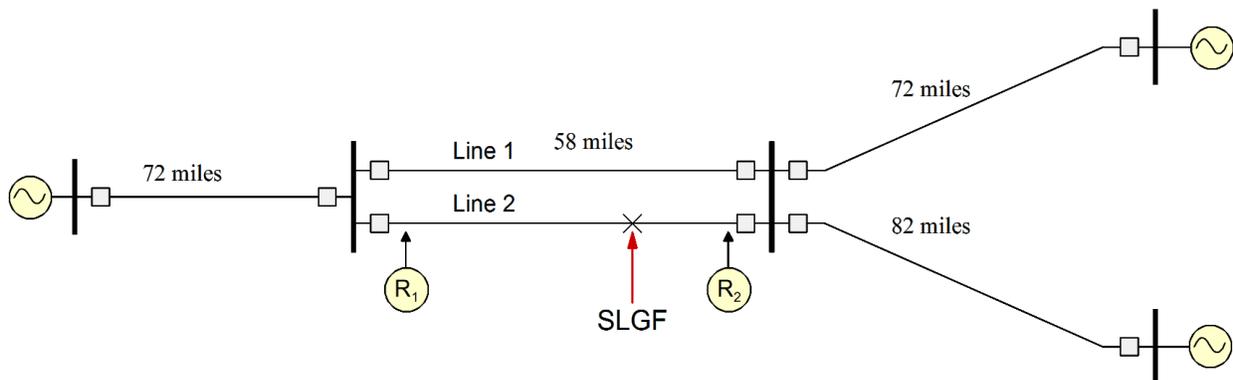
Relé de sobrecorriente instantánea: corriente de arranque: 15A, dirección: adelante

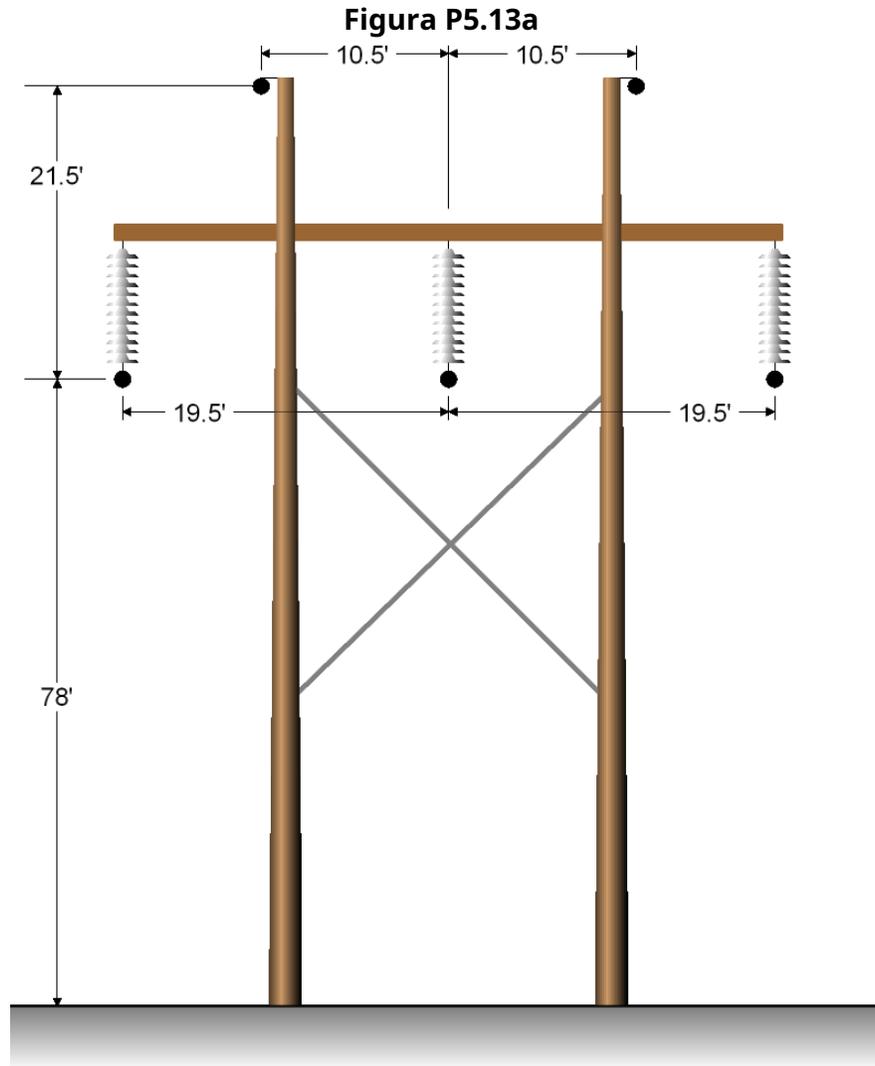
Relé de sobrecorriente de tiempo: corriente de arranque: 5A, muy inverso, dial de tiempo 0,5, dirección: adelante. Relé de impedancia modificada: ajuste de impedancia: x ohmios, ángulo: 85 grados, factor de compensación:

2,8, retardo de disparo 0,05 segundos.

Considere una falla de línea a tierra en la ubicación indicada que está a 46 millas del terminal izquierdo de la línea.

- Genere el modelo del sistema en formato WinIGS.
- Calcule las corrientes de falla en la ubicación de los relés.
- Determine qué relé funcionará o no (tenga en cuenta que hay un total de seis relés para la línea bajo protección). Si un relé funcionará, determine la el momento de la operación.





Problema P5.14: Diseñe un problema de salida. (para ser agregado).

Problema P5.15: Un transformador trifásico tiene una clasificación de 36MVA , $115\text{kV}/13,8\text{kV}$, $z = j0,08\text{ pu}$ Conexión delta-estrella (la conexión delta está en el lado de alto voltaje). Se desea generar un circuito que tenga una salida lo más cercana posible a la corriente neta que fluye hacia el transformador. Para este propósito, se encuentran disponibles CT de las siguientes relaciones de transformación: (a) 1200: 5, (b) 1500: 5, (c) 1600: 5, (d) 150: 5 y (e) 200: 5. Seleccione los CT adecuados para esta aplicación y calcule la corriente de operación cuando la carga del transformador en el secundario sea nominal, a voltaje nominal y factor de potencia 1.0.

Solución: Primero seleccionamos un CT en el lado de alto voltaje para proporcionar aproximadamente 5 A en el secundario del TC en condiciones de plena carga. La corriente a plena carga es:

$$I_{p, \text{ carga completa}} = \frac{36}{115\sqrt{3}} = 180,7 \text{ Amperios}$$

Seleccione la relación FT: 200: 5

La relación CT que coincidirá con esta selección es

$$r = \frac{115\sqrt{3}}{13,8} \frac{200}{5} = \frac{2.886,75}{5}$$

Seleccione la relación CT más cercana: 1600: 5

En condiciones de plena carga, la corriente en la bobina de operación será:

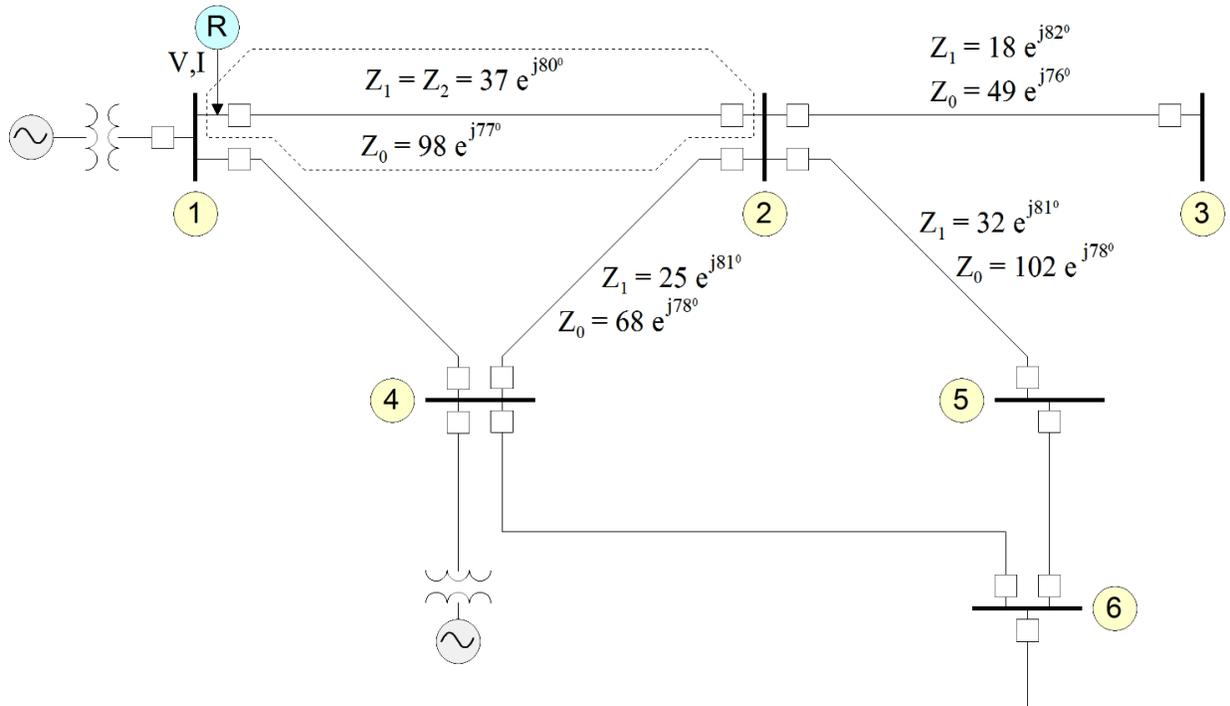
$$I_{op} = (180,7) \frac{5}{200} = (180,7) \frac{115}{13,8} \frac{5}{1600} \sqrt{3} = 3.6331$$

Teniendo en cuenta el desajuste anterior, será mejor seleccionar los siguientes TC: Lado de alto voltaje: 150: 5 y lado de bajo voltaje: 1600: 5. En este caso:

$$I_{op} = (180,7) \frac{5}{150} = (180,7) \frac{115}{13,8} \frac{5}{1600} \sqrt{3} = 2.1272 \text{ A}$$

Problema P5.16: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P5.16. Se aplicará un relé de distancia de tres zonas para la línea 1-2 en el terminal 1. La corriente nominal de la línea de 230 kV es de 1000 amperios, la longitud de la línea es de 53,5 millas y las corrientes de falla en esta ubicación son: trifásica culpa: 23,7 kA, falla monofásica a tierra: 21,9 kA.

- Seleccione la relación de transformación del instrumento (tanto PT como CT) y la configuración del relé.
- Seleccione la configuración del relé, las tres zonas. Este es un relé electromecánico con los siguientes ajustes: impedancia en múltiplos de un ohmio, fase en múltiplos de 2,5 grados y factor de compensación en múltiplos de 0,1.
- Grafique las tres zonas de operación en un plano complejo (ejes horizontales: R, eje vertical: X). El gráfico debe estar escalado y los ejes claramente marcados.


Figura P5.16

Solución: (a) los PT y CT se seleccionan de la siguiente manera:

CT: Seleccione 1200: 5A, PT Seleccione: 138kV: 115V.

(b) Los ajustes de impedancia del relé en el lado de la línea se seleccionarán de la siguiente manera:

Zona 1: $Z_{L, zona1} = 29,6 \text{ mi}_{\beta 0} \text{ Ohmios}$ retardo de tiempo 4 ciclos

Zona 2: $Z_{L, zona2} = 46,25 \text{ mi}_{\beta 0} \text{ Ohmios}$ Retardo de tiempo

15 ciclos Zona 3: $Z_{L, zona3} = 15,4 \text{ mi}_{\beta 0,50} \text{ Ohmios}$, tiempo de retardo 35 ciclos

$$m = 1,6486 \quad (z_0 - z_1) / z_1$$

Usando el PT y CT seleccionados:

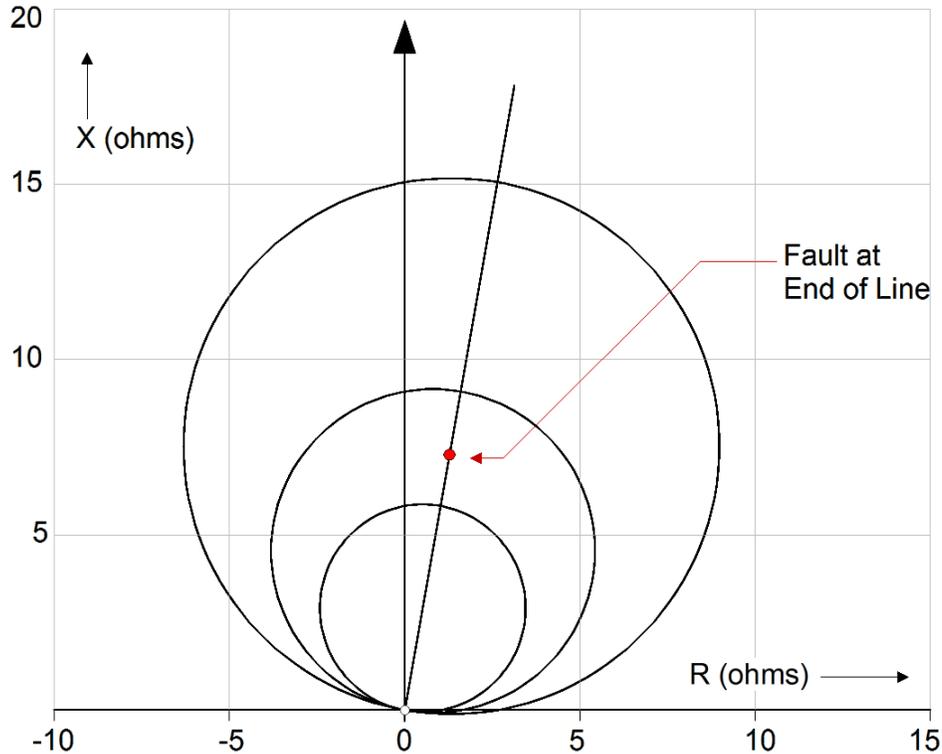
$$Z_{\text{línea}} = Z_{\text{relé}} 5,0, \text{ por lo tanto}$$

Zona 1: $Z_{R, zona1} = 5,92 \text{ mi}_{\beta 0} \text{ Ohmios}$ retardo de tiempo 4 ciclos, seleccione 6 ohmios y 80 grados, $m = 1,6$

Zona 2: $Z_{R, zona2} = 9,25 \text{ mi}_{\beta 0} \text{ Ohmios}$ retardo de tiempo 15 ciclos, seleccione 9 ohmios y 80 grados, $m = 1,6$

Zona 3: $Z_{L, zona3} = 15,4 \text{ mi}_{\beta 0,50} \text{ Ohmios}$ retardo de tiempo 35 ciclos, seleccione 15 ohmios y 80 grados, $m = 1,6$

- (d) El gráfico de las regiones operativas se muestra en la Figura. El punto en condiciones normales de funcionamiento está fuera del gráfico (16,5 ohmios). Una falla trifásica en el terminal de la línea producirá el punto indicado en la figura (corriente de falla 3.11 kA, voltaje 115,32 kV)



Problema P5.17: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la figura P5.12a. La construcción de las líneas (todas las secciones) se ilustra en la Figura P5.12b. Los conductores de fase y blindaje de la línea son: ACSR, BLUEJAY y HS acero 5/16 respectivamente. Considere una falla monofásica en el punto A (fase B) de la línea 2. El relé indicado es un relé de distancia con un factor de compensación de 2.1. Calcule la impedancia "vista" por este relé. La longitud de las líneas mostradas horizontalmente en la Figura es de 63 millas, mientras que la longitud de las líneas mostradas verticalmente es de 8.5 millas. Todas las líneas funcionan a 230 kV. Las tres fuentes equivalentes son idénticas a los siguientes parámetros:

$$Z_1 = Z_2 = j0,10 \text{ pu} \quad Z_0 = j0,10 \text{ pu @1000MVA, 230kV}$$

Antes de la falla, el sistema opera con voltajes nominales y sin carga.

