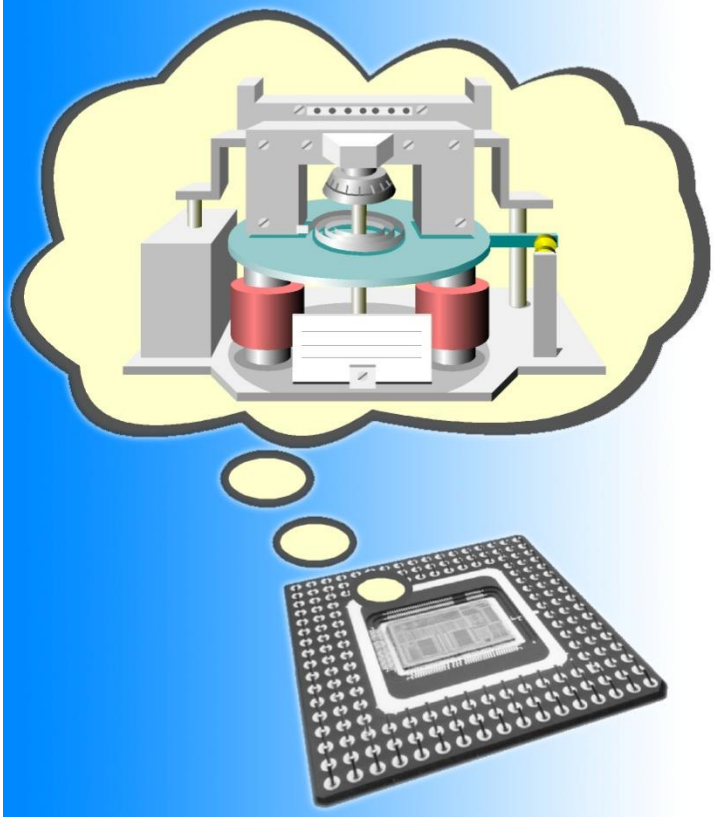


Energía Sistema

Retransmision

Una introducción

por:

AP Sakis Meliopoulos
Profesor Distinguido de Georgia Power Escuela de Ingeniería Eléctrica e Informática Instituto de Tecnología de Georgia

y:

George J. Cokkinides
Profesor visitante
Escuela de Ingeniería Eléctrica e Informática
Instituto de Tecnología de Georgia

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Expresiones de gratitud

A completar.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 1 _____ 4 Relés del sistema de potencia - Introducción_____ 4

1.0 Introducción _____ 4

2.0 El sistema de energía _____ 5

3.0 Clasificación de relés _____ 6

4.0 Componentes del sistema de protección de relés _____ 12

4.1 Subsistema de instrumentación_____15
4.2 Relés de protección_____20
4.3 Fusibles _____22
4.4 Disyuntores _____23

5.0 Zonas de protección_____ 25

6.0 Objetivos de los relés de protección _____ 26

7.0 Conozca el sistema de energía _____ 28

8.0 Normas y libros _____ 29

9.0 Automatización y relés del sistema de potencia _____ 31

10.0 Retransmisión del sistema de energía: problemas de investigación _____ 34

11.0 Retransmisión de sistemas de potencia: el sistema de protección del futuro _____ 40

12.0 Banco de pruebas de relés del sistema de potencia _____ 46

13.0 Problemas _____ 48

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Capítulo 1
Relés del sistema de potencia - Introducción

1.0 Introducción

Los sistemas de energía eléctrica están sujetos a fallas y fallas que resultan en condiciones inseguras y pueden dañar el equipo si persisten las condiciones defectuosas. Es imperativo desconectar el equipo defectuoso lo más rápido posible sin interrumpir la capacidad del sistema para servir las cargas eléctricas. Desde los primeros días de los sistemas de energía eléctrica, se desarrollaron tecnologías y procedimientos para lograr este objetivo. Los componentes clave de la tecnología son fusibles, relés e interruptores y circuitos de control asociados. La tecnología y las metodologías han evolucionado a lo largo de los años hasta convertirse en componentes de protección muy sofisticados con capacidades notables. Un componente clave de este sistema es el relé de protección que realiza el monitoreo del sistema, la lógica para identificar condiciones defectuosas o intolerables y tomar la decisión de cuándo interrumpir qué circuitos o iniciar procedimientos de apagado. Nos referimos a estos procedimientos como relés de protección. El objetivo de los relés de protección es aislar de manera selectiva y confiable un componente defectuoso del sistema de energía en el mínimo tiempo posible para que (a) se minimice la exposición del sistema a condiciones de falla, (b) se eviten daños y (c) seguridad Se minimizará el peligro para las personas dentro y alrededor de los sistemas de energía defectuosos. Lewis Blackburn [???] ha definido la retransmisión de protección de la siguiente manera. El objetivo de los relés de protección es aislar de manera selectiva y confiable un componente defectuoso del sistema de energía en el mínimo tiempo posible para que (a) se minimice la exposición del sistema a condiciones de falla, (b) se eviten daños y (c) seguridad Se minimizará el peligro para las personas dentro y alrededor de los sistemas de energía defectuosos. Lewis Blackburn [???] ha definido la retransmisión de protección de la siguiente manera. El objetivo de los relés de protección es aislar de manera selectiva y confiable un componente defectuoso del sistema de energía en el mínimo tiempo posible para que (a) se minimice la exposición del sistema a condiciones de falla, (b) se eviten daños y (c) seguridad Se minimizará el peligro para las personas dentro y alrededor de los sistemas de energía defectuosos. Lewis Blackburn [???] ha definido la retransmisión de protección de la siguiente manera.

La ciencia, la habilidad y el arte de aplicar y configurar relés y / o fusibles para proporcionar la máxima sensibilidad a fallas y condiciones indeseables, pero para evitar su operación en todas las condiciones permisibles o tolerables.

Hay dos cuestiones principales asociadas con los objetivos de la definición anterior de relés de protección: (a) monitoreo e identificación de una condición intolerable para la cual se debe proporcionar protección y (b) selección de la acción de protección para que la parte mínima posible del sistema será afectado. Estos problemas forman el núcleo de la retransmisión de protección. El hardware, los métodos, la lógica, la filosofía, etc. empleados para estos dos temas centrales han evolucionado a lo largo de los años. La experiencia ha dictado muchas prácticas de protección. El sistema eléctrico debe estar protegido contra dos tipos de fenómenos: (a) transitorios rápidos que normalmente duran muy poco tiempo pero tienen el potencial de dañar el sistema, tales como relámpagos transitorios y (b) condiciones defectuosas y posteriores condiciones perturbadas que pueden persistir en el sistema hasta que se tomen medidas para eliminar la causa de las condiciones defectuosas / perturbadas. El primer tipo de fenómenos se caracteriza por voltajes transitorios altos con duraciones relativamente cortas (microsegundos, milisegundos) de energía relativamente baja, mientras que los segundos se caracterizan por una corriente alta y una duración relativamente más larga (decenas de milisegundos y más) y, por lo tanto, un alto contenido de energía. Es importante señalar que los dos tipos de fenómenos están interrelacionados. Por ejemplo, un voltaje transitorio rápido (debido a un rayo) puede causar una ruptura del aislamiento y, por lo tanto, una condición de falla de seguimiento permanente. El primer tipo de fenómenos se caracteriza por voltajes transitorios altos con duraciones relativamente cortas (microsegundos, milisegundos) de energía relativamente baja, mientras que los segundos se caracterizan por una corriente alta y una duración relativamente más larga (decenas de milisegundos y más) y, por lo tanto, un alto contenido de energía. Es importante señalar que los dos tipos de fenómenos están interrelacionados. Por ejemplo, un voltaje transitorio rápido (debido a un rayo) puede causar una ruptura del aislamiento y, por lo tanto, una condición de falla de seguimiento permanente. El primer tipo de fenómenos se caracteriza por voltajes transitorios altos con duraciones relativamente cortas (microsegundos, milisegundos) de energía relativamente baja, mientras que los segundos se caracterizan por una corriente alta y una duración relativamente más larga (decenas de milisegundos y más) y, por lo tanto, un alto contenido de energía. Es importante señalar que los dos tipos de fenómenos están interrelacionados. Por ejemplo, un voltaje transitorio rápido (debido a un rayo) puede causar una ruptura del aislamiento y, por lo tanto, una condición de falla de seguimiento permanente.

en el sistema.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Se utiliza un sistema en capas para proteger el sistema de energía. La primera capa, denominada sistema de protección contra sobretensiones, proporciona la protección del sistema contra los transitorios rápidos. La segunda capa, denominada sistema de protección por relé, proporciona la protección del sistema contra condiciones defectuosas / perturbadas. Este libro se centra en la segunda capa.

El problema de la protección por retransmisión es muy complejo. Para simplificar el problema, el problema de protección general se divide en problemas más pequeños con el uso del concepto de zona de protección. Una zona de protección es una pequeña parte de un sistema de energía (por ejemplo, una sola línea de transmisión, un solo generador, etc.). El diseño de un sistema de protección para una zona de protección (**zona** protección) es un problema relativamente más simple. Suponiendo que cualquier parte de un sistema de energía pertenecerá a una zona de protección, entonces el sistema de energía en general está protegido. El diseño de un sistema de protección para una zona de protección se enfoca solo en condiciones anormales e intolerables que son causadas por condiciones defectuosas solo en la zona de protección. Por lo tanto, el sistema de protección de zona está diseñado para responder a condiciones anormales e intolerables solo en su propia zona. Este enfoque de diseño de sistemas de protección cubre la mayoría de las condiciones anormales e intolerables en el sistema de energía para las cuales se debe proporcionar protección. Sin embargo, hay algunos fenómenos que involucran condiciones anormales e intolerables del sistema que no son locales para una sola zona de protección o pueden no involucrar una falla. por ejemplo, oscilaciones en todo el sistema provocadas por una falla que se ha identificado y eliminado con éxito. Estas oscilaciones (o condiciones perturbadas de seguimiento) pueden o no ser tolerables. En caso de que no sean tolerables, el sistema de protección debe diseñarse para proteger el sistema. Para estos casos, se necesita información del sistema general junto con la capacidad de determinar que la oscilación será intolerable y luego se deben tomar medidas. Nos referimos a este tipo de problemas como " Se necesita información del sistema general junto con la capacidad de determinar que la oscilación será intolerable y luego se deben tomar medidas. Nos referimos a este tipo de problemas como " Se necesita información del sistema general junto con la capacidad de determinar que la oscilación será intolerable y luego se deben tomar medidas. Nos referimos a este tipo de problemas como "**sistema** proteccion". Por lo tanto, el problema del diseño de protección puede verse como que consta de dos subproblemas: (a) diseño del sistema de protección para una zona de protección (**zona** protección), y (b) diseño de esquemas de protección del sistema para condiciones anormales del sistema (**sistema** proteccion).

2.0 El sistema de energía

Ocasionalmente, el sistema de energía eléctrica se ve afectado por fallas, equipos defectuosos y otras condiciones de funcionamiento anormales. El número de posibles tipos de perturbaciones es extremadamente grande. Los disturbios pueden ser temporales y tolerables mientras ocurren o permanentes e intolerables o temporales e intolerables. Un sistema de protección monitorea cantidades específicas del sistema de energía, típicamente tres voltajes y tres corrientes, y se espera que determine a partir de los datos recopilados el estado del sistema y si se debe tomar una acción. Algunas condiciones se determinan fácilmente (por ejemplo, un cortocircuito) mientras que otras requieren un procesamiento más sofisticado de los datos (por ejemplo, sobreexcitación del transformador, generador fuera de paso, etc.). Debido a que el sistema de energía es un sistema dinámico complejo,

El primer componente en el diseño de los algoritmos para clasificar la condición del sistema y si un relé debe actuar es una comprensión profunda del sistema de energía eléctrica y su respuesta a las perturbaciones. Es imperativo que la respuesta y el comportamiento del sistema a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las perturbaciones y fallas por las que debemos protegernos son bien conocidas. Este conocimiento es necesario para el diseño de métodos adecuados de monitoreo y predicción que, cuando se aplican correctamente, proporcionarán el inicio adecuado de la acción protectora. Las funciones de protección del sistema requieren una comprensión profunda de las características operativas del sistema. “Sepa qué y para qué necesita proteger” es un principio general que se aplica vívidamente a la protección del sistema de energía eléctrica.