Sugerencia: Realice el análisis de cortocircuito y determine la impedancia "vista" por el relé. Uso de Se anima el programaWinIGS.

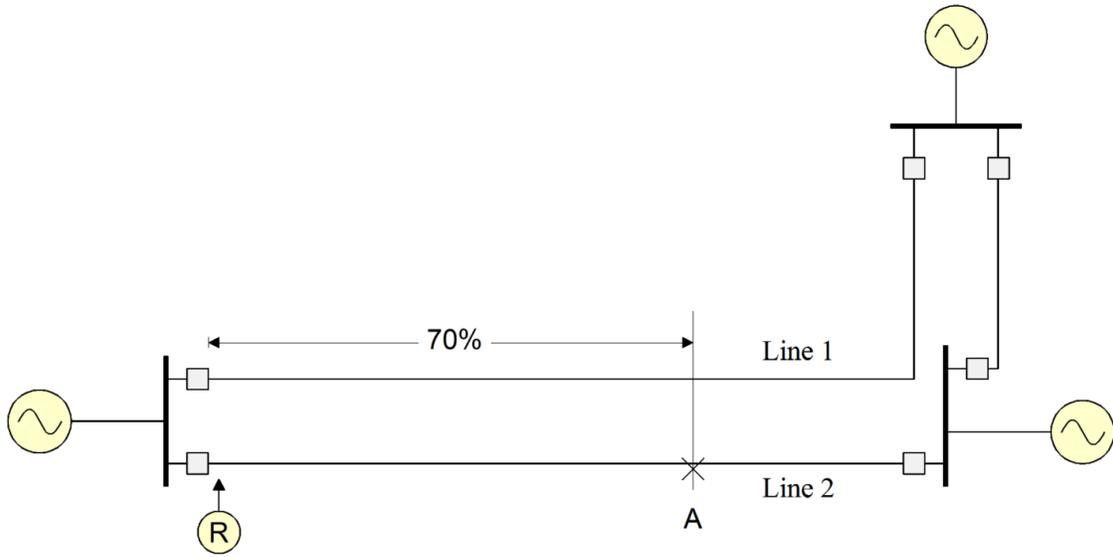


Figura P5.12a

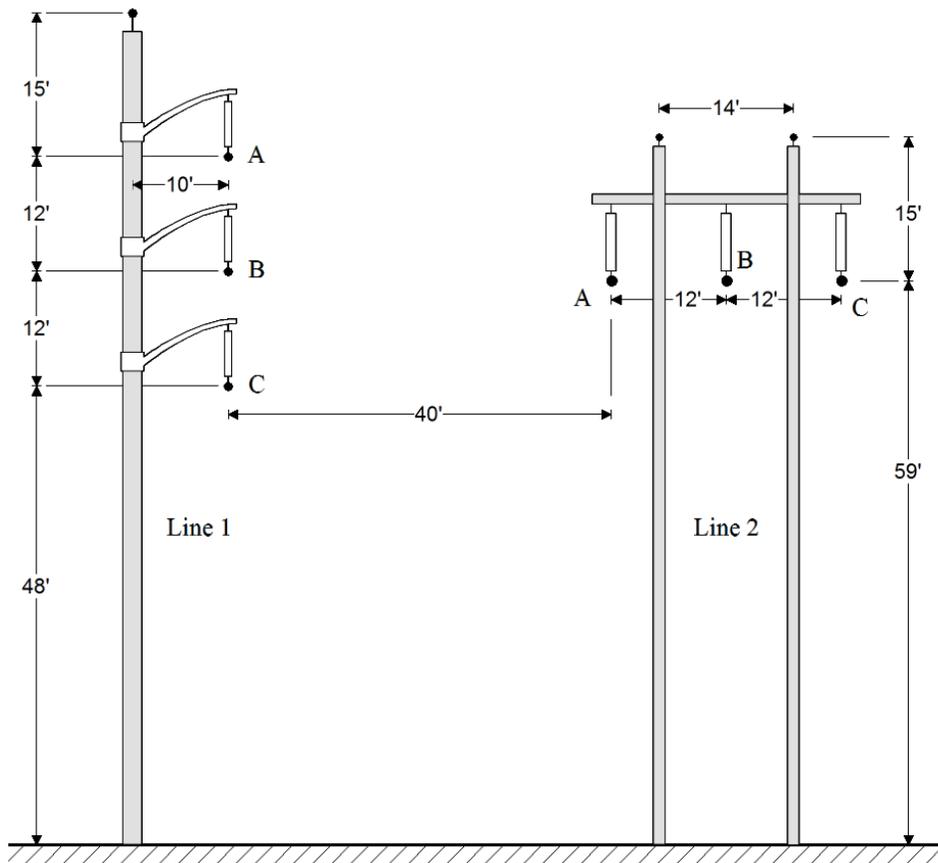
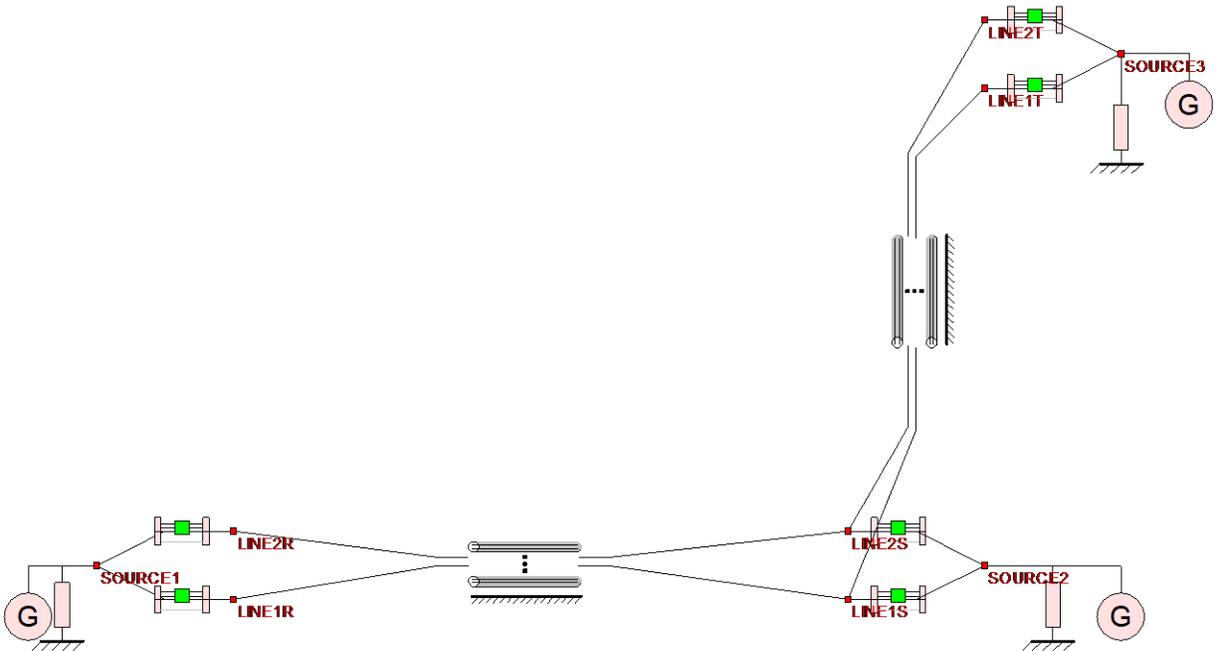
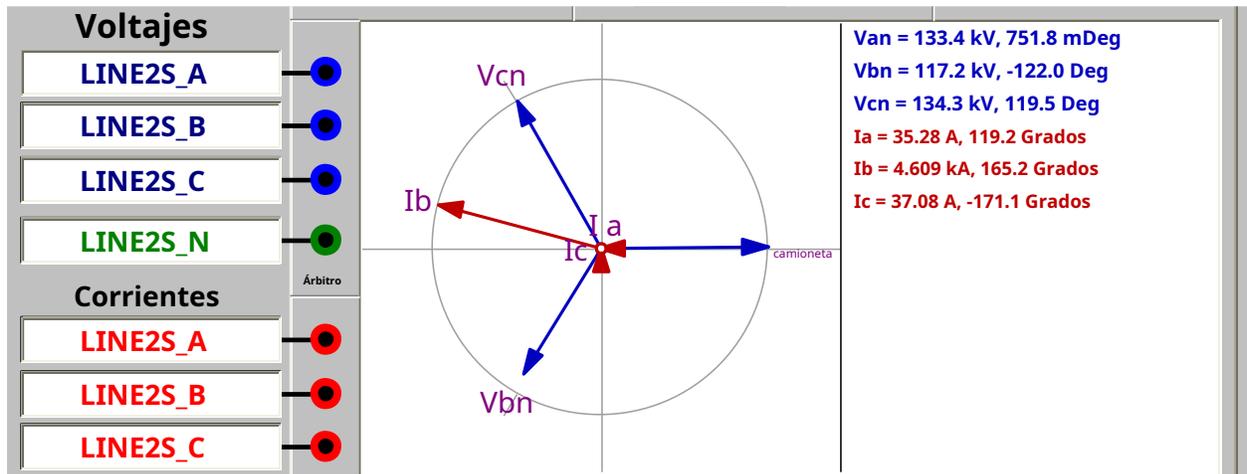


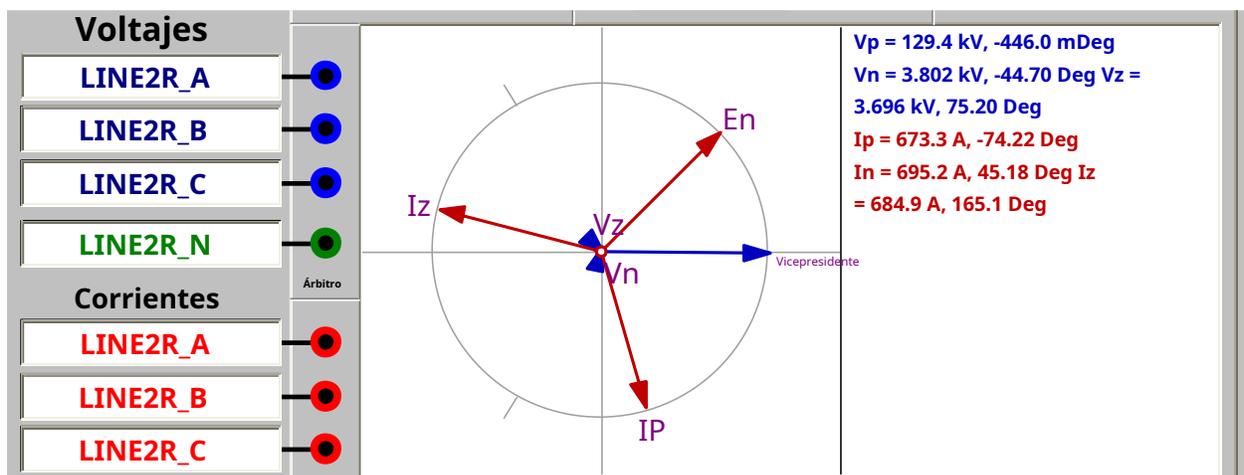
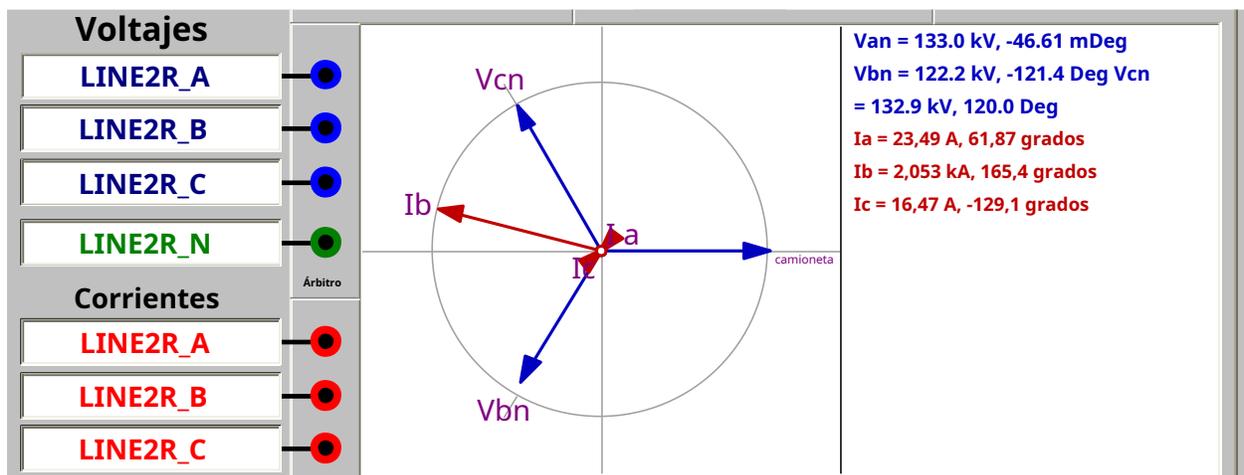
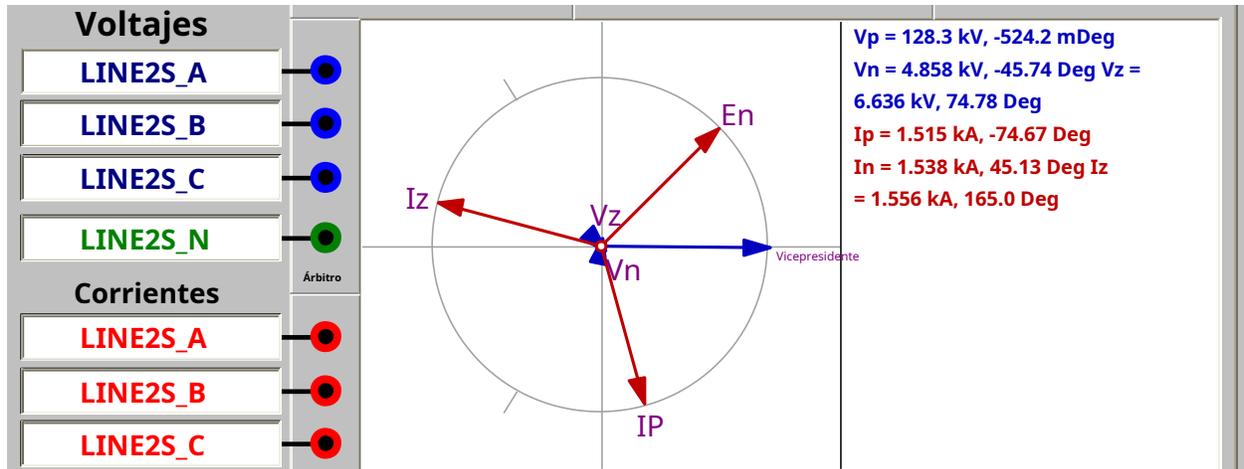
Figura P5.12b

Solución: El modelo del sistema se desarrolla en el programa WinIGS. Se muestra el modelo WinIGS en la figura siguiente. Se realiza una falla de línea única a tierra.



Los resultados son:



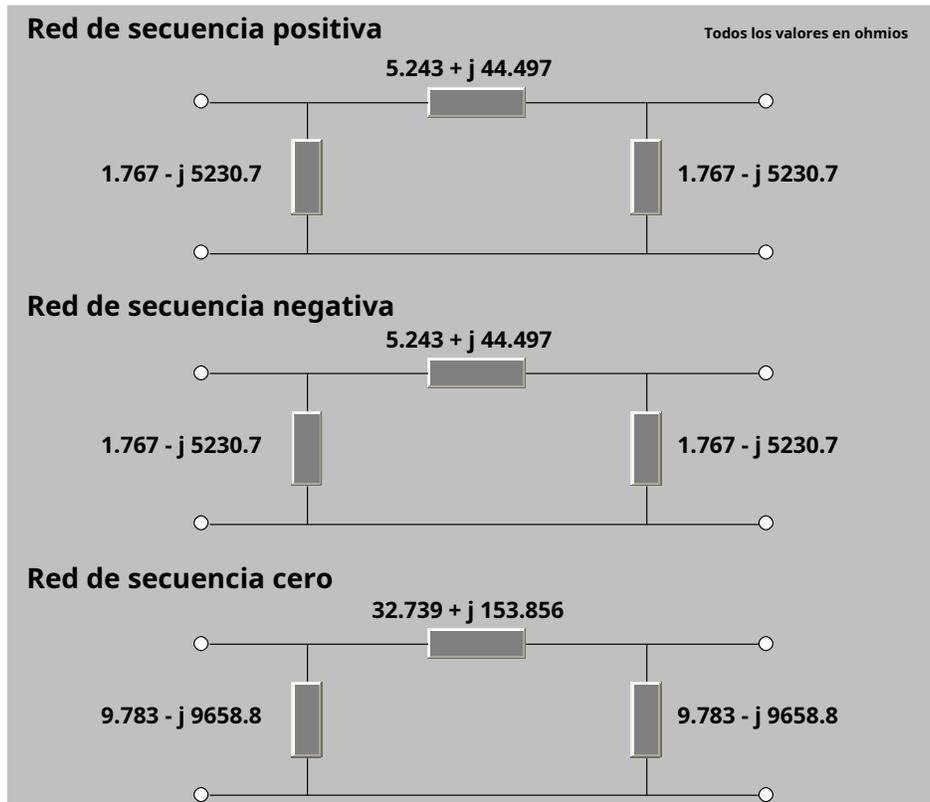


La impedancia que verá el relé es:

$$Z_{relé} \sim \frac{\tilde{V}_B}{I_B (2,1)\tilde{I}_0} = \frac{122,2mi \angle 121,4^\circ}{2,054mi \angle 165,40 (2,1)(0,6849mi \angle 165,10)} = 34.9913 \text{ } mi_j^{73,140} \text{ ohmios}$$

La siguiente figura proporciona los parámetros de esta línea. La distancia como porcentaje de la longitud de la línea. es:

$$\frac{34.9913}{44.497} = 0,7864. \text{ Esto representa un error del } 12,34\%.$$



Problema P5.20: Se utiliza un relé de impedancia para proteger un línea de transmisión con lo siguiente parámetros:

$$Z_1 = 4.490 + j4.304 \text{ ohmios}, Z_2 = 4.490 + j4.304 \text{ ohmios}, Z_0 = 27.022 + j119.343 \text{ ohmios}$$

$$Z'_1 = 0,750 + j14815.2 \text{ ohmios}, Z'_2 = 0,750 + j14815.2 \text{ ohmios}, Z'_0 = 4.520 + j24009.3 \text{ ohmios}$$

La línea tiene 46,5 millas de largo. La relación CT del relé de impedancia es 2000: 5 y la relación PT es 69kV: 115V. El ingeniero de relés decide que el relé de impedancia se configurará de la siguiente manera: (a) la zona 1 se configurará para alcanzar el 80% de la línea, (b) la zona 2 se configurará para alcanzar el 135% de la línea y (c) la zona 3 se configurará para alcanzar el 100% de la línea más el 125% de la siguiente línea. La longitud más larga de la siguiente línea es de 35 millas y el diseño es idéntico al de la línea considerada.

Los ajustes del factor de compensación (m) del relé son 2.4, 2.6, 2.8, 3.0, 3.2, 3.4, 3.6, 3.8 y 4.0. Los ajustes de impedancia son: 10 ohmios a 30 ohmios en incrementos de 1 ohmio.

Seleccione los ajustes del relé de impedancia, es decir, el factor de compensación y el ajuste de impedancia para cada zona en ohmios.

Solución: El factor de compensación se selecciona de la siguiente manera:

$$\frac{Z_0}{Z_1} = \frac{22.532 + j85.039}{4.490 + j34.304} = 2.5428 \text{mi} \angle 77.38^\circ$$

Seleccionar: $m = 2.6$

El ajuste de la impedancia del relé se basará en la impedancia en serie de secuencia positiva de la línea. El factor de conversión de impedancia de línea a relé es:

$$k = \frac{115}{2000} = 0,66667$$

Configuración de la zona 1:

$$Z_{1}^{relé} (0,8) (0,66667) (4,490 + j34.304) = 2.395 + j18.295 \text{ ohmios} = 18.4511 \text{mi} \angle 82,54^\circ \text{ ohmios}$$

Seleccione $Z = 18$ ohmios.

Configuración de la zona 2:

$$Z_{2}^{relé} (1,35) (0,66667) (4,490 + j34.304) = 4.041 + j30.873 \text{ ohmios}$$

Configuración de la zona 3:

$$Z_{3}^{relé} 1.0 \left(1,25 \frac{35,0}{45,6}\right) (0,66667) (4,490 + j34.304) = 5.865 + j44.811 \text{ ohmios}$$

Problema P5.21: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P5.15. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la Figura. Los parámetros de secuencia de las dos líneas son dada a continuación.

Línea 1:

$$Z_1 = 7.838 + j3.772 \text{ ohmios} \quad Z_2 = 7.838 + j3.772 \text{ ohmios} \quad Z_0 = 20.941 + j135.652 \text{ ohmios}$$

Línea 2:

$$Z_1 = 9.362 + j3.148 \text{ ohmios} \quad Z_2 = 9.362 + j3.148 \text{ ohmios} \quad Z_0 = 19.062 + j141.123 \text{ ohmios}$$

La impedancia de secuencia cero mutua entre las dos líneas es de 27,5 ohmios. La impedancia de secuencia mutua positiva / negativa es cero.

Considere una falla de línea a tierra en la ubicación A indicada en la Figura. La ubicación A está muy cerca del bus de 230 kV del transformador y prácticamente la impedancia entre el bus y la ubicación A es cero. Suponga que hay un relé de distancia ubicado en el lado del bus infinito de la línea con falla. Suponga además que la zona uno de este relé está configurada para 54 ohmios en un ángulo de 80 grados (en la línea lado) y el factor de compensación m de este relé se establece en 1,5.

Determine si el relé se disparará en la zona 1. Muestre todos sus cálculos.

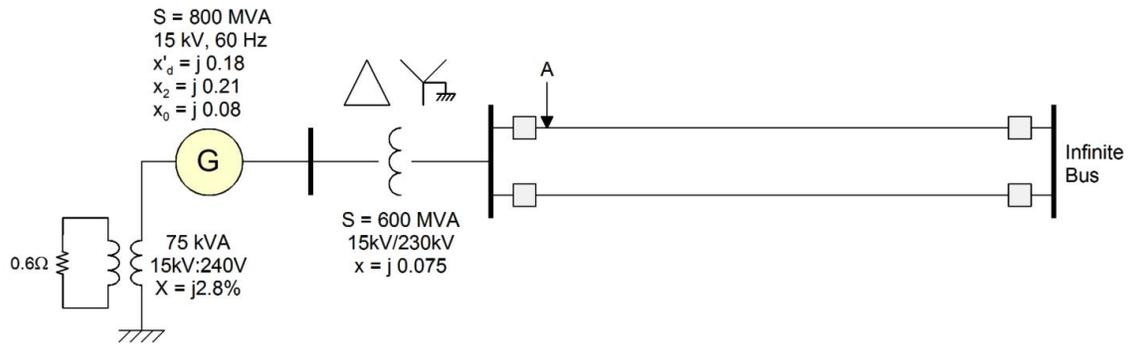


Figura P5.15

$$Z = j0,075 \frac{230^2}{600} = j6.612 \text{ ohmios}$$

$$Z_{1,gen} = j0,21 \frac{15^2 230^2}{800 \cdot 15} = j13.886 \text{ ohmios}$$

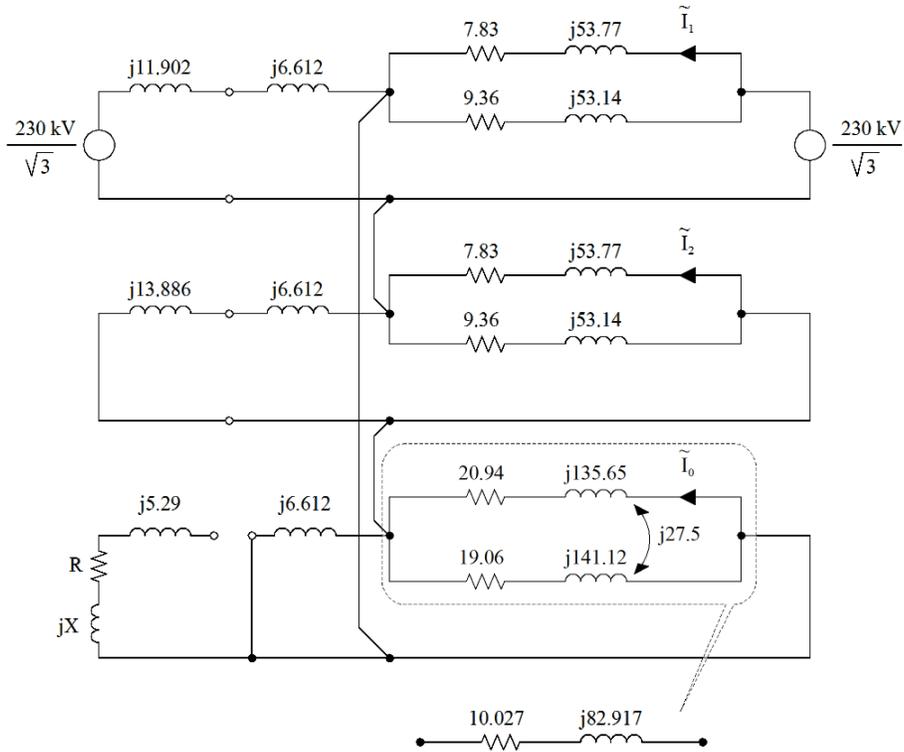
$$V_{0,línea} = 20,94 \quad j135,65 \quad I_0 \quad j27,5 \quad I_{0,2}$$

$$20,94 \quad j135,65 \quad I_0 \quad j27,5 \quad I_{0,2} \quad 19.06 \quad j141,12 \quad I_{0,2} \quad j27,5 \quad I_0$$

$$Z_{0,ambas líneas} = \frac{V_{0,línea}}{I_0} = \frac{10.027}{I_0} \quad j82.917$$

Solución:

El circuito equivalente del sistema durante la falla es:



El análisis de cortocircuito produce:

$$\begin{aligned} \tilde{I}_1 & 933,6 \text{ mi}^{\beta_{2,310}} \text{ A}, V_1 \tilde{132,77} \text{ kV} \\ \tilde{I}_2 & 990,6 \text{ mi}^{\beta_{2,530}} \text{ A}, V_2 \tilde{0} \\ \tilde{I}_0 & 169,1 \text{ mi}^{\beta_{0,490}} \text{ A}, V_0 \tilde{0} \end{aligned}$$

El relé "ve":

$$Z \sim \frac{\tilde{V}_a}{I_a \text{ mi}_0} = \frac{132,77}{\tilde{I}_1 \tilde{I}_2 \tilde{I}_0 1,5 I_0} = 56,6 \text{ mi}^{\beta_{2,10}} \text{ ohmios}$$

Problema P5.22: Considere el sistema eléctrico de dos unidades, dos transformadores y dos líneas de transmisión de la figura P5.16a. Los siguientes datos se aplican a las dos unidades y los dos transformadores.

Unidad G1: Potencia nominal: 300 MVA, Tensión nominal: 18 kV,

$$Z_1 \text{ j}0,18 \text{ pu}, Z_2 \text{ j}0,21 \text{ pu}, Z_0 \text{ j}0,09 \text{ pu}$$

Transformador T1: Potencia nominal: 300 MVA, Tensión nominal: 18 kV / 230 kV,

$$Z_1 \text{ j}0,08 \text{ pu}, Z_2 \text{ j}0,08 \text{ pu}, Z_0 \text{ j}0,08 \text{ pu}$$

Unidad G2: Potencia nominal: 800 MVA, Tensión nominal: 18 kV,

$$Z_1 \text{ j}0,18 \text{ pu}, Z_2 \text{ j}0,21 \text{ pu}, Z_0 \text{ j}0,09 \text{ pu}$$

Transformador T2: Potencia nominal: 800 MVA, Tensión nominal: 18 kV / 230 kV,

$$Z_1 \ j0,08 \ pu \quad Z_2 \ j0,08 \ pu \quad Z_0 \ j0,08 \ pu$$

Todos los valores de pu se refieren a la potencia y tensión nominal del dispositivo correspondiente.