El segundo componente en el diseño de sistemas de protección es la filosofía de protección. ¿Por qué necesitamos una "filosofía de protección"? Por la sencilla razón de que es posible que tengamos un sistema de protección "demasiado conservador" que interrumpirá el servicio a los clientes por cada perturbación del sistema o un sistema "demasiado tolerable" que permitirá que las condiciones inseguras persistan en el sistema durante períodos más prolongados de hora. La filosofía de protección "marca la línea" entre estos dos casos extremos al tomar decisiones acertadas que minimizan las interrupciones del servicio, maximizan la vida útil del equipo y minimizan la exposición a condiciones inseguras para los seres humanos. Específicamente, hay muchas restricciones estrictas que deben cumplirse (seguridad, límites de operación del equipo, etc.) pero también hay espacio para muchas opciones. En general, La filosofía de protección imperante es aislar la mínima parte posible del sistema para todas las condiciones intolerables. El término condiciones intolerables implica una condición que dañará a las personas y / o al equipo.

El tercer componente que debe abordarse es qué fenómenos afectan el desempeño del sistema de protección. El sistema de protección comprende los relés, así como los dispositivos de interrupción y todos los controles asociados con los dispositivos de interrupción. La operación confiable de todo el sistema depende del diseño adecuado del sistema integrado, posibles procedimientos de autocomprobación, esquemas a prueba de fallas y procedimientos de mantenimiento. Un requisito obvio es que el sistema de interrupción (disyuntor, fusible, etc.) debe poder interrumpir la corriente de falla con éxito. Por ejemplo, si un interruptor está diseñado para funcionar de manera confiable para corrientes de falla por debajo de 40 kA y la corriente de falla real es de 50 kAs, es posible que el interruptor no pueda interrumpir la corriente de falla y aislar el dispositivo defectuoso, lo que provocará una falla del interruptor y condiciones anormales más graves. que la falla original. Abordaremos algunos de estos problemas en las secciones correspondientes.

3.0 Clasificación de relés

Los relés se pueden clasificar de acuerdo con su función prevista, así como de acuerdo con la tecnología que utilizan. La Tabla 1.1 proporciona una clasificación de relés según su función prevista. En este libro nos centramos en los relés de protección, aunque muchas veces haremos referencia a otros tipos de relés. También es importante tener en cuenta que con la introducción de los relés numéricos, muchas funciones se pueden "empaquetar" dentro de un relé. Como resultado, la clasificación de relés en protección, monitoreo, reconexión, etc.se ha vuelto obsoleta desde un
un solo relé puede realizar muchas de estas funciones.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tabla 1.1 Clasificaciones de relés por función

Protector
Vigilancia
Reconexión
Regulando
Auxiliar
Sincronizando

La tecnología de construcción de relés ha cambiado a lo largo de los años a medida que cambia la tecnología. La Tabla 1.2 proporciona una lista de las diversas tecnologías de relés a lo largo de los años.

Tabla 1.2 Tecnologías de relés

Electromecánica	1900
De Estado sólido	1960
Digital o numérico	Decenio de 1980

Inicialmente, los relés electromecánicos se introdujeron en las primeras etapas de la industria de la energía eléctrica. Los relés electromecánicos son sistemas electromecánicos que están diseñados para realizar una función lógica basada en entradas específicas de tensiones y corrientes. Esta tecnología comenzó con el relé de tipo émbolo muy simple y evolucionó hacia sistemas altamente sofisticados que realizaban operaciones lógicas complejas, por ejemplo, el relé mho modificado es un sistema que monitorea la impedancia del sistema como "visto" en un punto específico del sistema y actúa siempre que la impedancia se mueve a una región preespecificada (característica del relé). En los primeros años de la industria de la energía eléctrica, el relé de sobrecorriente de retardo de tiempo inverso se desarrolló en base al disco de inducción (Westinghouse) o la copa de inducción (GE). El relé del disco de inducción se ilustra en la Figura 1. 1. La función de protección de sobreintensidad de tiempo es una de las principales funciones de protección que se ofrecen en prácticamente todos los esquemas de protección. A lo largo de los años, los relés electromecánicos se convirtieron en sofisticados dispositivos lógicos analógicos con gran selectividad y fiabilidad operativa.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

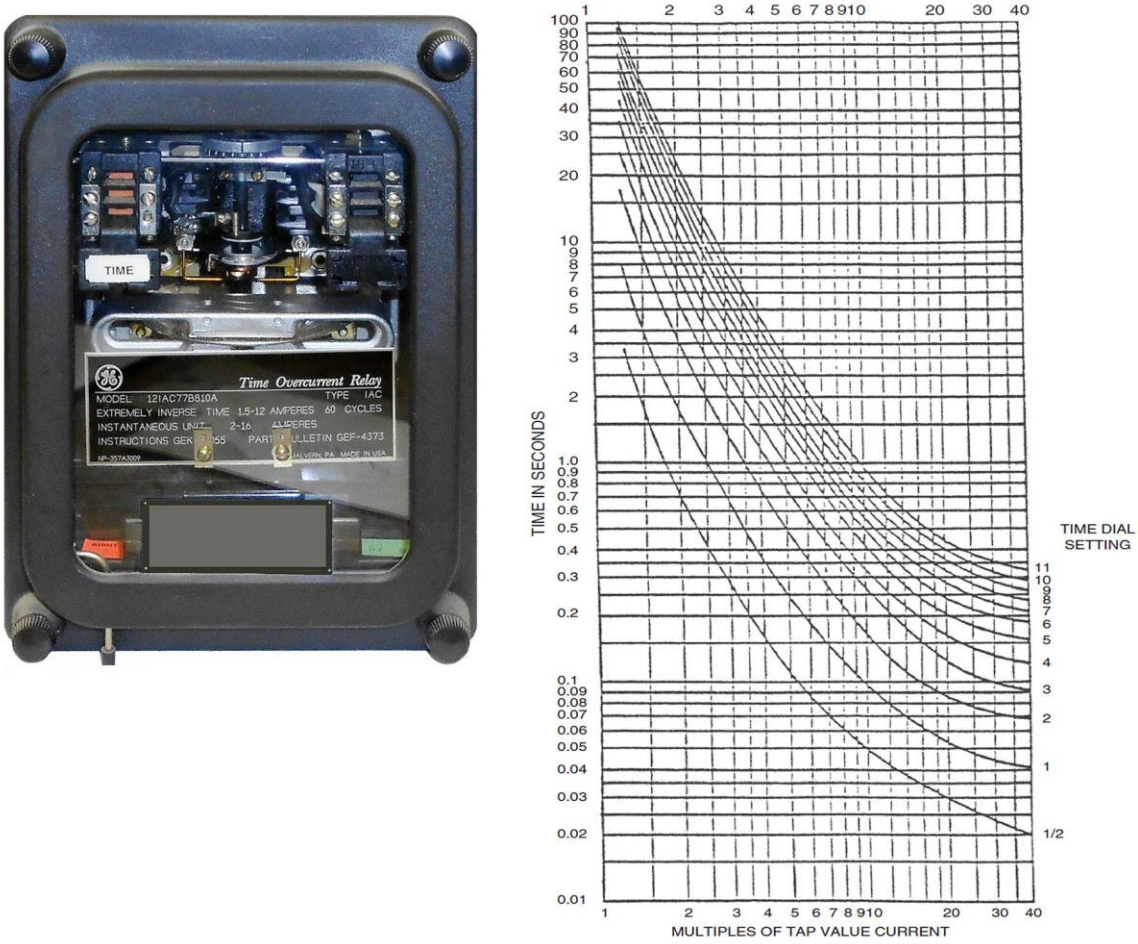


Figura 1.1a Relé electromecánico. Tecnología: Disco de inducción, principio de Operación: Sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso

La invención del transistor a finales de los años 40 y la posterior tecnología de estado sólido brindó la oportunidad de reemplazar los voluminosos relés electromecánicos por relés de estado sólido. El atractivo no fue solo la reducción de tamaño, sino la capacidad de implementar funciones lógicas aún más complejas. El desarrollo de relés de estado sólido fue muy lento debido a las preocupaciones sobre cómo funcionará la tecnología de estado sólido en el duro entorno electromagnético de las instalaciones eléctricas. Cuando los relés de estado sólido comenzaron a ser aceptables para la industria, el primer esfuerzo para desarrollar relés digitales (relés numéricos) se introdujo a finales de los sesenta y principios de los setenta. El primer relé informático se desarrolló en 1970 con una implementación de prueba en una subestación en California. Los relés de computadora parecían ser costosos en ese momento. Sin embargo, Los esfuerzos de retransmisión por computadora, junto con la introducción del microprocesador a principios de la década de 1980, llevaron al desarrollo del relé basado en microprocesador (relé numérico). El microprocesador proporcionó la capacidad de implementar funciones lógicas extremadamente complejas en un paquete muy pequeño y a bajo costo. Además, proporcionó la capacidad de implementar múltiples funciones lógicas con un solo microprocesador. Esta capacidad fue reconocida en las primeras etapas de la tecnología de microprocesadores. Sin embargo, dos problemas han mantenido el desarrollo a un ritmo muy lento. El microprocesador proporcionó la capacidad de implementar funciones lógicas extremadamente complejas en un paquete muy pequeño y a bajo costo. Además, proporcionó la capacidad de implementar múltiples funciones lógicas con un solo microprocesador. Esta capacidad fue reconocida en las primeras etapas de la tecnología de microprocesadores. Sin embargo, dos problemas han mantenido el desarrollo a un ritmo muy lento. El microprocesador proporcionó la capacidad de implementar funciones lógicas extremadamente complejas en un paquete muy pequeño y a bajo costo. Además, proporcionó la capacidad de implementar múltiples funciones lógicas con un solo microprocesador. Esta capacidad fue reconocida en las primeras etapas de la tecnología de microprocesadores. Sin embargo, dos problemas han mantenido el desarrollo a un ritmo muy lento.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

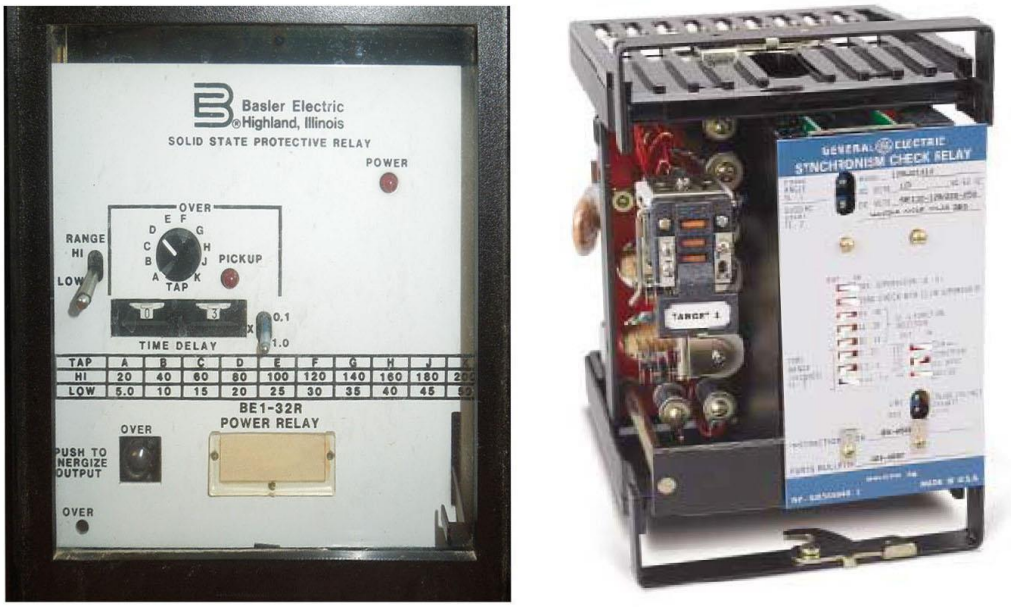


Figura 1.1b Relés de estado sólido.