Las dos líneas de transmisión tienen la configuración que se muestra en la Figura P5.16b. Las dos líneas son paralelas en toda la longitud de la línea, que es de 56 millas. Los conductores de fase y los tamaños de los cables blindados son:

Conductores de fase: ACSR, BLUEJAY, Alambres blindados: acero HS, 5/16.

Suponga una falla de línea a línea en la línea 1 a una distancia de 14.2 millas del transformador 2. Suponga también que hay un relé de falla a tierra por sobrecorriente en la línea 2 en la terminal del transformador 2. El relé se alimenta a través de un conjunto de TC con una relación de transformación de 1200: 5. El relé de tierra de sobrecorriente está configurado para dispararse a 0.5A. Determine si se disparará durante la falla de línea a línea especificada anteriormente.

Sugerencia: Realice el análisis de cortocircuito y determine la corriente de secuencia cero "vista" por el relé. Se recomienda el uso del programa WinIGS.

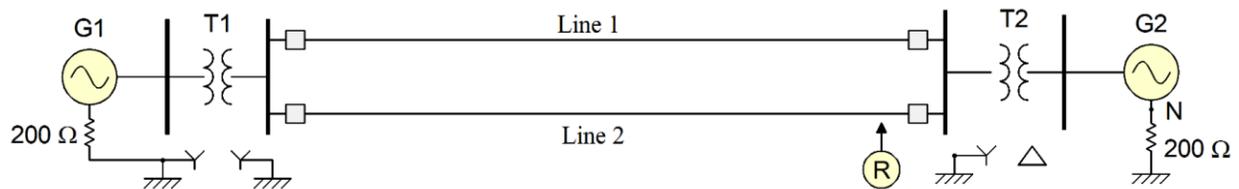


Figura P5.16a

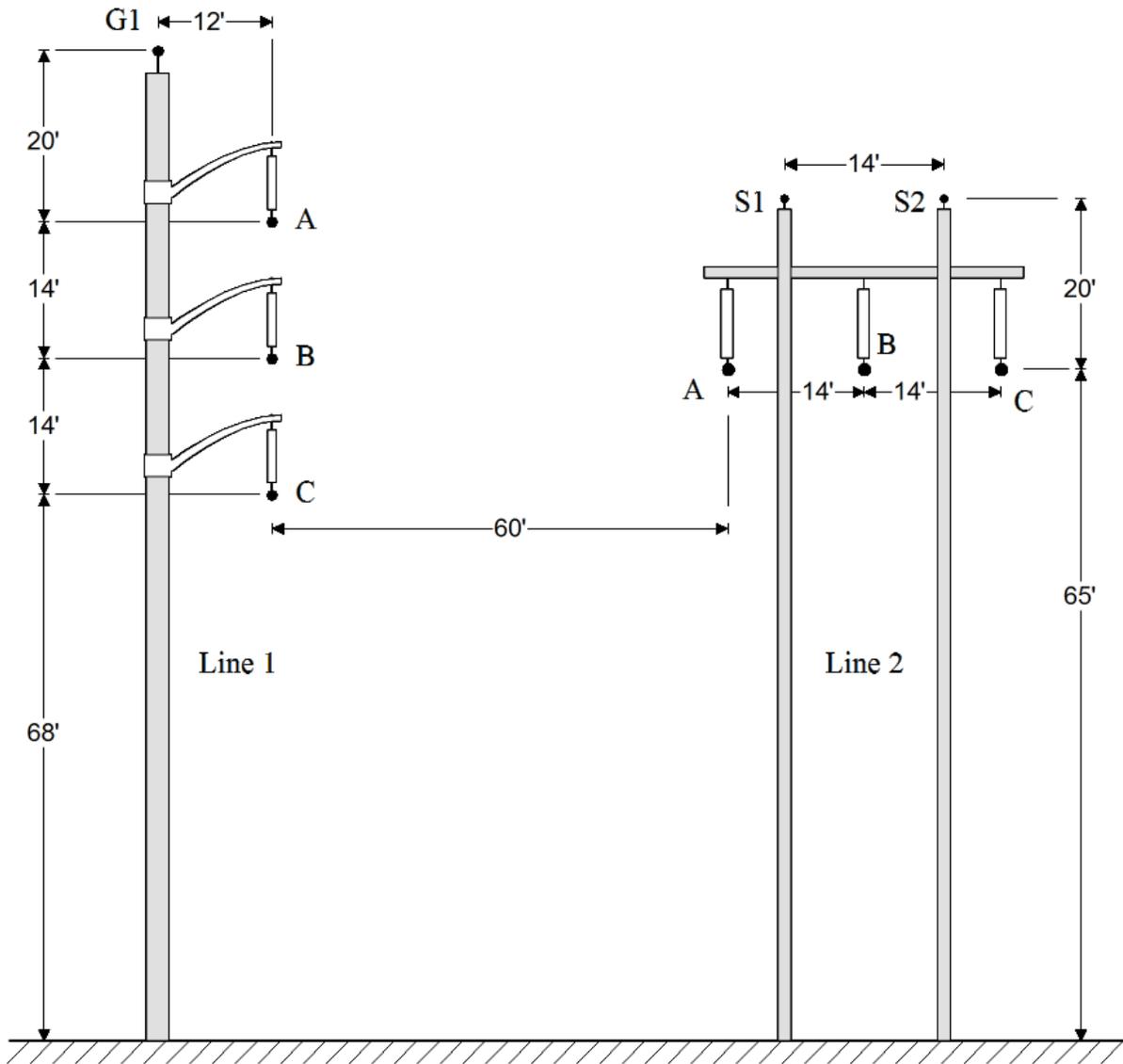
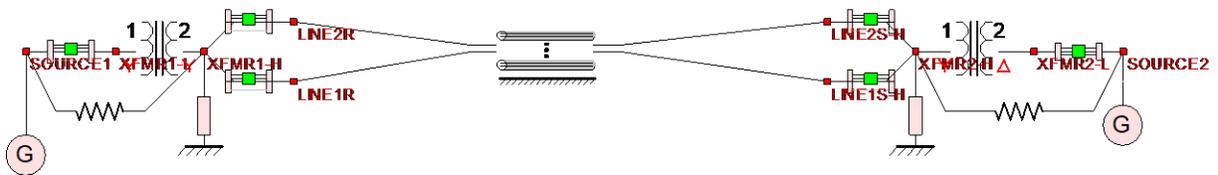


Figura P5.16b

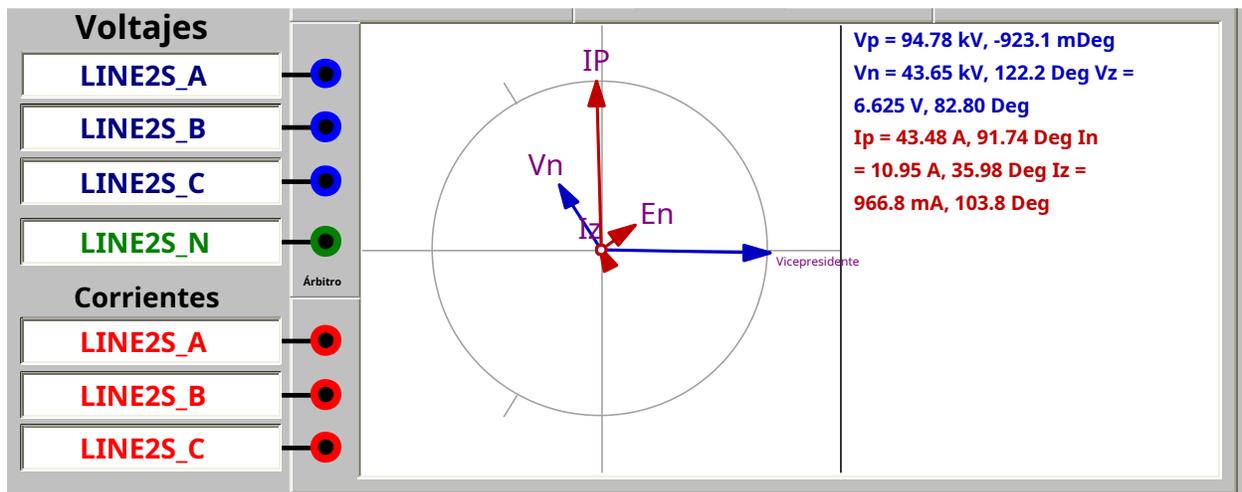
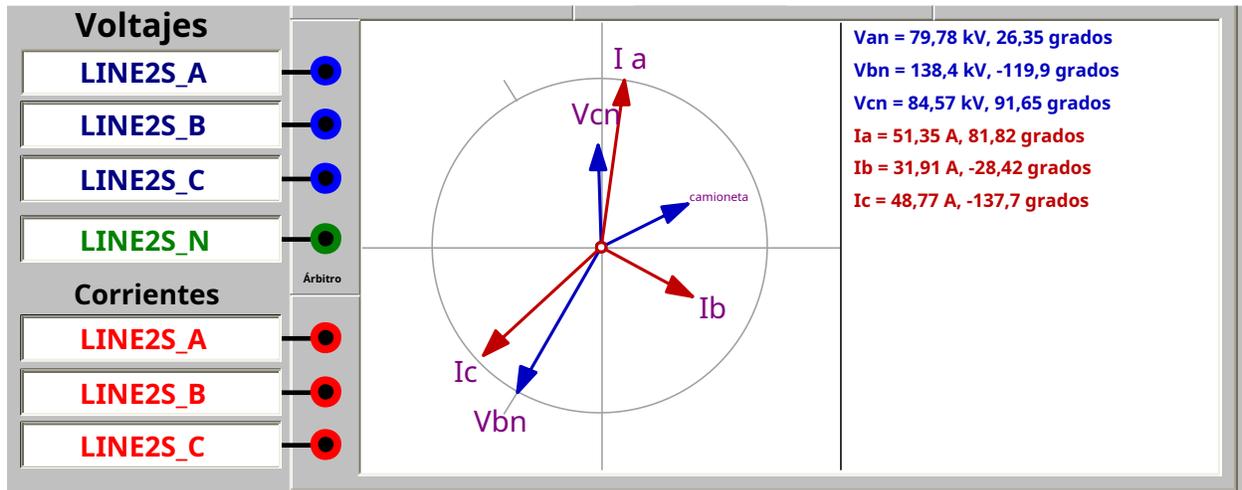
Solución: Este problema se resuelve con la ayuda del programa WinIGS. El sistema está modelado y el modelo WinIGS se muestra en la siguiente figura.



Se simula una falla de línea a línea en el circuito 1. Para esta condición, las corrientes eléctricas y los voltajes en la línea 2 en la ubicación del relé son (cantidades de fase - primera figura y componentes de secuencia - segunda figura). El relé de tierra de sobrecorriente verá la siguiente corriente:

$$\text{Corriente de relé de tierra OC: } 0.9668 \frac{5}{1200} \quad 0,004 \text{ A}$$

No se tropezará.



Problema P5.23: Una línea de transmisión trifásica de 115 kV y 40 millas de largo conecta dos sistemas de energía eléctrica como en la Figura P4.2. Cada uno de los sistemas de potencia se representa como una fuente equivalente con las siguientes impedancias de secuencia:

$$Z_1 \quad Z_2 \quad j0,1 \text{ pu} \quad Z_0 \quad j0,1 \text{ pu} \quad @ 100 \text{ MVA}, 115 \text{ kV}$$

Las fuentes de voltaje detrás de las impedancias equivalentes están en fase. Los parámetros de la línea de transmisión son

$$Z_1 = Z_2 = j0,8 \text{ Ohmios} / \text{mi}, Z_0 = j2,1 \text{ Ohmios} / \text{mi}$$

- (a) Calcule la corriente de falla para una sola falla de línea a tierra en el medio de la línea. Suponga que un relé de distancia con un factor de compensación de $m = 1.6$ está ubicado en el terminal izquierdo de la línea. ¿Cuál es la impedancia "vista" por este relé?
- (b) Calcule la corriente de falla para una falla de línea a línea en el medio de la línea. Suponga que un relé de distancia está ubicado en el terminal izquierdo de la línea. ¿Cuál es la impedancia "vista" por este relé?

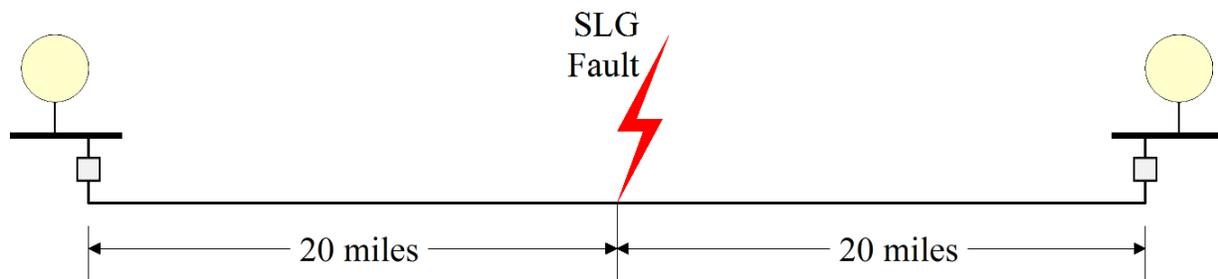


Figura P5.17

Problema P5.24: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P5.18. El modelo del sistema también se proporciona en formato WinIGS (el archivo de datos se ha publicado en el sitio web del curso. Descargue el archivo de datos y familiarícese con el sistema.

Suponga que un relé de distancia está ubicado en la ubicación A de la línea de transmisión 1. La línea tiene 59.5 millas de largo. La relación CT del relé de distancia es 2000: 5 y la relación PT es 139kV: 115V.

El relé debe configurarse para alcanzar el 80% de la línea. Los ajustes disponibles del factor de compensación (m) del relé están en el rango de 2,4 a 4,0 en incrementos de 0,2. Los ajustes de impedancia son: 10 ohmios a 30 ohmios en incrementos de 1 ohmio. Seleccione los ajustes del relé de distancia, es decir, el factor de compensación y el ajuste de impedancia en ohmios.

Usando la configuración seleccionada para este relé, calcule la distancia "vista" por este relé para las siguientes fallas en la línea:

- (a) una falla línea a línea (fase A a fase B) a una distancia de 38.5 millas de la ubicación del relé.
- (b) una falla de línea a línea (fase A a fase C) a una distancia de 38.5 millas de la ubicación del relé.
- (c) una línea a la falla neutral (fase A) a una distancia de 38.5 millas de la ubicación del relé.
- (d) una línea a la falla neutral (fase B) a una distancia de 38.5 millas de la ubicación del relé.

¿Cuáles son sus observaciones sobre la precisión del relé?

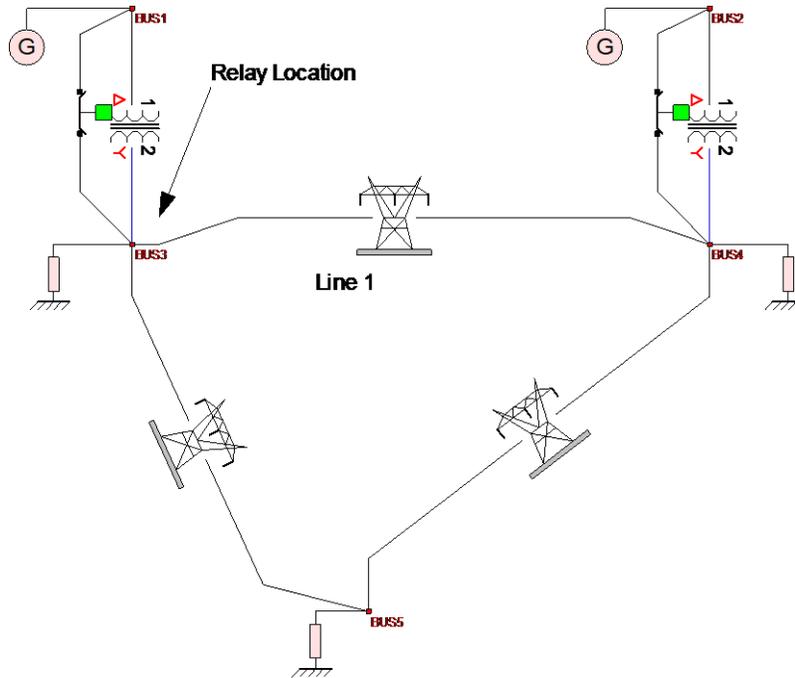


Figura P5.18

Solución: El análisis de cortocircuito se realiza con el programa WinIGS. Primero seleccionamos la configuración del relé. Para ello calculamos los parámetros de secuencia del circuito a proteger. Usando el programa WinIGS los parámetros de secuencia son:

$$\begin{aligned}
 Z_1 &= 2.222 - j39.134 \text{ ohmios} & Z_2 &= 2.222 - j39.134 \text{ ohmios} & Z_0 &= 24.564 + j158.775 \text{ ohmios} \\
 Z_1' &= 0,750 - j5.144,6 \text{ ohmios} & Z_2' &= 0,750 - j5.144,6 \text{ ohmios} & Z_0' &= 8.331 + j10.527,3 \text{ ohmios}
 \end{aligned}$$

El factor de compensación es:

$$\text{metro} \frac{Z_0}{Z_1} = 3.0989e, \text{ Seleccione metro } 3.0.$$

La impedancia debe establecerse igual al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea. Esto medio:

$$(0.8)Z_1 \sim \frac{\tilde{V}}{I} = \frac{139.000 \tilde{V}_R}{\frac{2000 \tilde{I}_R}{5}}. \text{ Tras la solución de la impedancia en el lado del relé:}$$

$$\frac{\tilde{V}_R}{\tilde{I}_R} = 10.3773 \text{ mi }_{j86,75^\circ} \text{ ohmios Seleccione } Z_{\text{zona1}} = 10.0 \text{ ohmios y fase} = 85 \text{ grados}$$

(a) Las corrientes y tensiones de falla en la ubicación del relé para una falla de línea a línea (fases A y B), calculadas con el programa WinIGS, son:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{un} & 83,36 \text{ mi}_{\beta,389_0} \text{ kV}, \quad \tilde{V}_{bn} \text{ } 81,77 \text{ mi}_{j63,97_0} \text{ kV}, \quad V_{cn} \text{ } 137,4 \text{ mi}_{j150,1_0} \text{ kV} \\ \tilde{I}_a & 1,858 \text{ mi}_{j27,2_0} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_B \text{ } 1,857 \text{ mi}_{j151,6_0} \text{ kA}, \quad y \tilde{O}_c \text{ } 0,03798 \text{ mi}_{\beta 8,59_0} \text{ kA} \end{aligned}$$

La distancia de la falla se calcula a partir de la ecuación:

$$\left| \frac{1 \tilde{V}_a \tilde{V}_B}{z_1 \tilde{I}_a \tilde{I}_B} \right| 37,4211 \text{ millas}$$

(b) Las corrientes y tensiones de falla en la ubicación del relé para una falla de línea a línea (fases A y C), calculadas con el programa WinIGS, son:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{un} & 84,11 \text{ mi}_{\beta 4,05_0} \text{ kV}, \quad \tilde{V}_B \text{ } 137,8 \text{ mi}_{j90,07_0} \text{ kV}, \quad V_{norte} \text{ } 85,33 \text{ mi}_{j125,2_0} \text{ kV} \\ \tilde{I}_a & 1,767 \text{ mi}_{\beta 8,63_0} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_B \text{ } 0,04276 \text{ mi}_{j197,4_0} \text{ kA}, \quad y \tilde{O}_c \text{ } 1,768 \text{ mi}_{\beta 2,74_0} \text{ kA} \end{aligned}$$

La distancia de la falla se calcula a partir de la ecuación:

$$\left| \frac{1 \tilde{V}_a \tilde{V}_C}{z_1 \tilde{I}_a \tilde{I}_C} \right| 42,333 \text{ millas}$$

(c) Las corrientes y voltajes de falla en la ubicación del relé para una falla de línea a tierra (fase A a tierra), calculados con el programa WinIGS, son:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{un} & 85,44 \text{ mi}_{j25,19_0} \text{ kV}, \quad \tilde{V}_B \text{ } 124,9 \text{ mi}_{\beta 2,56_0} \text{ kV}, \quad V_{norte} \text{ } 130,9 \text{ mi}_{j141,6_0} \text{ kV} \\ \tilde{I}_a & 1,708 \text{ mi}_{j 49,97_0} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_B \text{ } 0,1138 \text{ mi}_{j113,0_0} \text{ kA}, \quad y \tilde{O}_c \text{ } 0,1163 \text{ mi}_{j147,0_0} \text{ kA} \end{aligned}$$

Las corrientes de fase, transformadas en componentes simétricas, son:

$$\tilde{I}_1 \text{ } 0,5866 \text{ mi}_{j49,8_0} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_2 \text{ } 0,6255 \text{ mi}_{j50,03_0} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_0 \text{ } 0,496 \text{ mi}_{\beta 50,0_0} \text{ kA}$$

La distancia de la falla se calcula a partir de la ecuación:

$$\left| \frac{1 \tilde{V}_{un} - 40,579 \text{ millas } z_1 \tilde{I}_a}{\tilde{m} i_0} \right|$$

(d) Las corrientes y voltajes de falla en la ubicación del relé para una falla de línea a tierra (fase B a tierra), calculados con el programa WinIGS, son:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{un} & 130,5 \text{ mi}_{j21,51_0} \text{ kV}, \quad \tilde{V}_B \text{ } 85, \text{ mi}_{\beta 4,87_0} \text{ kV}, \quad V_{norte} \text{ } 124,5 \text{ mi}_{j157,40_0} \text{ kV} \\ \tilde{I}_a & 0,1261 \text{ mi}_{j24,81_0} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_B \text{ } 1,713 \text{ mi}_{j170,2_0} \text{ kA}, \quad y \tilde{O}_c \text{ } 0,1151 \text{ mi}_{\beta 54_0} \text{ kA} \end{aligned}$$

Las corrientes de fase, transformadas en componentes simétricas, son:

$$\tilde{I}_1 0.593 \text{ mi}^{j49,81^\circ} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_2 0,6272 \text{ mi}^{j69,65^\circ} \text{ kA}, \quad \tilde{I}_0 0.4932 \text{ mi}^{j70,4^\circ} \text{ kA}$$

La distancia de la falla se calcula a partir de la ecuación:

$$\left| \frac{1}{z_1 \tilde{I}_B} \frac{\tilde{V}_B}{\tilde{I}_0} \right| = 40.5081 \text{ millas}$$

La precisión del relé (sobre la base de los cuatro casos anteriores) es:

$$\text{Error} = \frac{\text{Diferencia máxima}}{\text{Distancia de falla}} = \frac{4.9119}{38,5} = 0.1276 \text{ pu}$$

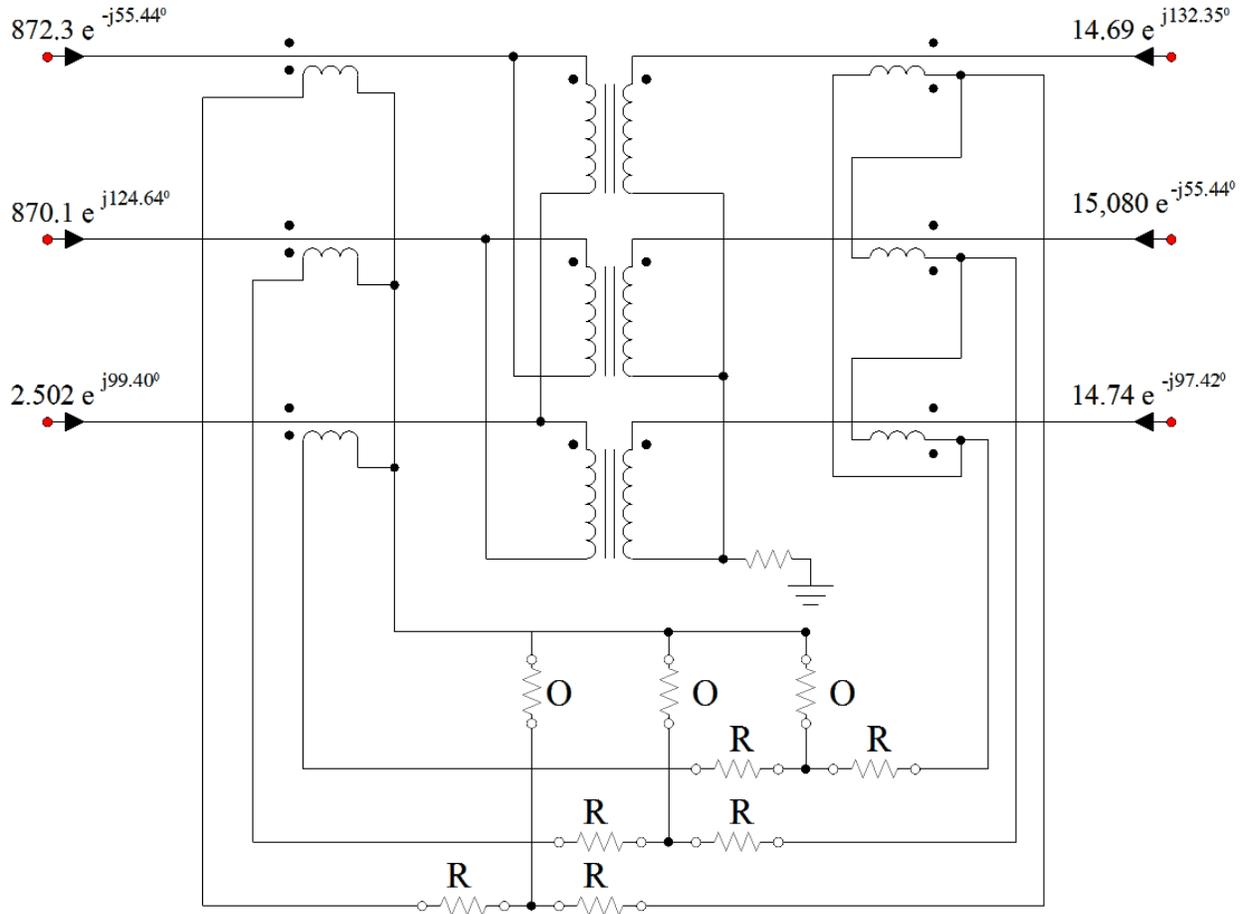
Problema P5.25: Un transformador monofásico de 6,92 kV / 277 V, 750 kVA, 60 Hz está protegido con un relé diferencial que utiliza los siguientes transformadores de corriente: Primario: 120: 5 y secundario: 3000: 5. Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial en función de la corriente del transformador en el secundario, asumiendo CT ideales.

Solución: Suponga que la corriente en secundaria es I. Entonces:

$$I_{\text{relé}} = \frac{5}{3000} I = \frac{277}{6920} \frac{5}{120} I = 0,0000012 I$$

Problema P5.26: Considere el 36 MVA, 138 kV / 13,8 kV, $z = j0,08 \text{ pu}$ trifásico, delta-estrella transformador de derivación variable conectado indicado en la Figura P5a. Este transformador está protegido con un relé diferencial. El lado delta es el lado de 138 kV. Los ajustes del relé son: 5% de restricción, activación mínima de 0,5 amperios. Los TC son 100: 5 y 1800: 5 para el lado de alto voltaje y el lado de bajo voltaje, respectivamente. Los TC del lado de alto voltaje están conectados en estrella y los TC del lado de bajo voltaje están conectados en triángulo.

Para una condición de falla específica y ajuste de toma del transformador, las corrientes y voltajes eléctricos, indicados en la Figura 5b, se han registrado en los terminales del transformador. (a) Calcule la corriente eléctrica en las tres bobinas operativas del relé. (b) Determine si el diferencial relé disparará el transformador.



**Figura P5a: Trifásico, conectado en estrella, 138 kV / 13,8 kV, estándar
Transformador de conexión**

Problema P5.27: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P4. Suponga que un relé de distancia está ubicado en la ubicación indicada de la línea de transmisión 1. La línea tiene 59.5 millas de largo. La relación CT del relé de distancia es 2000: 5 y la relación VT es 139kV: 115V.

Los ajustes de la zona 1 del relé son los siguientes: Impedancia: 12 ohmios, Fase = 82 grados, Factor de compensación = 2.0, Retardo de tiempo: 0.

Para una condición de falla específica, los voltajes y corrientes de la Figura P4b se registraron en los terminales de la línea de transmisión. Determine si se disparará el relé de la zona 1 anterior.