Tecnología: Circuitos lógicos y analógicos basados en transistores

El primer problema fue el de la fiabilidad. Los microprocesadores funcionan a voltajes muy bajos. Un relé basado en microprocesador instalado en el duro entorno electromagnético de una instalación eléctrica puede ser vulnerable y, por lo tanto, la fiabilidad del relé puede verse comprometida. Si bien esto era cierto con los primeros sistemas, se desarrollaron diseños que reforzaban y protegían los sistemas de microprocesadores para una operación segura y confiable en el duro entorno electromagnético de las subestaciones e instalaciones eléctricas. El segundo problema fue el hecho de que los primeros microprocesadores no tenían la potencia informática necesaria para realizar los cálculos necesarios en tiempo real. Ambos problemas se han resuelto y olvidado. El primer relé comercial basado en microprocesador se introdujo en 1984 (Schweitzer Laboratories) y sus muchas ventajas impulsaron la tecnología a capacidades notables. La principal ventaja de estos relés es la capacidad de agregar funciones de protección simplemente aumentando el software en el microprocesador, permitiendo así relés multifuncionales en una sola caja, asumiendo que el microprocesador tiene suficiente capacidad informática para manejar los cálculos. Hoy en día, el relé basado en microprocesador (o relé digital o numérico) es un componente bien diseñado con una fiabilidad muy alta, capaz de funcionar en el duro entorno electromagnético de una instalación eléctrica y con una potencia de cálculo notable. Un relé digital es típicamente un relé multifuncional, es decir, realiza varias funciones de relé dentro de un solo dispositivo. La capacidad multifuncional del relé digital lo ha establecido como el dispositivo de elección tanto desde el punto de vista económico como de rendimiento. Las ventajas del relé digital son tantas que hoy en día cualquier nueva instalación o actualización se basa casi exclusivamente en relés digitales. En otro capítulo se proporcionará una perspectiva histórica más detallada.

La figura 1.2 ilustra ejemplos de relés numéricos de diferentes fabricantes. Tenga en cuenta que los relés numéricos ahora son solo "cajas" con pocas pantallas. Sin embargo, el estado de la técnica ha evolucionado hasta el punto en que cada uno de los relés numéricos se puede interconectar con un personal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

computadora y a través de sofisticadas interfaces de usuario, todo el relé se puede ver y programar. La complejidad de un relé multifuncional es bastante alta y requiere capacitación en su uso, pero la sofisticación y las capacidades son enormes. Es importante señalar que los relés numéricos multifuncionales han reducido drásticamente los requisitos de espacio en la casa de control de la subestación con las reducciones de costos asociadas. Específicamente, mientras que en el pasado la protección de una línea de transmisión podía necesitar varios relés electromecánicos de función única, ocupando varios racks en una casa de control de subestación, ahora todo el conjunto de relés de protección normalmente se aloja en un dispositivo de 19 por 8 pulgadas. Además,

Un relé numérico típico incluye un sistema de adquisición de datos que consta de un circuito de entrada analógica frontal seguido de convertidores analógicos a digitales. Este sistema convierte las cantidades monitoreadas en formas de onda digitalizadas que se alimentan al microprocesador donde se realiza todo el análisis y la lógica. A medida que avanza la tecnología, hemos visto en los últimos años la separación del sistema de adquisición de datos de los relés. En concreto, se ha desarrollado un sistema de adquisición de datos que se puede colocar directamente en el campo (cerca de un interruptor, cerca de un transformador, etc.) bajo el nombre genérico de “unidades de fusión”. La unidad de fusión digitaliza los datos en el campo. Posteriormente, los datos digitalizados se pueden transmitir al relé a través de líneas de fibra óptica. El relé digital ahora es simplemente una computadora que recibe los datos directamente en forma digitalizada y realiza el análisis y la lógica. La evolución de la tecnología y la implicación para la protección y la automatización del sistema.
se discutirá en secciones posteriores.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Figura 1.2 Relés multifuncionales digitales (numéricos): cortesía de los fabricantes

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.0 Componentes del sistema de relés de protección

El sistema de protección consta de cuatro componentes discretos: (a) el subsistema de instrumentación que consta de transformadores de instrumentos 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 las tensiones 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 a través de alguna lógica para determinar si se requiere acción para remediar una condición intolerable, (c) el subsistema de control, que consiste en entradas discretas y salidas discretas para el subsistema lógico y los circuitos lógicos para activar las decisiones del relé. Por ejemplo, el estado del subsistema de interrupción 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 disyuntores): un contacto 52a (interruptor normalmente abierto o abierto "en el estante" - estará cerrado cuando el interruptor esté energizado y en la posición cerrada) y un contacto 52b (interruptor normalmente cerrado o cerrado "en el estante" - estará abierto cuando el interruptor está energizado y en posición cerrada). Estos contactos son controlados mecánicamente por la ubicación del interruptor para máxima confiabilidad, y (d) el subsistema de interrupción. El subsistema de interrupción consta de un disyuntor, un interruptor operado por motor, etc.

La figura 1.3 ilustra los componentes básicos de dicho sistema. La figura 1.4 ilustra la representación simbólica de tal sistema. La figura 1.5 ilustra un circuito de control de muestra para un sistema de relés de protección. La Figura 1.6 ilustra un ejemplo de sistema de monitoreo de fallas en el circuito de la batería del sistema de control. Las tecnologías involucradas en cada subsistema pueden variar. La Tabla 1.3 enumera los componentes de monitoreo y decisión y la Tabla 1.4 enumera los dispositivos de interrupción. Estas
Los componentes se revisarán a continuación.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

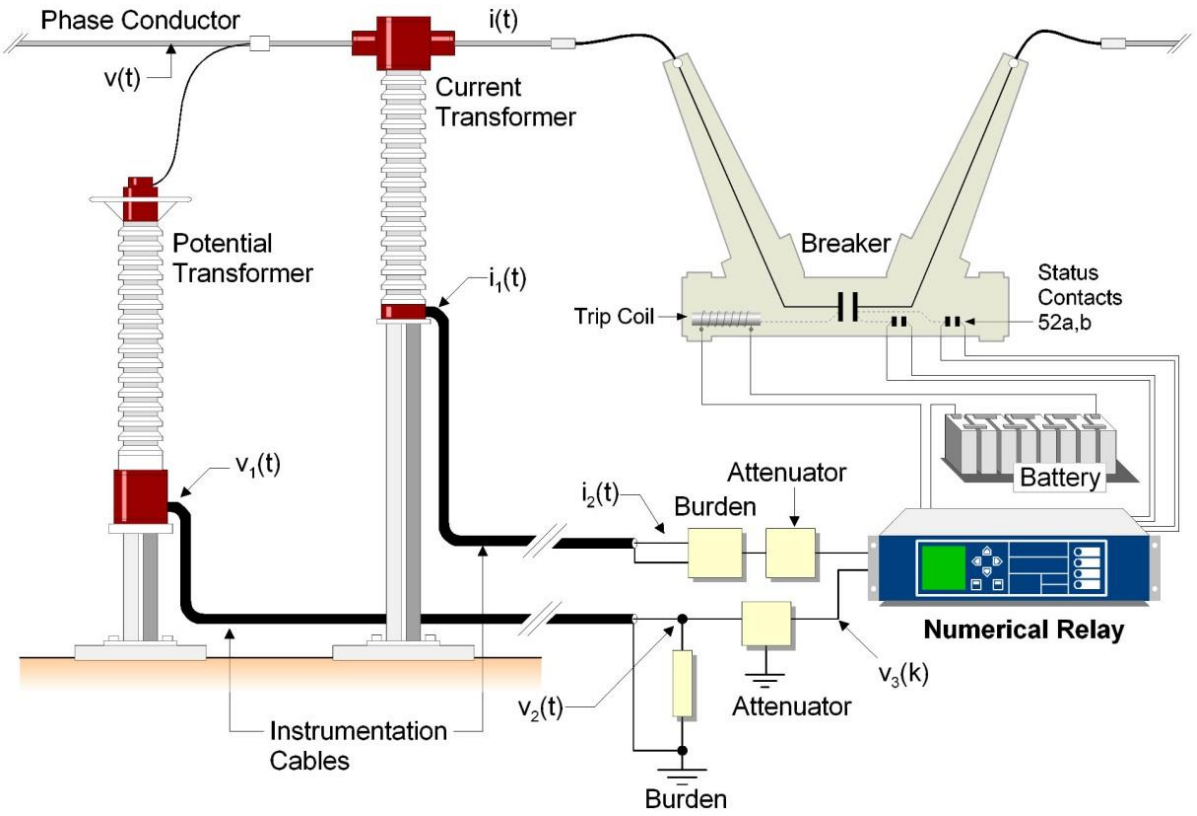


Figura 1.3 Ilustración de un sistema de relés de protección

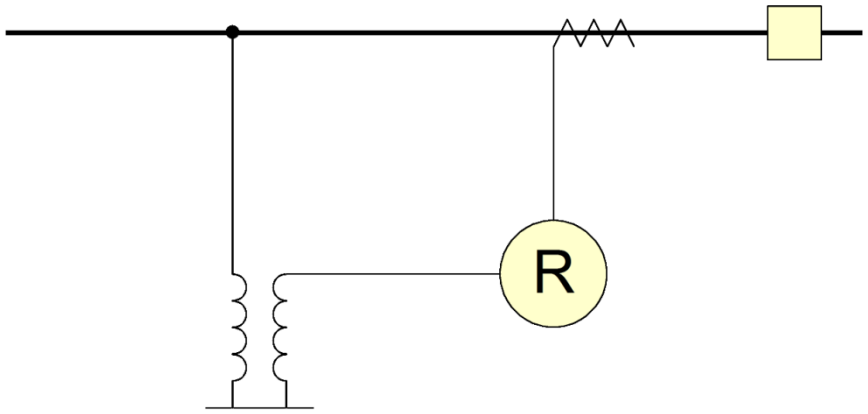


Figura 1.4 Representación simbólica de un sistema de relés de protección: relé con Entrada de corriente y voltaje

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

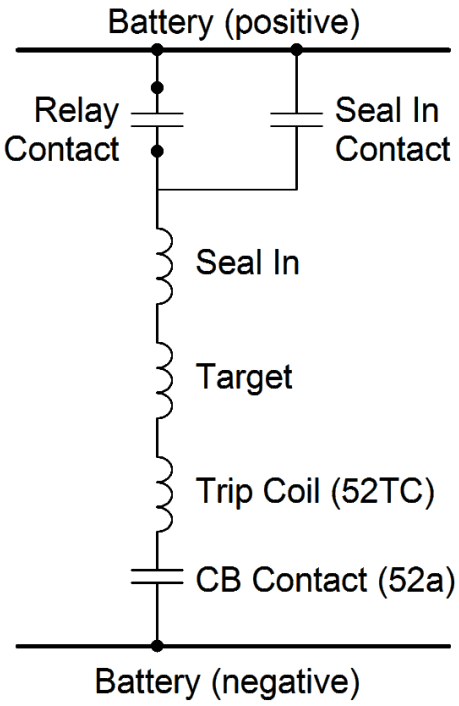


Figura 1.5 Ejemplo de circuito de control de un sistema de relés de protección

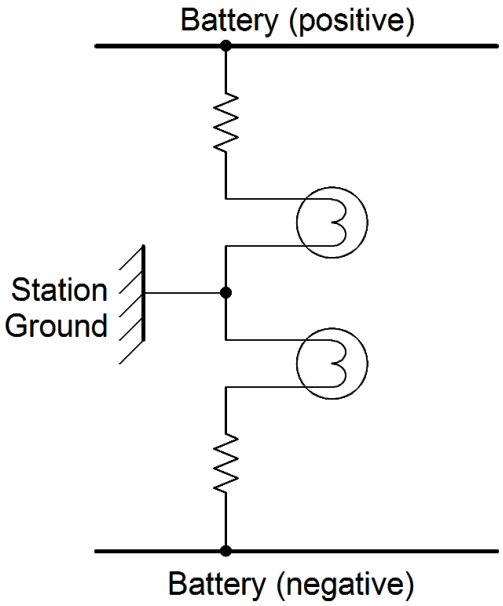


Figura 1.6 Ejemplo de sistema de monitoreo para fallas de batería en el circuito de control de un sistema de relés de protección

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tabla 1.3 Componentes del subsistema de seguimiento y decisión

Transformadores de instrumentos
Unidades de fusión
Relés

Tabla 1.4 Dispositivos de interrupción

Fusibles
Rompedores de circuito

4.1 Subsistema de instrumentación

El objetivo del subsistema de instrumentación es proporcionar la interfaz adecuada entre el sistema de energía eléctrica de alto voltaje y los relés que operan a un voltaje relativamente bajo. La instrumentación consta de transformadores de instrumentos que convierten el alto voltaje y la alta corriente del sistema de potencia en voltajes y corrientes de nivel de instrumentación que se pueden alimentar al relé. Los relés electromecánicos requieren típicamente una energía eléctrica relativamente sustancial para funcionar en comparación con los relés numéricos. Por esta razón, los voltajes de entrada y las corrientes en los relés se estandarizaron a niveles relativamente altos en comparación con las necesidades numéricas de relés actuales. Los voltajes estándar son 69 V y 115 voltios y las corrientes estándar son 5 amperios y 1 amperio. El subsistema de instrumentación está conectado al sistema de alto voltaje y genera réplicas de los voltajes y corrientes en los niveles estándar del relé. En general, el subsistema de instrumentación consta de transformadores de tensión y transformadores de corriente. Nos referimos a estos transformadores como transformadores de instrumentación. El subsistema de instrumentación para relés numéricos también comprende una etapa de conversión de analógico a digital. Relés numéricos tradicionales que empaquetan la unidad de conversión analógica a digital dentro del relé. En los últimos años hemos visto la separación de la unidad de conversión analógica a digital del relé con la introducción de las unidades de fusión. Los dos enfoques alternativos se muestran en la Figura 1.7. La nueva tecnología de fusión de unidades tiene algunas ventajas muy importantes que se discutirán en secciones posteriores.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

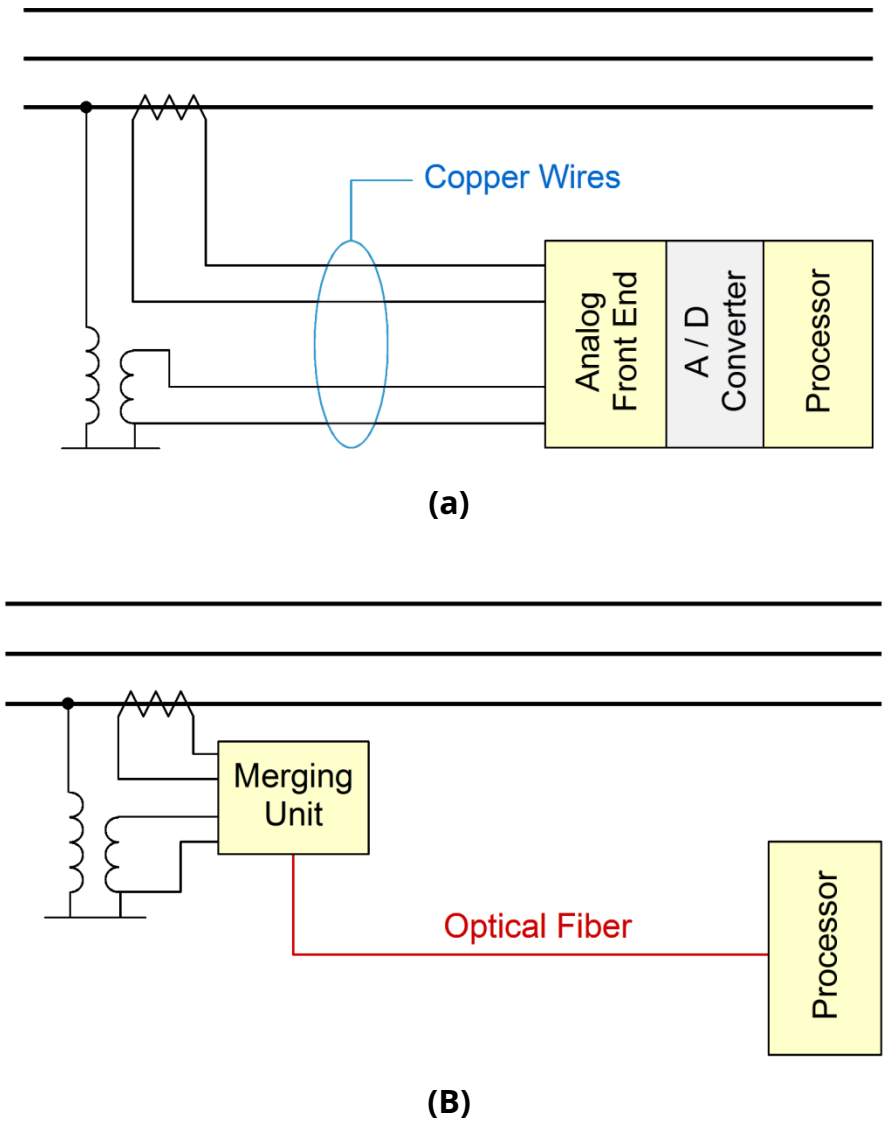


Figura 1.7 Instrumentación de relés numéricos

(a) Enfoque tradicional, (b) Enfoque de unidad de fusión

Los tipos estándar de transformadores de voltaje se enumeran en la Tabla 1.5. Específicamente, hay cuatro tipos de**V** oltage **T**transformadores (VT). (a) transformador de potencial de tipo bobinado (PT), (b) transformador de voltaje acoplado a condensador (CCVT), (c) divisor de voltaje resistivo (VD) y (d) transformador de voltaje óptico, TT óptico (EOVT). En el pasado, solo se usaban las dos primeras tecnologías y los voltajes secundarios estándar eran 69,3 V o 115 V. La figura 1.8 proporciona fotografías de transformadores de voltaje típicos. Los detalles de las diversas tecnologías de transformadores de voltaje serán
examinado en el Capítulo 6 en detalle.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Figura 1.8 Fotografías de transformadores de voltaje típicos
(De izquierda a derecha: transformador de potencial EHV, transformador de potencial de dos bujes, medio Transformador de potencial de voltaje, CCVT, TT óptico (EOVT))

La corriente eléctrica se detecta con transformadores de corriente. Hay cuatro tipos de transformadores de corriente que se utilizan para este propósito. Estos se enumeran en la Tabla 1.6. Tenga en cuenta que los transformadores de corriente con salida de corriente CT / C o simplemente CT representan el caballo de batalla para aplicaciones de relés. Estos transformadores se aplican de tal manera que el relé es parte del circuito secundario del TC como se ilustra en la Figura 1.9a. Tenga en cuenta que la "carga", es decir, la impedancia en el circuito secundario es la impedancia del relé o la suma de las impedancias de todos los relés conectados al circuito secundario del TC. La impedancia del relé suele ser una resistencia muy pequeña, normalmente de 0,1 ohmios. En general, se pueden conectar varios relés (en serie) al mismo circuito secundario de un solo CT. Los dispositivos CT / V están equipados con una impedancia en el secundario y la salida es el voltaje a través de esta impedancia, como se ilustra en la Figura 1.9b. La salida de estos TC normalmente está conectada a un dispositivo de alta impedancia de entrada. En muchas aplicaciones, la corriente primaria puede ser de un valor muy alto. Los TC de núcleo de hierro para estas corrientes muy altas pueden saturarse y, por lo tanto, poner en peligro el funcionamiento correcto de los relés. En estos casos, es deseable tener TC que sean lineales y no se saturen. Se pueden utilizar los TC de núcleo de aire (también conocidos como bobinas de Rogowski). Estos TC no se saturan. El problema con estos TC es su precisión y pueden necesitar calibración cada vez que se instalan en una nueva posición. Recientemente se han introducido los TC ópticos (MOCT). Figura La salida de estos TC normalmente está conectada a un dispositivo de alta impedancia de entrada. En muchas aplicaciones, la corriente primaria puede ser de un valor muy alto. Los TC de núcleo de hierro para estas corrientes muy altas pueden saturarse y, por lo tanto, poner en peligro el funcionamiento correcto de los relés. En estos casos, es deseable tener TC que sean lineales y no se saturen. Se pueden utilizar los TC de núcleo de aire (también conocidos como bobinas de Rogowski). Estos TC no se saturan. El problema con estos TC es su precisión y pueden necesitar calibración cada vez que se instalan en una nueva posición. Recientemente se han introducido los TC ópticos (MOCT). Figura La salida de estos TC normalmente está conectada a un dispositivo de alta impedancia de entrada. En muchas aplicaciones, la corriente primaria puede ser de un valor muy alto. Los TC de núcleo de hierro para estas corrientes muy altas pueden saturarse y, por lo tanto, poner en peligro el funcionamiento correcto de los relés. En estos casos, es deseable tener TC que sean lineales y no se saturen. Se pueden utilizar los TC de núcleo de aire (también conocidos como bobinas de Rogowski). Estos TC no se saturan. El problema con estos TC es su precisión y pueden necesitar calibración cada vez que se instalan en una nueva posición. Recientemente se han introducido los TC ópticos (MOCT). Figura En estos casos, es deseable tener TC que sean l
1.10 proporciona fotografías de transformadores de corriente típicos.

Hemos mencionado dos problemas con los TC, la saturación y la calibración. Ambos problemas son muy importantes para la aplicación de retransmisión. El Capítulo 6 proporciona información adicional para los transformadores de medida.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tabla 1.5: Tecnologías de transformadores de voltaje

(Estándar: voltaje secundario: 69,3 voltios, 115 voltios)
PT
CCVT
VD
VT óptico - EOVT

Tabla 1.6: Tecnologías de transformadores de corriente

(Estándar: 5 amperios o 1 amperio)
CT / C
CT / V
CT de núcleo de aire
CT óptica - MOCT
(xxTyy o xxCyy, xx: error máximo, voltaje yy seg.)