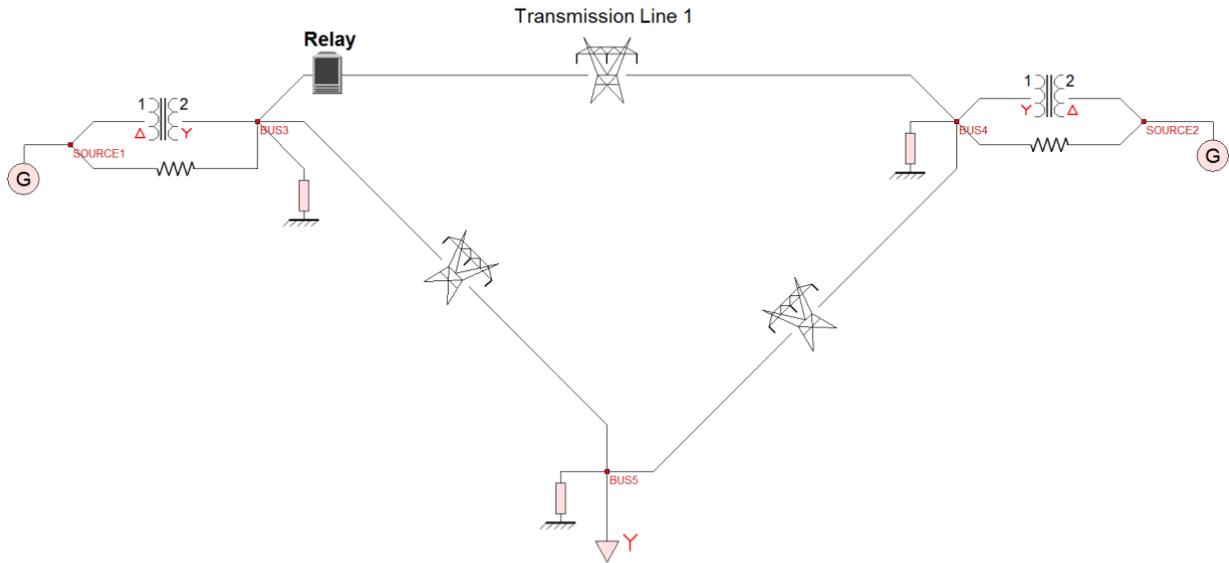


Figura P4a

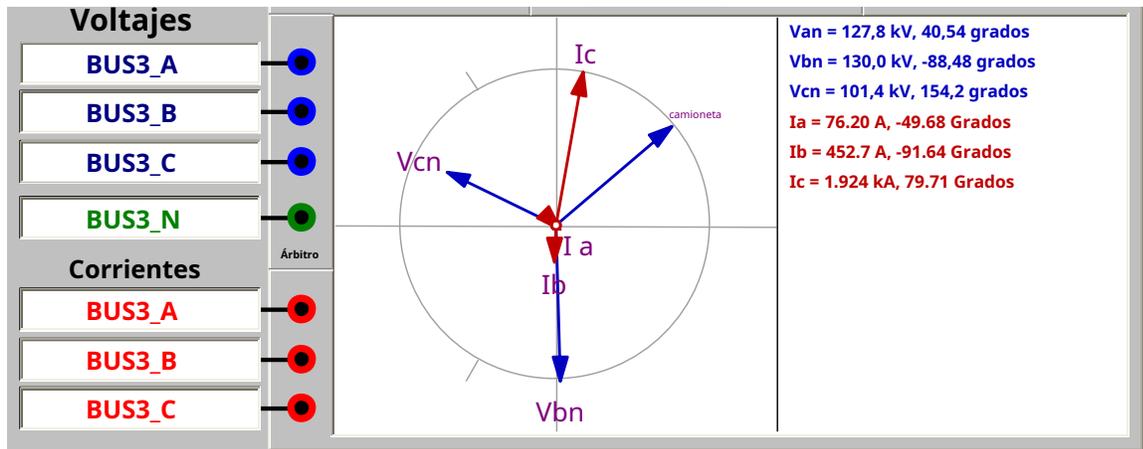


Figura P4b

Solución: Primero, las corrientes de secuencia se calculan a partir de las corrientes de fase.

$$I_{120} \begin{matrix} 1 & a & a^2 \\ \frac{1}{3} & a^2 & un\ yo_{a\ b\ c} \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix} \begin{matrix} 734,0mi_{j29,58^\circ} \\ 732,6mi_j^{167,7^\circ} \\ 477,8mi_{j74,63^\circ} \end{matrix} \text{ Amperios}$$

El relé "verá" la siguiente impedancia:

$$Z_{relé} = \frac{115 / 139.000}{5/2000} \frac{101,4mi_{j^{54,20}}}{1.924mi_j^{79,710}} \frac{2,0 (0,4778mi_{j^{74,630}})}{xxx \text{ ohmios}}$$

Conclusión: para agregar.

Problema P5.28: Un relé de sobrecorriente de tiempo está protegiendo una línea de distribución como se indica en la Figura P1a. Las características de disparo de este relé se ilustran en la Figura P1b como función de los múltiplos de la corriente de activación y el ajuste del dial de tiempo.

Los ajustes del relé son: corriente de arranque = 8A, dial de tiempo =

1.0. Los parámetros de la fuente y la línea equivalentes son:

Fuente: $z_1 = j0.085 pu$, $z_2 = j0.095 pu$ y $z_0 = j0.15 pu$ (@ 13,8 kV (LL) y 36 MVA)

Línea: $z_1 = z_2 = j0,8 \text{ ohmios} / mi$, $z_0 = j2.1 \text{ ohmios} / mi$

La relación del transformador de corriente es 1200A: 5A. Calcule el tiempo de disparo de una sola línea a tierra falla en el medio de la línea.

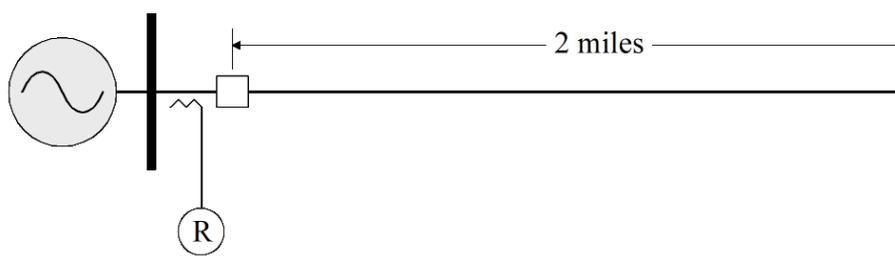


Figura P1a

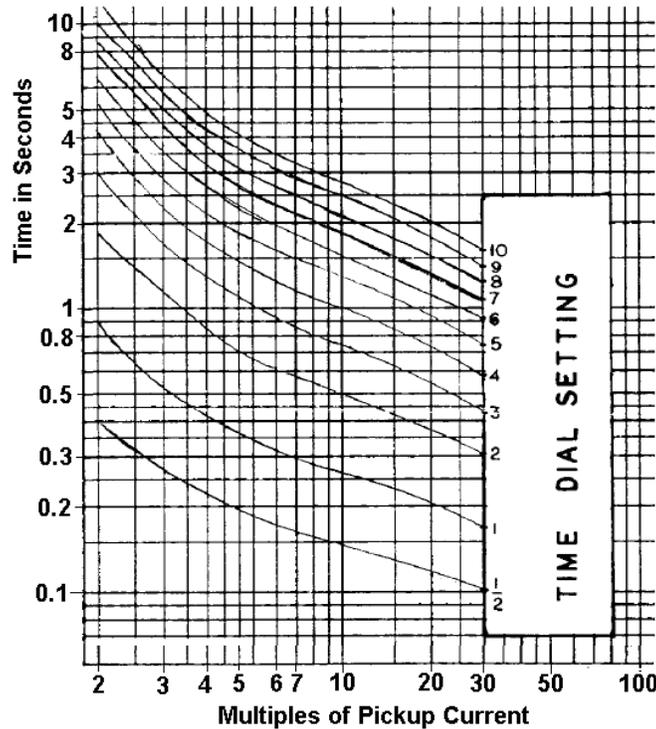
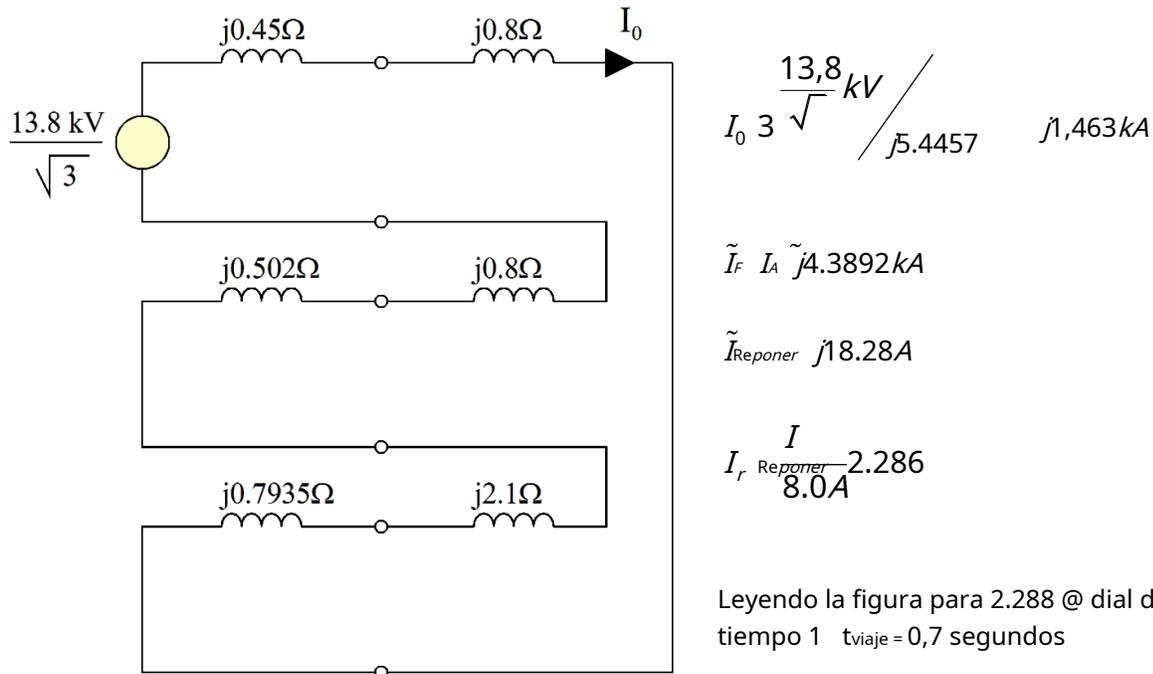


Figura P1b

Solución:

Primero calculamos la corriente de falla:



Problema P5.29: Un transformador monofásico de 6,92 kV / 277 V, 750 kVA, 60 Hz está protegido con un relé diferencial que utiliza los siguientes transformadores de corriente: Primario: 120: 5 y secundario: 3000: 5. Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial en función de la corriente del transformador en el secundario, asumiendo CT ideales.

Problema P5.30: Considere el 132 MVA, 18 kV / 230 kV, $z = j0,08 pu$ trifásico, delta-estrella transformador elevador de derivación variable conectado indicado en la Figura P5.30. Este transformador está protegido con un relé diferencial. El lado delta es el lado de 18 kV. Los ajustes del relé son: 5% de restricción, activación mínima de 0,5 amperios. Los TC son 200: 5 y 1500: 5 para el lado de alto voltaje y el lado de bajo voltaje, respectivamente. Los CT del lado de alto voltaje están conectados en triángulo y los CT del lado de bajo voltaje están conectados en estrella.

El transformador está conectado a un generador de 220 MVA, 18 kV, 60 Hz, con impedancia a tierra (impedancia de tierra neta = $j5,0$ ohmios) con los siguientes parámetros:

$$z_1 = j0,20 pu, z_2 = j0,18 pu, z_0 = j0,11 pu @ 18 kV y 220 MVA$$

Considere una falla de línea única a tierra en el lado de 230 kV del transformador fuera de la zona de protección del transformador. Para esta condición (a) Calcule la corriente eléctrica en las tres bobinas operativas del relé. (b) Determine si el relé diferencial disparará el transformador.

Sugerencia: Utilice el programa WinIGS para calcular las corrientes de falla.

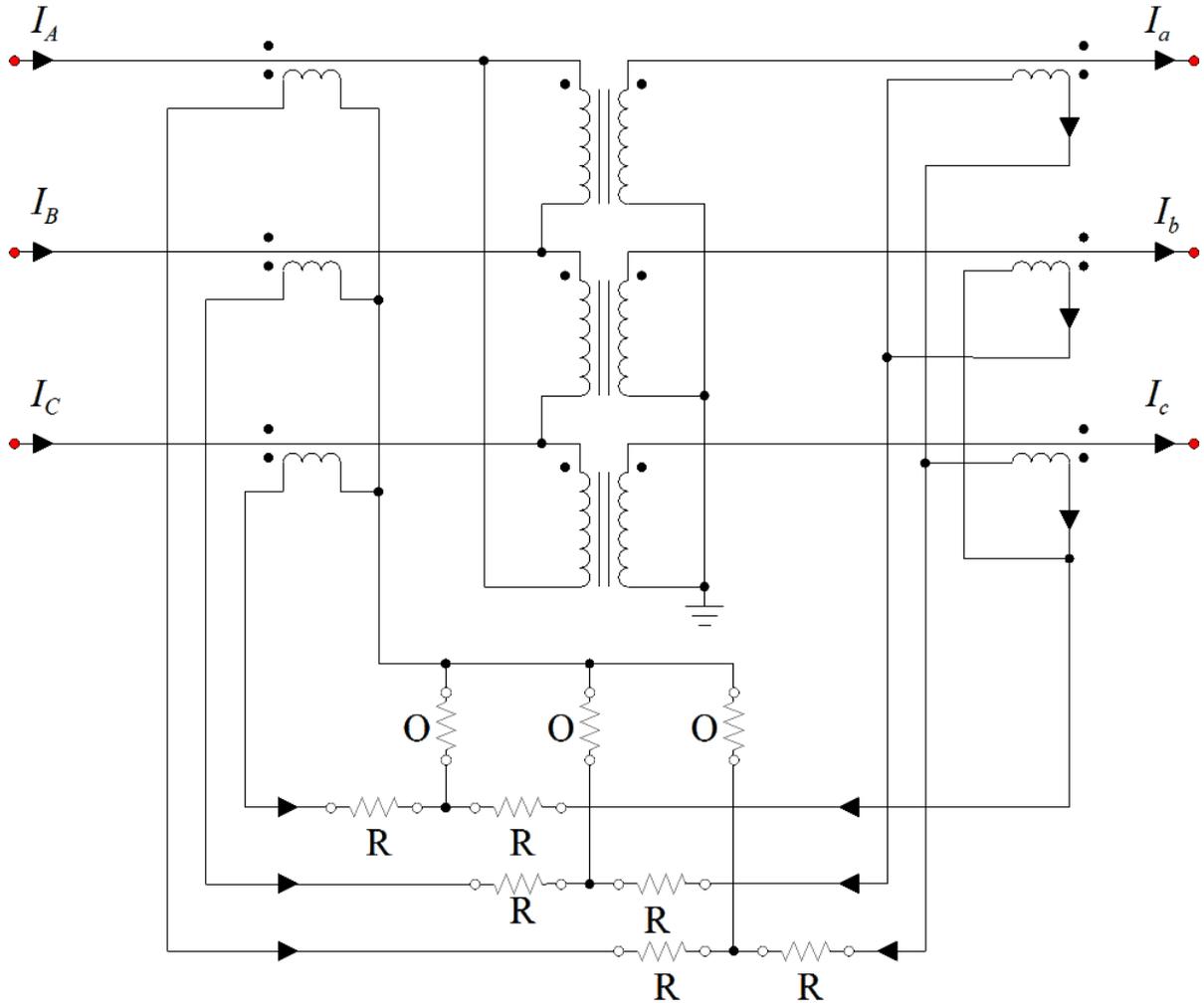


Figura P5.30

Problema P5.31: Se utiliza un relé de impedancia para proteger una línea de transmisión. Los parámetros de la línea de transmisión son:

Voltaje nominal (LL): 138 kV

Corriente nominal: 1,16 kA

Longitud de línea = 56,4 millas

Impedancia de secuencia positiva / negativa: $5,6 + j36,1$ ohmios

Impedancia de secuencia cero: $19,6 + j89,64$ ohmios

La relación CT del relé de impedancia es 2000: 5 y la relación PT es 86kV: 115V. El ingeniero de relés decide que el relé de impedancia se configurará de la siguiente manera: (a) la zona 1 se configurará para alcanzar el 80% de la línea, (b) la zona 2 se configurará para alcanzar el 135% de la línea y (c) la zona 3 se configurará para alcanzar el 100% de la línea más el 125% de la siguiente línea. La longitud más larga de la siguiente línea es de 49 millas y el diseño es idéntico al de la línea de transmisión en consideración.