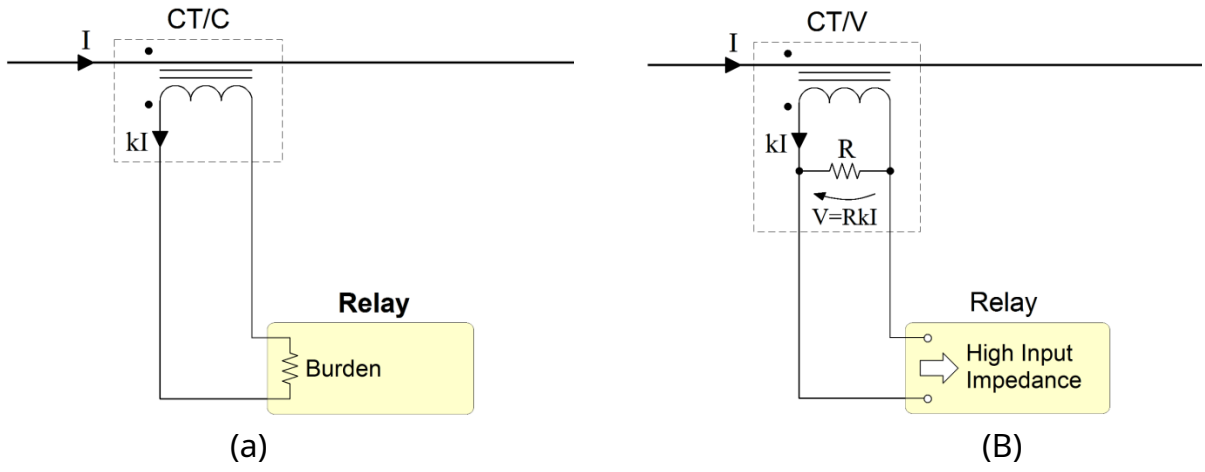


Figura 1.9 Ilustraciones de conexiones de TC a un relé
((a) Conexión CT / C: la carga es típicamente de baja impedancia, 0.1 ohmios o 0.14 ohmios, (b) CT / V Conexión: relé de alta impedancia de entrada)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

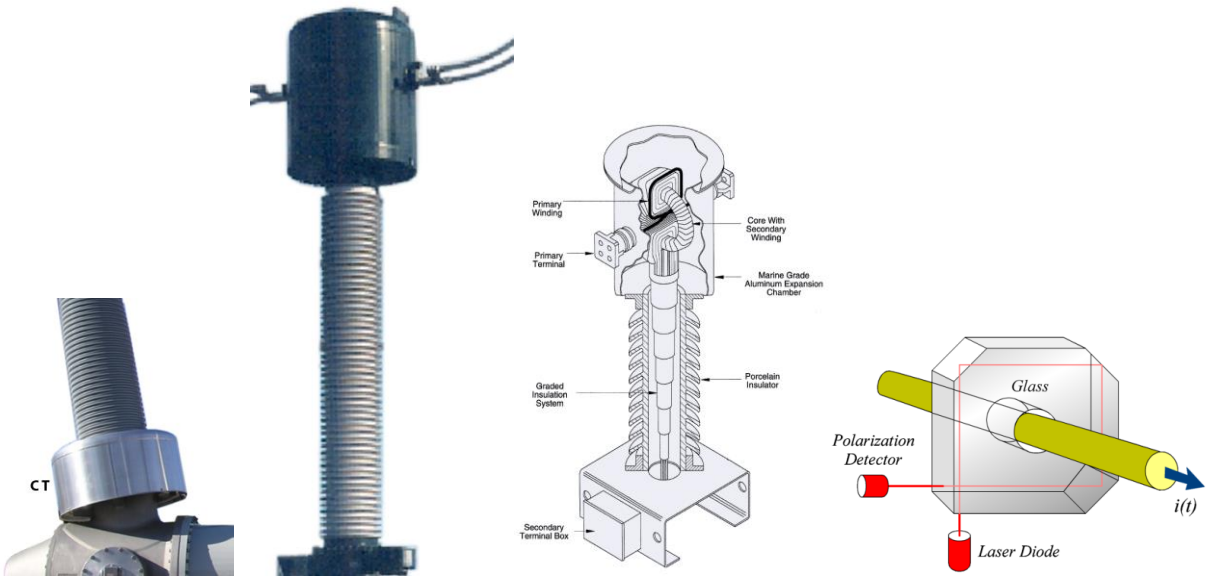


Figura 1.10 Fotografías de transformadores de corriente típicos
(De izquierda a derecha: CT montado en buje del disyuntor, CT independientes, corte en perspectiva Vista de un CT, CT-MOCT óptico)

Por último, los diagramas de relés suelen mostrar las conexiones de los transformadores de medida a los relés. Hay dos tipos de diagramas: (a) diagramas de cableado y (b) diagramas esquemáticos. Los diagramas esquemáticos muestran simbólicamente los TC y TT. Los símbolos utilizados para los diagramas simbólicos se muestran en la Figura 1.11. Los símbolos del lado izquierdo del diagrama son típicos de la práctica estadounidense y los símbolos que se muestran en el lado derecho son típicos de la práctica europea.

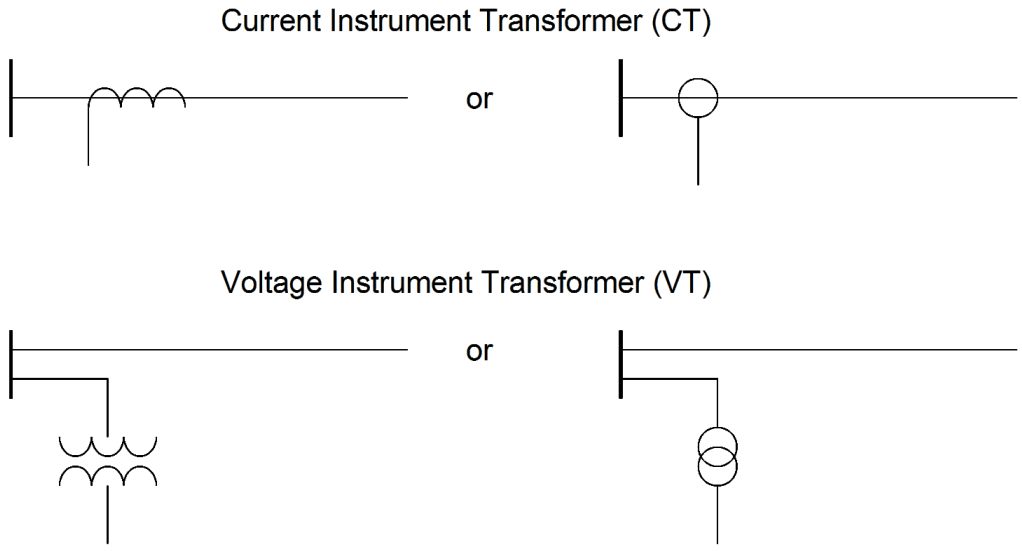
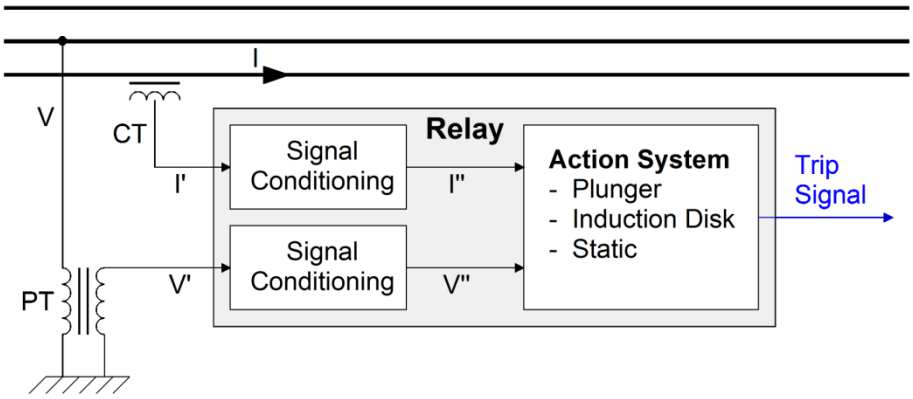


Figura 1.11 Representaciones de transformadores de instrumentos en diagramas esquemáticos

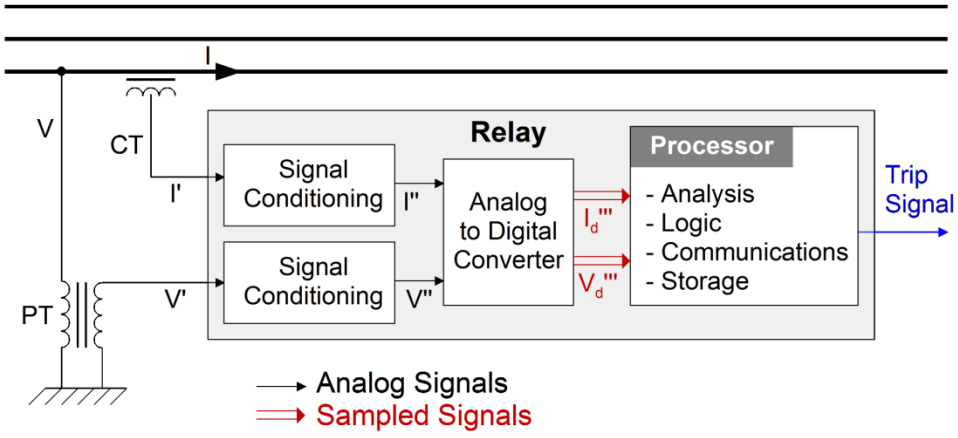
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.2 Relés de protección

La estructura genérica de un relé de protección (electromecánico o numérico) se ilustra en la Figura 1.12. El relé toma entradas de transformadores de medida. Normalmente, se empleará un circuito de acondicionamiento de señal para filtrar los transitorios y picos no deseados en la señal. Las señales filtradas se envían a (a) el circuito lógico de un relé electromecánico que puede consistir en un disco de inducción, un émbolo, un circuito de estado sólido, etc., ver Figura 1.12a, o (b) a un convertidor analógico a digital que muestrea la forma de onda de los voltajes y corrientes y transmite los datos muestreados al procesador para análisis y lógica de protección, consulte la Figura 1.12b. El circuito lógico (electromecánico o numérico) generará una acción de control que la mayoría de las veces puede ser la señal de disparo de uno o más interruptores. Hay muchos tipos de relés, algunos de ellos con funciones bastante complejas. La mejor fuente de información para relés específicos es el fabricante. Los fabricantes de relés mantienen sitios web donde alguien puede descargar manuales y otra información pertinente a los relés.



(a)



(B)

Figura 1.12: Estructura genérica de un relé

(a) Relé electromecánico o de estado sólido, (b) Relé numérico)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Antes de la era de los transistores y las computadoras, la tecnología de relés se basaba en elementos electromecánicos para realizar la lógica del relé. Los componentes electromecánicos más comunes son el relé de émbolo, el relé de disco / copa de inducción y el relé de balancín, consulte la Figura 1.13. Estos componentes electromecánicos se han utilizado en combinación con circuitos adicionales para realizar funciones lógicas notablemente complejas, como protección de sobrecorriente con retardo de tiempo, protección direccional, protección diferencial, protección de distancia, etc. En el Capítulo 5 se examinarán ejemplos de estos esquemas de protección.

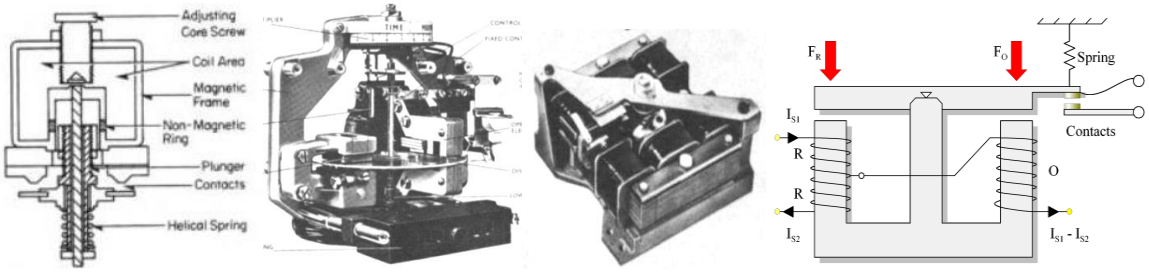


Figura 1-13: Varios tipos de relés de protección electromecánicos

(De izquierda a derecha: émbolo, disco de inducción, copa de inducción, haz de equilibrio)

La invención del transistor permitió el desarrollo de relés de estado sólido. Los relés de estado sólido (relés estáticos) son dispositivos que incluyen circuitos electrónicos de componentes discretos que imitan la lógica de los relés electromecánicos. Las ventajas de los relés de estado sólido son (a) un tamaño más pequeño y (b) capacidad para realizar una lógica más compleja que los relés electromecánicos. La era de los relés de estado sólido duró poco debido al desarrollo del relé basado en microprocesador (o relé numérico).

Los relés numéricos consisten en una sección de entrada donde las señales analógicas de voltajes y corrientes son acondicionadas por filtros analógicos apropiados (protección y aislamiento) y luego digitalizadas por medio de convertidores analógicos a digitales (DAQ), ver Figura 1.14. Las señales digitalizadas son procesadas por microprocesadores a través de algoritmos que realizan la identificación de las condiciones del sistema y la función protectora. Además, los relés numéricos se pueden conectar directamente con el circuito de control a través de contactos de entrada y contactos de salida, como se muestra en la Figura 1.14. Para ver un ejemplo de dónde se pueden conectar los contactos de entrada y salida, consulte la Figura 1.3. Otras ventajas importantes de los relés numéricos es su capacidad para (a) mostrar resultados, estado operativo, estado lógico, etc.en pantallas de visualización a través de interfaces de usuario,
el resto del mundo a través de diferentes canales de comunicación.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

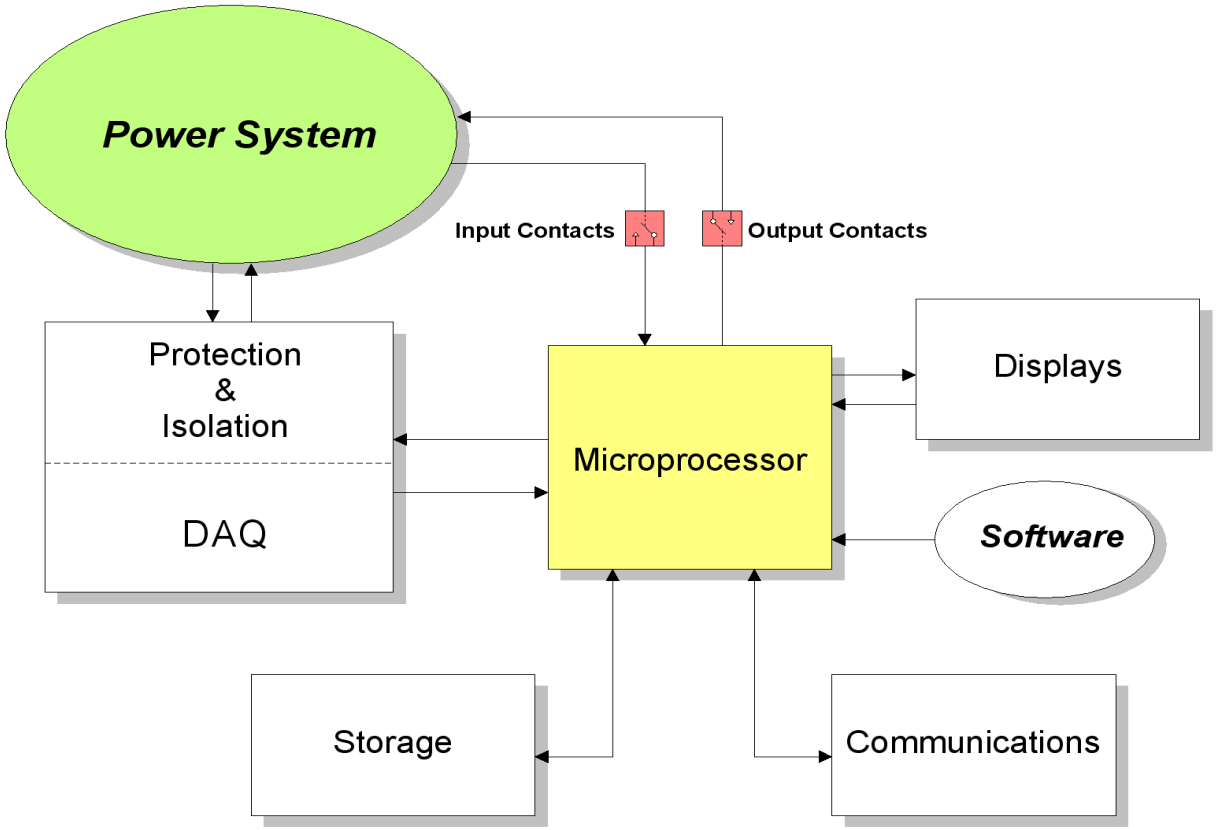


Figura 1.14: Diagrama de bloques de un relé numérico

En general, los relés electromecánicos tienen un circuito analógico para cada función de protección. Esto hace que los relés electromecánicos sean grandes por necesidad. Además, debido a consideraciones de empaque, típicamente cada relé electromecánico tiene solo una o un par de funciones empaquetadas en una caja. Esto significa que un esquema de protección que puede requerir varias funciones de protección, puede requerir muchos relés creando la necesidad de un terreno más grande.

Los relés numéricos son más simples desde este punto de vista. Dado que cada función de protección es simplemente un programa de computadora, el tamaño del relé numérico no aumenta con la adición de otra función de protección. Por lo tanto, es habitual diseñar el software de relés numéricos de modo que un solo relé realice varias funciones de protección. Por esta razón, muchas veces nos referimos a los relés numéricos como relés multifuncionales.

4.3 Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección más simples. Un fusible consiste en un filamento que está diseñado para derretirse cuando la corriente eléctrica que lo atraviesa excede un cierto valor. Este diseño simple permite insertar un fusible en el circuito que se supone debe proteger. Una de las principales desventajas del fusible es que una vez que funciona, el circuito permanece abierto hasta que una persona reemplaza el fusible.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.4 Rompedores

Los disyuntores son la tecnología principal para interrumpir circuitos eléctricos de alta tensión. A lo largo de los años, se han desarrollado muchas tecnologías diferentes de interruptores automáticos para circuitos de alta tensión. Las diversas tecnologías se enumeran en la Tabla 1.7. La Figura 1.15a ilustra un disyuntor de aceite (OCB) de 230 kV y la Figura 1.15b ilustra un disyuntor de SF6 de 500 kV. La figura 1.16 ilustra la construcción interna de un interruptor de media tensión. En el Capítulo 5 se presenta una breve discusión de las características de cada tecnología. Desde el punto de vista de la aplicación, los parámetros importantes de un interruptor son (a) capacidad nominal de interrupción, (b) capacidad para soportar la recuperación transitoria de voltaje expresada en microsegundos, y (c) requisitos de mantenimiento. Estas
los parámetros están definidos en estándares.



Figura 1.15: Disyuntores de alto voltaje
(a) Disyuntor de aceite (OCB) de 230 kV con interruptores - Cortesía de la Autoridad de Energía de Nueva York, (b) 500 Disyuntor kV SF6: los CT están montados en los bujes del disyuntor)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

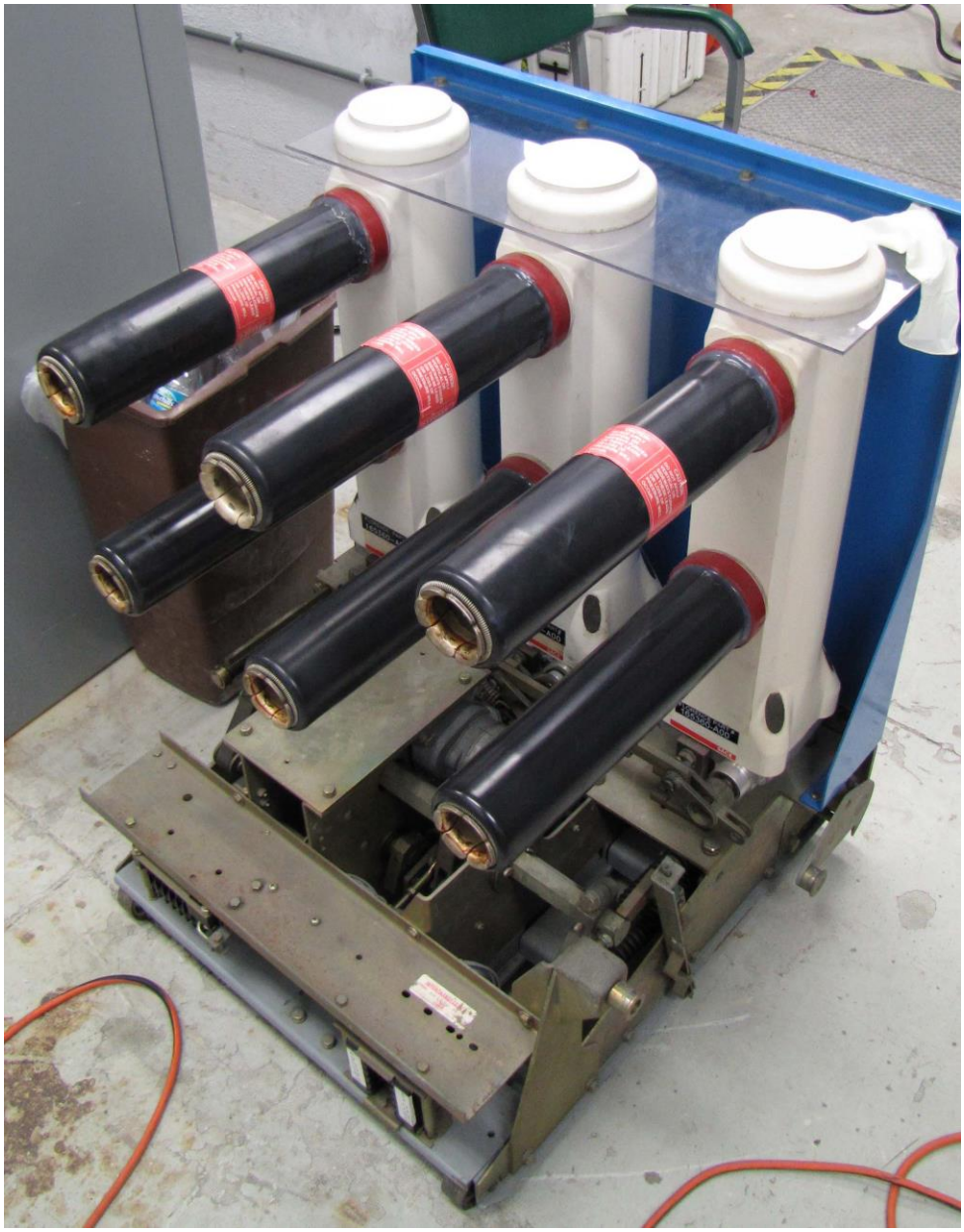


Figura 1.16: La construcción interna de un disyuntor de 13,8 kV

Tabla 1.7 Tecnologías de interruptores

Disyuntor de aceite
Disyuntor de explosión de aire
Aspiradora
SF6

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

5.0 Zonas de protección

El problema de protección de un sistema de energía eléctrica es un problema muy complejo. Para manejar este problema, dividimos el problema en problemas más pequeños. Específicamente, utilizamos el concepto de zonas de protección. Una zona de protección es una pequeña parte de un gran sistema de energía complejo. El problema de proteger esta porción más pequeña del sistema es mucho más simple que el problema de proteger todo el sistema de energía. El sistema de protección de una zona de protección es responsable de proteger esta parte del sistema de cualquier condición de falla que se inicie en la zona de protección. Tenga en cuenta que siempre que cualquier componente del sistema pertenezca al menos a una zona de protección, este componente estará protegido. En la Figura 1.17 se ilustra una partición típica de un sistema de energía en zonas de protección.