1. Calcule la configuración del relé de impedancia en ohmios para las tres zonas.
2. Calcule el factor de compensación para el relé de distancia.
3. Dibuje las zonas operativas del relé en un gráfico de impedancia RX.
4. Suponga que la línea entrega corriente nominal a voltaje nominal y con factor de potencia 0.92 (retraso de corriente) en la ubicación del relé. Determine si el relé se disparará en esta condición. (Sugerencia: calcule la impedancia vista por el relé y coloque la impedancia en el esquema de las zonas de operación del relé - parte 3).
5. Suponga que durante una emergencia la línea entrega 180% de la corriente nominal al 90% del voltaje nominal y con un factor de potencia de 0.92 (retraso de corriente) en la ubicación del relé. Determinar si el relé se disparará en esta condición.

Solución:

1. Impedancia de línea

$$Z_{\text{Línea}} = \sqrt{5,62 \cdot 36,1^2 + 36,53^2} \cdot 1,18$$

Impedancia de línea en el lado del relé:

$$Z_{\text{Relé}} = \frac{V_{\text{segundo}}}{I_{\text{segundo}}} = \frac{V_{\text{pri}}}{I_{\text{pri}}} \cdot \frac{115/86000}{5/2000} = 0,5349 Z_{\text{línea}}$$

$$36,53 \cdot 19,54$$

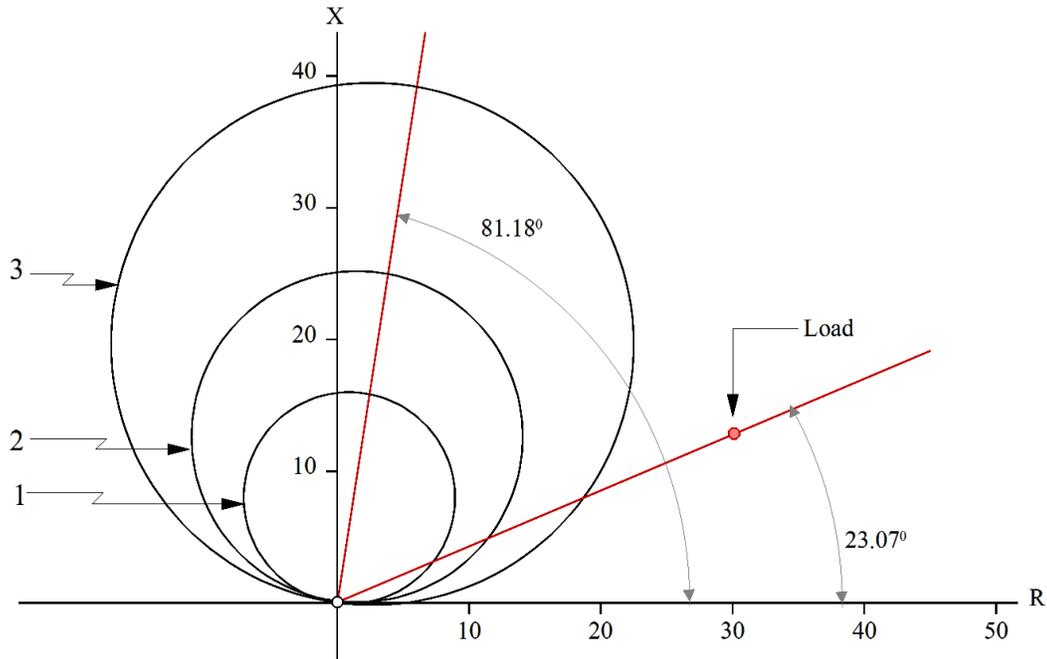
$$\text{Zona 1} = (0,80) (19,54) = 15,630 \text{ ohmios}$$

$$\text{Zona 2} = (1,35) (19,54) = 26,379 \text{ ohmios}$$

$$\text{Zona 3} = ((56,4 + (1,25) (49,0)) / 56,4) (19,54) = 40,76 \text{ ohmios}$$

$$2. \text{ metro } \frac{Z_0}{Z_1} = \frac{14 \cdot 53,54}{5,6 \cdot 36,1} = 1,5149 \text{ mi } \beta_{0,8360}$$

3. Esquema de las características del relé



4. Bajo las condiciones de carga especificadas:

$$Z = \frac{138/3\sqrt{}}{1,16} \text{mi}_{j23,07^\circ} = 68,68 \text{mi}_{j23,07^\circ}$$

$$Z_{L,R} = 36,73 \text{mi}_{j07^\circ}$$

El punto de funcionamiento está fuera de la característica del relé pero apenas.

5. Bajo las condiciones de carga especificadas:

$$Z = \frac{0,90 \cdot 138/3\sqrt{}}{1,8 \cdot 1,16} \text{mi}_{j23,07^\circ} = 34,34 \text{mi}_{j23,07^\circ}$$

$$Z_{LR} = 18,36 \text{mi}_{j23,07^\circ}$$

$$\tilde{D} = 0,5 \cdot 40,76 \text{mi}_{j81,18^\circ} = 18,36 \text{mi}_{j23,07^\circ}$$

$$|\tilde{D}| = 0,5 \cdot 40,17$$

El punto de funcionamiento está fuera de la característica del relé pero apenas.

Problema P5.32: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P4a. Suponga que un relé de sobrecorriente de tiempo está ubicado en la ubicación indicada de la línea de transmisión 1. El

Las características del relé de sobrecorriente de tiempo se muestran en la Figura P4b. Los ajustes del relé son: Corriente de arranque = 6 A, Dial de tiempo = 1. La relación CT del relé es 2000: 5.

Para una condición específica cercana a la falla, las corrientes eléctricas en la línea de transmisión en la ubicación del relé son: $I_a = 545$ A, $I_b = 831$ A e $I_c = 11,589$ A. Calcule el tiempo de disparo del tiempo relé de sobrecorriente.

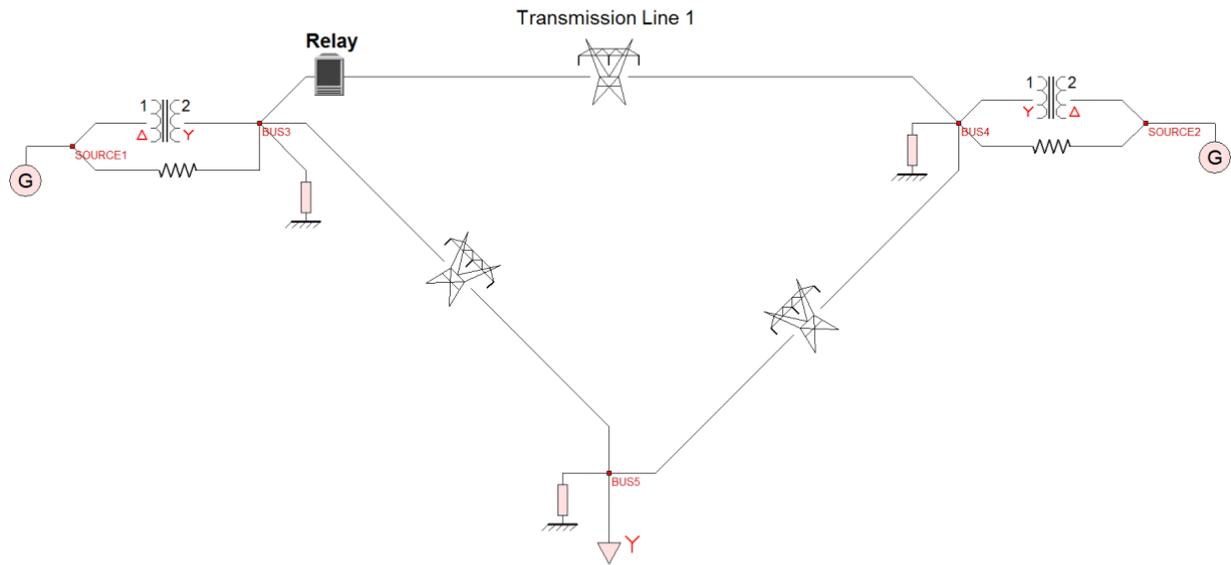


Figura P4a

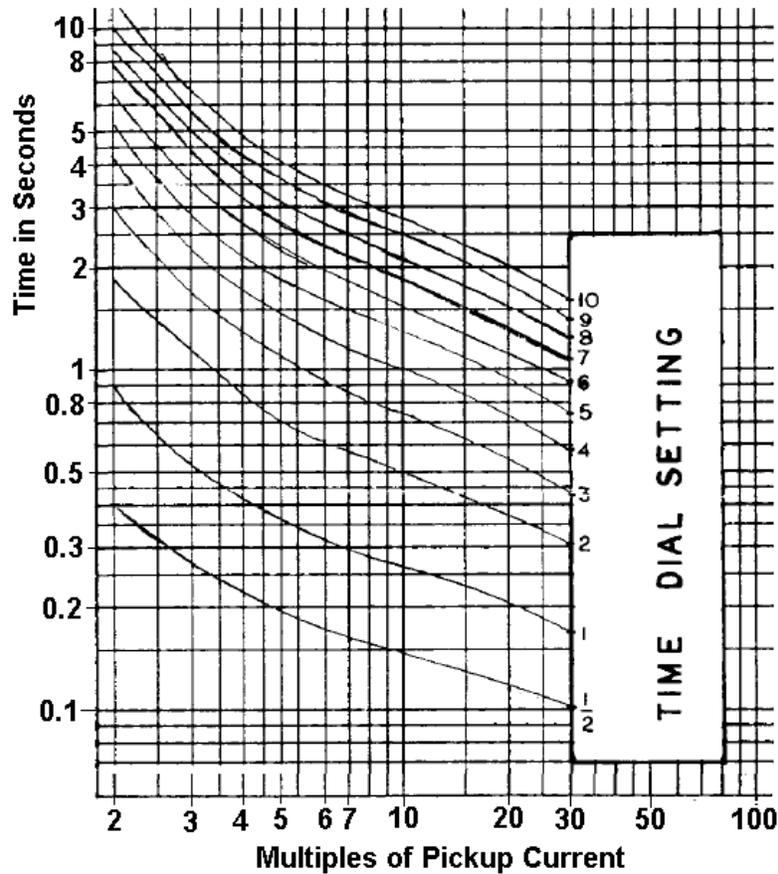


Figura P4b

Solución:

$$I_{Reponer} = \frac{5}{2000} 11.589 A = 28,97 A$$

$$I_{mpu} = \frac{28,97}{6} A = 4.828 A$$

$$t = 0,37 \text{ segundos o } 22,2 \text{ ciclos}$$

Problema P5.33: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P5.33. Suponga que un relé de sobrecorriente de tiempo está ubicado en la ubicación indicada de la línea de transmisión 1. La relación CT del relé es 1500: 5. Los ajustes del relé son: Característica: Muy inverso, Corriente de arranque = 8 A, Dial de tiempo = 1.

Para una condición específica cercana a la falla, las corrientes eléctricas en la línea de transmisión en la ubicación del relé son: $I_a = 845 A$, $I_b = 931 A$ e $I_c = 16,429 A$. Calcule el tiempo de disparo del relé de sobrecorriente de tiempo.