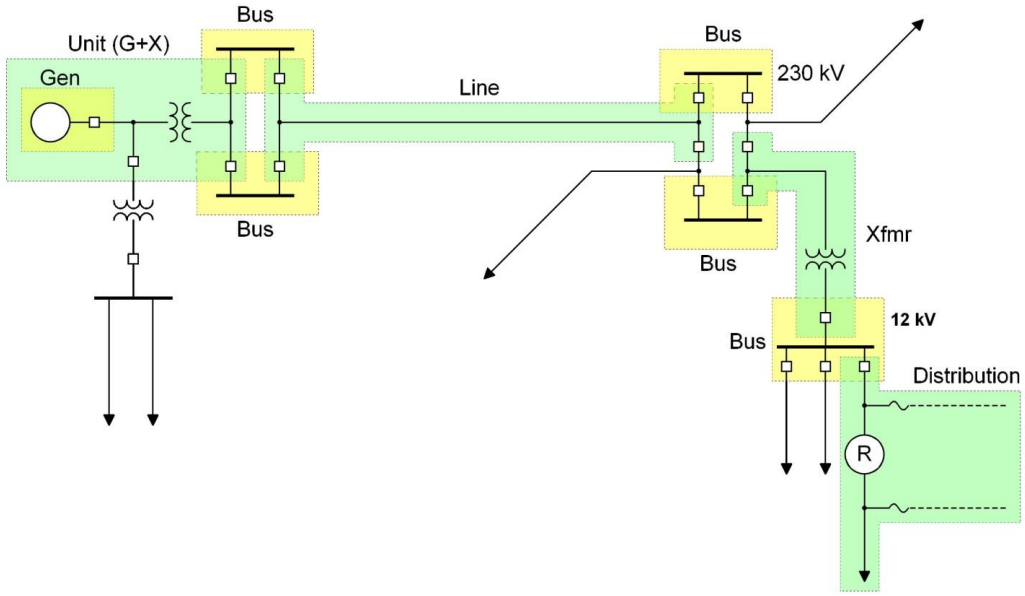


Figura 1.17: Ejemplo de partición del sistema en zonas de protección

Se puede definir una zona de protección para cualquier componente del sistema de energía o un grupo de sistema de energía componentes. La Tabla 1.8 tabula algunas de las zonas de protección habituales.

Tabla 1.8: Zonas de protección típicas

Generador
Transformador
Unidad (generador y transformador elevador)
Autobús
Línea de transmisión
Motor
Batería de condensadores
Reactor
Otro

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.0 Objetivos de los relés de protección

El sistema de relés de protección de un sistema de energía eléctrica tiene que cumplir una serie de objetivos como conservación de carga, selectividad, seguridad, velocidad, etc. Algunos de los objetivos pueden estar en conflicto, por ejemplo, la conservación de carga requiere que debamos retrasar cualquier acción de protección para que servimos carga mientras que la seguridad requiere que tomemos medidas de protección lo antes posible para maximizar la seguridad. Esta sección presenta una discusión de estos objetivos.

Seguridad: La seguridad del personal cerca y alrededor de la instalación eléctrica es de suma importancia. Cualquier persona que se encuentre cerca de un sistema de energía eléctrica y / o que toque y manipule adecuadamente equipos eléctricos debe estar segura en cualquier condición adversa. Cuando ocurre una falla, los gabinetes del equipo, las estructuras de soporte, etc. pueden desarrollar voltaje que se puede aplicar a las personas que tocan estos equipos. El diseño del sistema y la infraestructura de protección deben ser tales que las personas en esta situación deben estar seguras. Esto se logra mediante una combinación de: (a) el diseño adecuado de los sistemas de conexión a tierra y enlace que limitarán los voltajes a niveles seguros y (b) mediante el diseño del sistema de protección para eliminar la condición de falla lo más rápido posible para que el tiempo de exposición sea minimiza y maximiza la seguridad del personal. En este libro abordamos el diseño del sistema de protección. Para obtener información adicional sobre el problema (a): diseño de sistemas de puesta a tierra seguros, consulte la referencia [???].

Evitación de daños al equipo: Una falla en el sistema puede causar un flujo de corriente excesiva en partes del sistema, sobretensiones en otras partes del sistema o aceleración o disminución de la rotación del equipo y fuerzas mecánicas en los conductores. Estas condiciones pueden dañar el equipo y, por lo tanto, la fuente del problema debe eliminarse lo antes posible para evitar daños.

Conservación de carga: Otro objetivo es continuar brindando energía a los clientes que puedan necesitar energía eléctrica. Este requisito sugiere que el sistema de protección debe actuar de tal manera que los clientes no se vean afectados si es posible. Para los sistemas en red, como los sistemas de transmisión, los relés de protección actúan para desconectar los dispositivos con fallas en tiempos relativamente rápidos para que el sistema continúe proporcionando energía a los clientes. Esto significa que el sistema permanece estable, las desviaciones de frecuencia son mínimas y todo el sistema continúa operando en sincronismo y brinda servicio eléctrico a los clientes.

Fiabilidad de la protección: Se define como la capacidad del sistema de protección para operar correctamente siempre que las condiciones requieran operación (confiabilidad) y no operar en condiciones tolerables o condiciones que son responsabilidad de otro sistema de protección (seguridad). Por lo tanto, la confiabilidad de la protección requiere (a) confiabilidad y (b) seguridad. Estos dos conceptos se definen de la siguiente manera:**Confianza:** La confiabilidad se define como el grado de certeza de que el sistema de relés funcionará correctamente. Por lo tanto, la confiabilidad se refiere a la capacidad de un sistema de retransmisión para identificar correctamente las condiciones anormales e intolerables que se originan dentro de su zona de protección y para actuar e interrumpir con éxito la condición anormal.**Seguridad:** Se define como el grado de certeza de que un relé no funcionará incorrectamente. Por lo tanto, la seguridad se refiere a la capacidad del sistema de retransmisión para identificar correctamente si la causa de una condición anormal es externa a la zona que está protegiendo y, por lo tanto, no funciona para esta condición. Estas definiciones se representan esquemáticamente en la Figura 1.18. Tenga en cuenta que la confiabilidad significa que cuando el relé

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

opera, la operación es la acción correcta. Seguridad significa que cuando el relé no funciona, la no operación es la acción correcta. Tenga en cuenta que la Figura 1.18 define un sistema de protección confiable como uno que siempre toma la acción correcta, ya sea que esta acción sea “sin operación” o “operación”. Un sistema de protección poco confiable es aquel que puede no funcionar cuando se requiere operación o funcionará cuando no operar es la acción correcta.

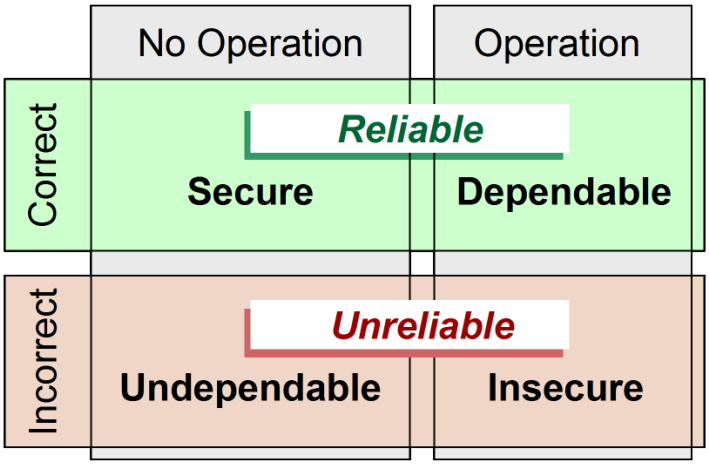


Figura 1.18: Definición de confiabilidad del sistema de protección

Selectividad: Se define como la capacidad del sistema de relés de protección para desconectar la mínima parte posible del sistema de modo que se maximice la continuidad del servicio, es decir, se interrumpa el número mínimo de clientes. Lo que es mínimo en un sistema en particular depende del número y la ubicación de los dispositivos de interrupción (disyuntores, etc.). Obviamente, cuantos más dispositivos de interrupción haya en un sistema, más selectivo puede ser el sistema de protección. Siempre existe una compensación entre el costo y la selectividad. La selectividad también puede verse afectada por la disposición de los interruptores, por ejemplo, interruptor y medio, interruptor doble, barra de anillo, etc.

Velocidad: La velocidad a la que el sistema de protección desconecta un dispositivo averiado. La velocidad es muchas veces dictada por (a) el tiempo que se requiere para detectar la condición, (b) los retrasos requeridos para la coordinación con otros dispositivos de protección y (c) el tiempo que tardan los interruptores en despejar la falla una vez que han recibido la señal de disparo. La velocidad de funcionamiento del sistema de protección es la suma de todos estos tiempos.

Economía: Como en cualquier sistema de ingeniería, el costo del sistema de protección siempre es un factor. El costo generalmente incluye el costo de los dispositivos de interrupción, el tipo y número, la instrumentación y el costo de los relés y controles.

Muchos de estos objetivos son contradictorios. Por ejemplo, la selectividad y la velocidad son objetivos contradictorios. Para una adecuada coordinación entre los dispositivos de protección es necesario introducir retrasos en el tiempo de respuesta de los relés y, por tanto, sacrificar la velocidad de funcionamiento. El costo del sistema de protección está en conflicto con todos los demás objetivos técnicos del sistema de protección. Por ejemplo, para maximizar la selectividad, es necesario incluir más dispositivos de interrupción, aumentando así el costo.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Pueden formularse argumentos similares para los demás objetivos técnicos de un sistema de protección. En general, las prácticas y la experiencia pasadas juegan un papel muy importante en la selección del sistema de protección. La importancia de la zona de protección particular también juega un papel importante en la determinación de las selecciones técnicas. En el pasado, el uso de relés electromecánicos de función única dificultaba estas elecciones. Hoy en día, el uso de relés multifuncionales numéricos ha simplificado el proceso de selección de las funciones de protección, pero el problema de seleccionar y diseñar el número y la ubicación de los dispositivos de interrupción sigue siendo el mismo.

7.0 Conozca el sistema de energía

La aplicación y el diseño juiciosos de los sistemas de protección requieren que se comprendan bien las características operativas del sistema de energía eléctrica, así como la respuesta del sistema a condiciones anormales. El principio básico de los relés de protección es poder identificar todas las posibles condiciones intolerables a partir de un número limitado de mediciones (típicamente tres voltajes y tres corrientes) y desconectar la fuente del problema. Esto se logra mediante un estudio exhaustivo del sistema a proteger para que se realice el pronóstico correcto y se identifique la causa raíz del problema de manera que se desconecte el dispositivo correcto. Muchas veces, los descuidos dan como resultado problemas mal diagnosticados que pueden conducir a la operación del relé en partes saludables del sistema (operación insegura). El sistema de energía es un sistema complejo y pueden ocurrir muchas respuestas complejas durante condiciones anormales. En el pasado la tarea de desarrollar conocimientos sobre el sistema a proteger era con herramientas rudimentarias y diagnóstico por síntomas. Hoy en día contamos con excelentes herramientas para investigaciones integrales, no solo mediante análisis post mortem del desempeño registrado del sistema, sino también con excelentes herramientas analíticas que pueden predecir la respuesta del sistema y el desempeño del relé. Es imposible en un libro de texto cubrir todo el posible comportamiento complejo de un sistema de energía que afecta la confiabilidad de la protección. Proporcionamos un par de ejemplos que demuestran problemas conocidos. Hoy en día contamos con excelentes herramientas para investigaciones integrales, no solo mediante análisis post mortem del desempeño registrado del sistema, sino también con excelentes herramientas analíticas que pueden predecir la respuesta del sistema y el desempeño del relé. Es imposible en un libro de texto cubrir todo el posible comportamiento complejo de un sistema de energía que afecta la confiabilidad de la protección. Proporcionamos un par de ejemplos que demuestran problemas conocidos. Hoy en día contamos con excelentes herramientas para investigaciones integrales, no solo mediante análisis post mortem del desempeño registrado del sistema, sino también con excelentes herramientas analíticas que pueden predecir la respuesta del sistema y el desempeño del relé. Es imposible en un libro de texto cubrir todo el posible comportamiento complejo de un sistema de energía que afecta la confiabilidad de la protección. Proporcionamos un par de ejemplos que demuestran problemas conocidos.