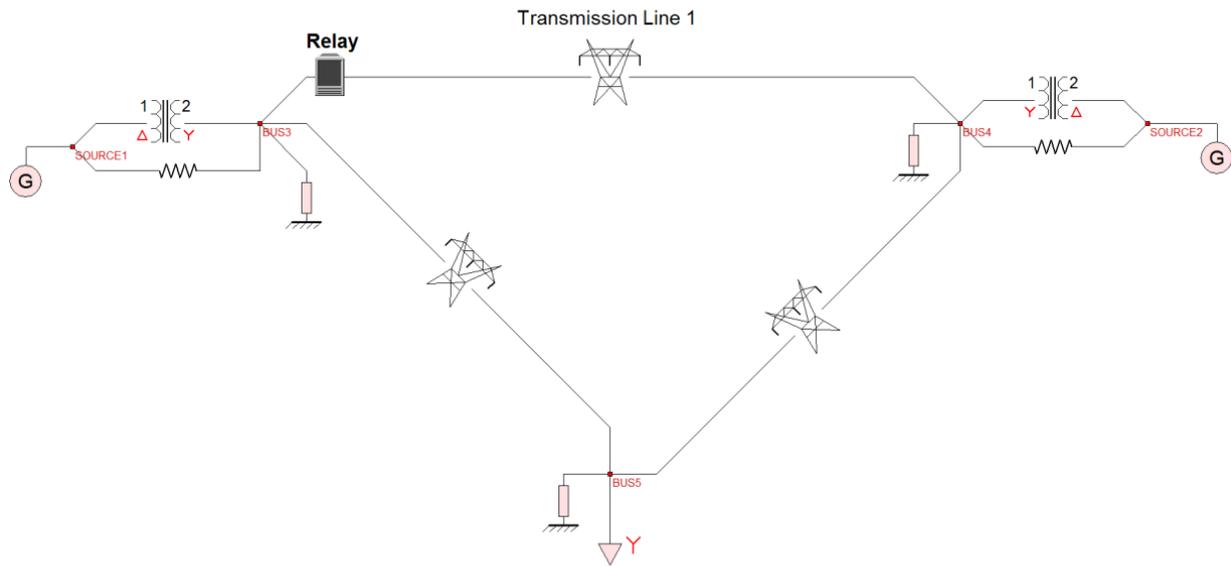


Figura P5.33

Problema P5.34: Considere un circuito trifásico de 600 A, 25 kV, 1.2 millas de largo, como se ilustra en la figura P5.34. La impedancia de fuente equivalente es:

$$z_1 = z_2 = j0,36 \text{ pu} \quad z_0 = j0,26 \text{ pu} \text{ (@ Base de 25kV (LL) y 100 MVA (trifásica))}$$

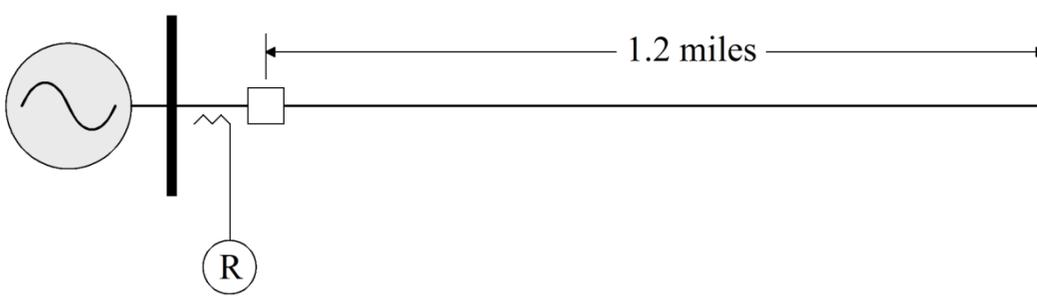
La impedancia del circuito es:

$$z_1 = z_2 = j0,60 \text{ ohmios / milla}, \quad z_0 = j1,75 \text{ ohmios / milla}$$

Un relé de sobrecorriente de tiempo inverso está ubicado en la ubicación indicada. El CT tiene una clasificación de 800: 5A. El relé es un relé numérico con ajustes: corriente de arranque = 7 amperios, muy inverso, dial de tiempo = 0,1. La función muy inversa está definida por:

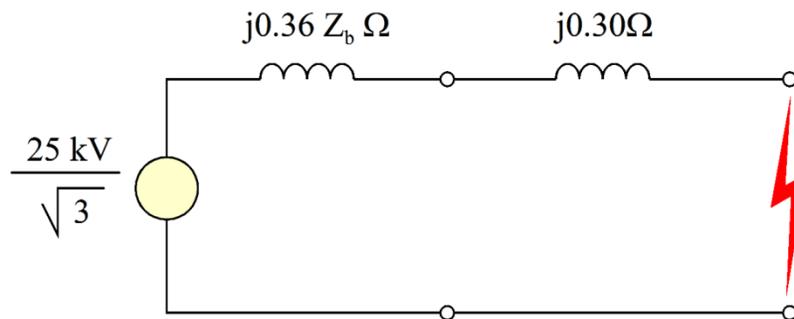
$$t_0 = \frac{19,61}{I_{p1}} t_D = 0,491 t_D$$

(a) Calcule el tiempo de disparo de una falla trifásica en un punto de la línea ubicado a 0.5 millas al lado derecho del disyuntor.


Figura P5.34

(B) Calcule el tiempo de disparo de una sola línea hasta la falla a tierra en un punto de la línea ubicado a 0.5 millas al lado derecho del interruptor.

Solución (Parte a):



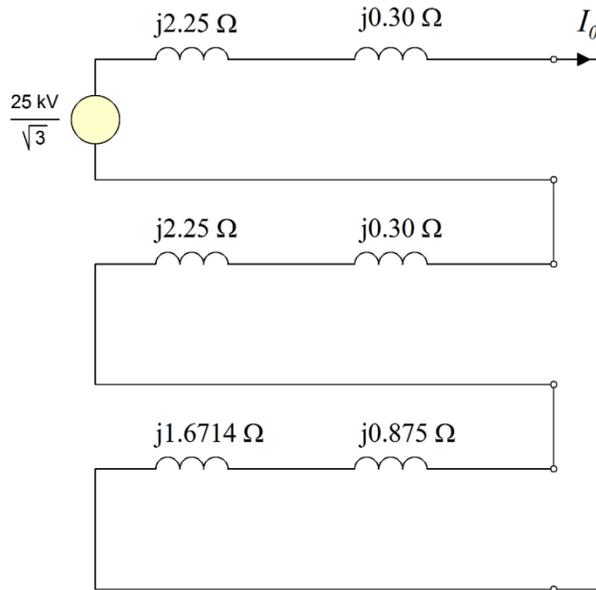
$$Z_B = \frac{25^2}{100} = 6.25$$

$$I = \frac{25 \text{ kV} / \sqrt{3}}{j2.55} = 5.66 \text{ kA}$$

$$I_{\text{reponer}} = \frac{5}{800} \cdot 5.66 \text{ kA} = 35.375 \text{ A}$$

$$I_r = \frac{35.375 \text{ A}}{7} = 5.0536 \text{ A}$$

Por lo tanto: $t = 0,129 \text{ seg}$, o $7,74 \text{ ciclos}$

Parte B:


$$I_0 = \frac{25 \text{ kV} / \sqrt{3}}{j7.6464} = 1.887 \text{ kA} \angle 90^\circ$$

$$\tilde{I}_a = 3I_0 = 5.633 \text{ kA} \angle 90^\circ$$

$$I_{reponer} = \frac{5}{800} \cdot 5.633 \text{ A} = 35.3938 \text{ A}$$

$$I_r = \frac{35.3938 \text{ A}}{7 \text{ A}} = 5.0563$$

$$t = 0,129 \text{ segundos o } 7,74 \text{ ciclos}$$

Problema P5.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P3. Suponga que un relé de sobrecorriente de tiempo (uno para cada fase) está ubicado en la ubicación indicada de la línea de transmisión 1. La relación CT del relé es 2000: 5. Los ajustes del relé son: muy inverso, corriente de arranque = 9 A, dial de tiempo = 0,2. La característica muy inversa es descrito con la ecuación:

$$t_0 = \frac{19,61}{I_r^2} t_D = 0,491 t_D$$

(a) Para una condición de falla específica, el corrientes en la línea de transmisión en la ubicación del relevo son:

$$\tilde{I}_a = 18,78 \text{ mi} \angle 10,8^\circ \text{ kA}, \tilde{I}_B = 4,98 \text{ mi} \angle 78,8^\circ \text{ kA}, \tilde{I}_C = 4,17 \text{ mi} \angle 68,9^\circ \text{ kA}$$

Calcule el tiempo de disparo del relé de sobreintensidad de tiempo (¿qué fase se disparará primero?).

(b) Para otra condición específica, las corrientes eléctricas en la línea de transmisión en la ubicación del relé son los siguientes:

Para $0 < t < 5$ ciclos: $\tilde{I}_a 19,78 \text{ mi}_j 10,80 \text{ kA}$, $\text{yo } \tilde{I}_B 5,77 \text{ mi}_j 78,80 \text{ kA}$, $\text{yo } \tilde{I}_C 3,27 \text{ mi}_j 68,90 \text{ kA}$

Para $t > 5$ ciclos: $\tilde{I}_a 12,89 \text{ mi}_j 10,80 \text{ kA}$, $\text{yo } \tilde{I}_B 3,80 \text{ mi}_j 78,80 \text{ kA}$, $\text{yo } \tilde{I}_C 2,67 \text{ mi}_j 68,90 \text{ kA}$

Calcule el tiempo de disparo del relé de sobreintensidad de tiempo. Tenga en cuenta que en este caso el tiempo de disparo es definido por la ecuación:

$$\int_0^{T_0} \frac{1}{t(I)} dt = 1, \text{ donde: } I = I_r, t = I_r \frac{19,61}{I^2} t_D = 0,491 t_D$$

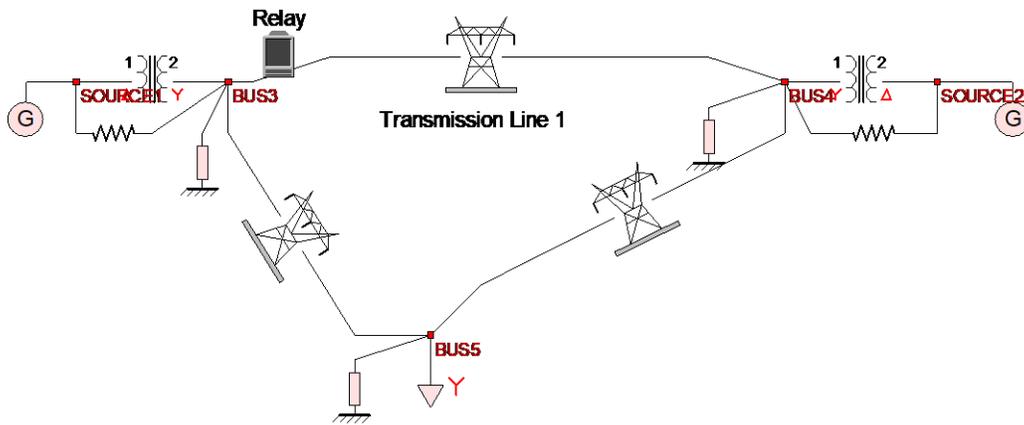


Figura P3

Solución:

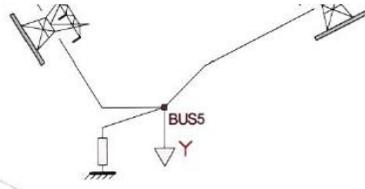


Figure P3

(a) $I_a = 18,780 \text{ A} \rightarrow I_{rel} = 46,98$
 $I_r = 5,2167$
 $t_0 = 0,2478 \text{ sec}$

(b) $0 < t < 5 \text{ cycles}$
 $I_a = 19,780 \text{ A} \rightarrow I_{rel} = 49,48$
 $I_r = 5,4944$
 $t(I_r) = 0,2326 \text{ sec}$

$t > 5 \text{ cycles}$

$I_a = 12,890 \text{ A} \rightarrow I_{rel} = 32,225 \text{ A}$
 $I_r = 3,5806$
 $t(I_r) = 0,430 \text{ sec}$

$$\int_0^{T_0} \frac{1}{t(I)} dt = 1 = \int_0^{0,0833} \frac{1}{0,2326} dt + \int_{0,0833}^{T_0} \frac{1}{0,43} dt = 0,3583 + \int_{0,0833}^{T_0} \frac{dt}{0,43}$$

Problema P5.2: Considere un circuito de 600 A, 13.8 kV, 2 millas de largo, como se ilustra en la Figura P2. La impedancia de fuente equivalente (sobre una base de 100 MVA (trifásica), 13,8 kV (línea a línea)) es:

$$z_1 = z_2 = j0,36 \text{ pu} \quad z_0 = j0,26 \text{ pu}$$

La impedancia del circuito es

$$z_1 = z_2 = j0,60 \text{ ohmios / milla}, \quad z_0 = j1,75 \text{ ohmios / milla}$$

Un relé de sobrecorriente de tiempo inverso está ubicado en la ubicación indicada. El CT tiene una clasificación de 800: 5A. El relé es un relé numérico con ajustes: corriente de arranque = 6 amperios, muy inverso, dial de tiempo = 0,1. La función muy inversa se define con:

$$t_0 = \frac{19,61}{I^2} t_d = 0,491 t_d$$

- Calcule el tiempo de disparo de una sola línea hasta la falla a tierra en un punto de la línea ubicado en el lado derecho del interruptor (distancia eléctrica cero desde la fuente).
- Calcule el tiempo de disparo de una sola línea hasta la falla a tierra al final de la línea, es decir, 2 millas de la fuente.

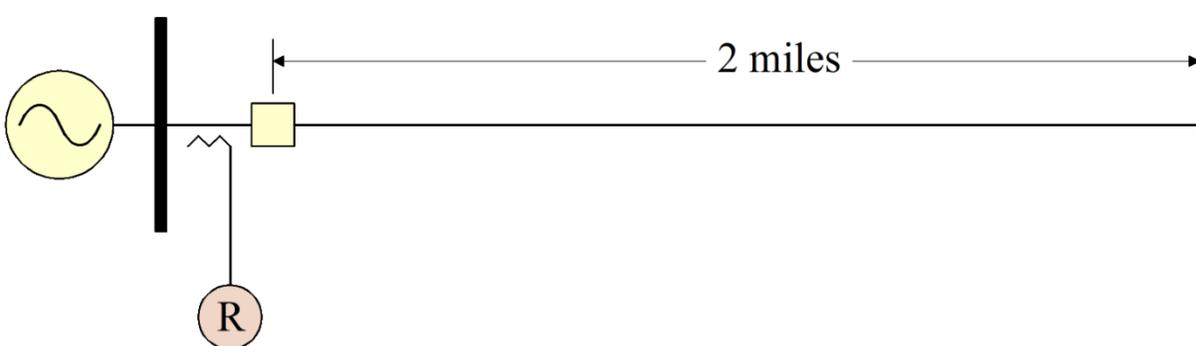


Figura P2

Solución:

(a)

$$I_o = \frac{1}{j0.36 + j0.36 + j0.26} = -j1.0204$$

$$I_{F_{pu}} = 3I_o = -j3.06122$$

$$I_F = I_{F_{pu}} \cdot \frac{100/3}{13.8/\sqrt{3}} = -j12.8072 \text{ kA}$$

$$I_{\text{relay}} = 80.04 \text{ A}$$

$$I_p = 13.34$$

$$t_o = 0.06018 \text{ sec} \\ (3.6 \text{ cycles})$$

(b)

$$I_o = \frac{13.8/\sqrt{3}}{(j0.98) \frac{13.8^2}{100} + j5.9} = -j1.0258 \text{ kA}$$

$$I_F = 3I_o = -j3.0774 \text{ kA}$$

$$I_{\text{relay}} = 19.233 \text{ A}$$

$$I_p = 3.205$$

$$t_o = 0.2604 \text{ sec} \\ (15.62 \text{ cycles})$$

3