Ejemplo E1.1: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E1.1a. El sistema consta de cinco líneas de transmisión, tres de ellas en el mismo derecho de vía y, por lo tanto, acopladas entre sí. Una de las líneas mutuamente acopladas está protegida con un relé de falla a tierra que se establece en 0,5 amperios. Suponga una falla a tierra en la otra línea acoplada mutuamente. Calcule la corriente de secuencia cero en el secundario de los TC en la línea sin fallas.

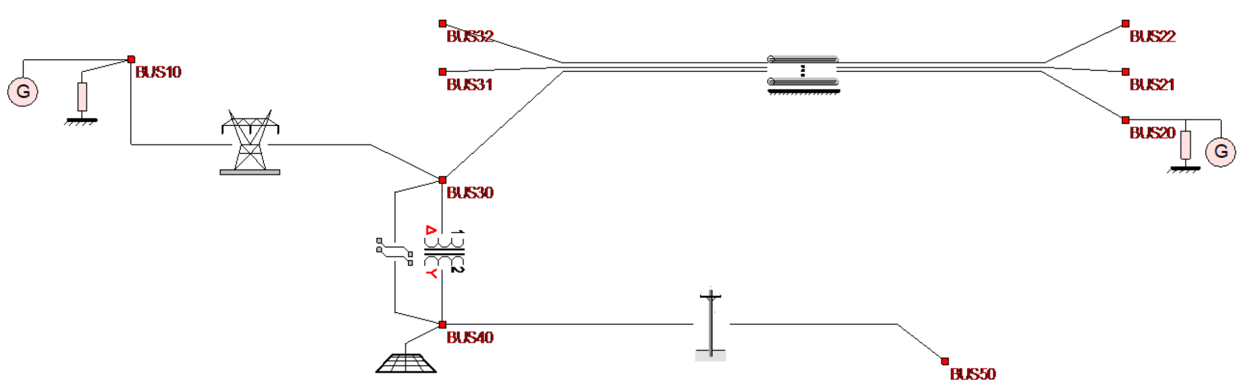


Figura E1.1a

Solución: continuará.

Ejemplo E1.2: Considere el circuito de distribución de la figura E1.2. Suponga que el conductor de la fase B se ha roto y cayó al suelo donde se conduce con el suelo por una longitud de 35 pies. Calcule la corriente de falla total. La línea de distribución está protegida con un relé de falla a tierra que se establece en 0.5 A. El CT es 1200: 5. La resistividad del suelo es de 85,0 ohmios-metros.

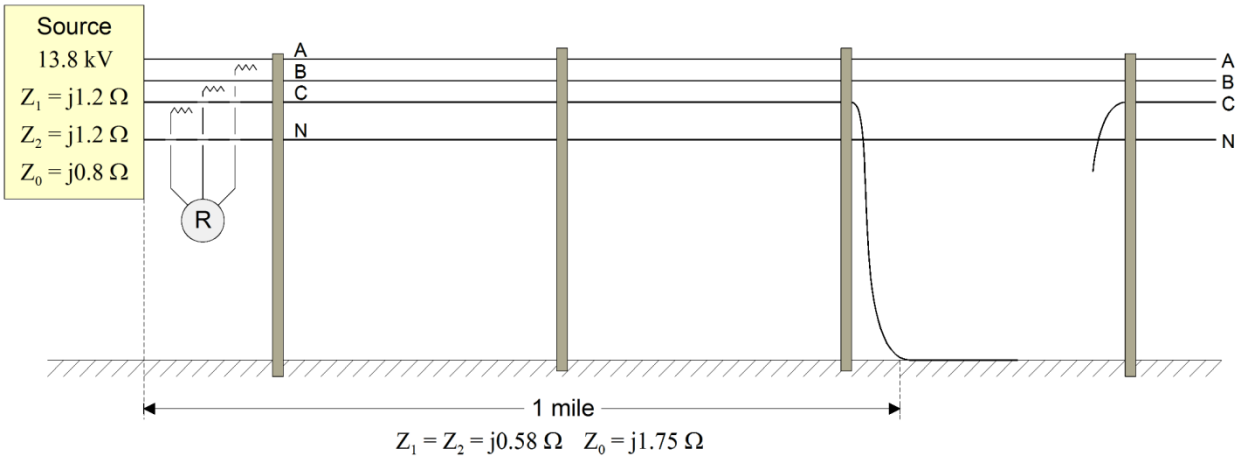


Figura E1.2

Solución: para ser agregado

8.0 Normas y libros

El área de la retransmisión de protección es rica en bibliografía. Se proporciona una extensa bibliografía al final de este libro. Además, hay muchas normas que abordan la práctica recomendada de relés de protección, así como la estandarización de términos y definiciones. Por ejemplo, el estándar [???] proporciona los números estándar para identificar las diversas funciones y dispositivos de relés de protección. Una notación estándar es muy importante. Los números de designación enumerados en la Tabla 1.9 se usan típicamente para referirse a funciones de relevo. Es importante señalar que existen combinaciones. Por ejemplo, una función de sobreintensidad de tiempo (51) con control de voltaje se denomina típicamente función 51V.

Tabla 1.9 Números de dispositivo - IEEE C37.2-1996 (1987)

No.	Descripción del aparato	No.	Descripción del aparato
1	Elemento maestro	51	Relé de sobrecorriente de tiempo inverso de CA
2	Relé de retardo de tiempo (inicio o cierre)	52	Disyuntor de CA
3	Relé de verificación o enclavamiento	53	Relé de excitación de campo
4	Contactor maestro	54	Dispositivo de activación del engranaje de giro
5	Dispositivo de parada	55	Relé de factor de potencia
6	Disyuntor de arranque	56	Dispositivo de puesta a tierra o
7	Tasa de cambio	57	cortocircuito de relé de aplicación de campo
8	Dispositivo de desconexión de energía de control	58	Relé de falla de rectificación

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

9	Dispositivo de inversión	59	Relé de sobretensión
10	Interruptor de secuencia de unidad	60	Relé de equilibrio de voltaje o corriente
11	Dispositivo multifunción	61	Interruptor de densidad o relé de detención
12	Dispositivo de exceso de velocidad	62	o apertura con retardo de tiempo del sensor
13	Dispositivo de velocidad síncrona	63	Interruptor de presión
14	Dispositivo de baja velocidad	64	Relé del detector de tierra
15	Dispositivo de comunicación de datos de dispositivo de	sesenta y cinco	Gobernador
dieciséis	emparejamiento de velocidad o frecuencia (nuevo para conmutador Ethernet)	66	Dispositivo para hacer muescas o trotar
17	Interruptor de derivación o descarga	67	Relé de sobrecorriente direccional de CA
18	Dispositivo de aceleración o desaceleración	68	Bloqueo o relé de "fuera de sincronismo"
19	Interruptor de transición de inicio a funcionamiento	69	Dispositivo de control permisivo
20	Válvula operada eléctricamente	70	Reóstato
21	Relé de distancia	71	Interruptor de nivel de líquido
22	Dispositivo de control de temperatura	72	Disyuntor DC
23	del disyuntor del ecualizador	73	Contactor de resistencia de carga
24	Voltios por Hertz Relé de	74	Relé de alarma
25	sincronización o verificación de sincronismo Relé	75	Mecanismo de cambio de posición
26	Aparato Dispositivo Térmico	76	Relé de sobrecorriente CC
27	Relé de subtensión	77	Dispositivo de telemedida
28	Detector de incendios	78	Relé de medición de ángulo de fase
29	Aislador de contactor o interruptor	79	Relé de reconexión de CA
30	Relé del anunciador	80	Interruptor de flujo
31	Relé de potencia direccional del	81	Relé de frecuencia
32	dispositivo de excitación independiente	82	Relé de reconexión de medición de carga de CC
33	Interruptor de posición	83	Control selectivo automático o relé de transferencia
34	Dispositivo de secuencia maestra	84	Mecanismo de operación
35	Cortocircuito con cepillo o anillo colector	85	Comunicaciones piloto, portadora o relé de cable piloto
36	Polaridad o voltaje de polarización del dispositivo	86	Relé de bloqueo
37	Relé de subcorriente o subpotencia	87	Relé de protección diferencial
38	Dispositivo de protección de cojinetes	88	Motor auxiliar o generador de motor
39	Monitor de estado mecánico Relé de campo	89	Interruptor de línea
40	(sobreexcitación / falta de excitación)	90	Dispositivo regulador
41	Dispositivo de circuito de campo	91	Relé direccional de tensión Relé
42	Dispositivo selector o transferencia	92	direccional de tensión y potencia
43	manual del disyuntor en funcionamiento	93	Disparo de contactor de cambio
44	Relé de arranque de secuencia de unidad	94	de campo o relé de disparo libre
45	Monitor de condición atmosférica Relé de corriente de	95	Repuesto
46	equilibrio de fase o fase inversa Relé de voltaje de	96	Repuesto
47	secuencia de fase o equilibrio de fase	97	Repuesto
48	Máquina de relé de secuencia	98	Repuesto
49	incompleta o relé térmico de transformador	99	Repuesto
50	Relé de sobrecorriente instantáneo		

Dado que la industria se ha movido casi en un 100% a los relés digitales, se han desarrollado estándares para definir cómo se deben calcular las diversas cantidades y cómo deben responder los relés. Como ejemplo, el IEEE Std C37.112-1996 titulado "Ecuaciones de características de tiempo inverso estándar IEEE para relés de sobrecorriente", define la función de sobrecorriente de tiempo. Específicamente, el estándar proporciona expresiones analíticas que coinciden con las características de los relés electromecánicos de sobreintensidad de tiempo. Estas expresiones analíticas permiten el diseño de relés numéricos que coinciden con las características de los relés electromecánicos de sobreintensidad de tiempo.

El número de estándares de relés es muy grande y cubre todas las funciones de relés de protección, la aplicación a varios componentes de protección, comunicaciones entre relés, almacenamiento y recuperación de datos de perturbaciones, etc. A medida que avanzamos en la discusión de varios temas, algunos de estos estándares serán mencionado. También debe entenderse que a medida que evoluciona la tecnología, algunos de los estos estándares se vuelven anticuados.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

9.0 Automatización y relés de sistemas de potencia

Los relés de protección, registradores, contadores, etc. son actualmente casi exclusivamente digitales. Cada uno de estos dispositivos es una computadora (microprocesador) interconectada con sistemas de adquisición de datos, circuitos de control, comunicaciones, etc.en otras palabras, es un**sistema Integrado.** Como tales, tienen la capacidad de comunicarse con otros dispositivos digitales, ser calibrados (local o remotamente), intercambiar información, ser reprogramados, etc. Ha habido una enorme cantidad de trabajo para estandarizar los dispositivos de protección digitales y en general los IED en términos de funciones, comunicaciones, interoperabilidad, etc. El objetivo del trabajo es incrementar la automatización en el sistema y utilizar el término introducido más recientemente para desarrollar la red inteligente.

Los objetivos de la automatización son:

1. Disminuir el costo de mano de obra en las instalaciones de sistemas de protección.
2. Alquilar todos los relés de protección interoperables
3. Estandarizar las funciones de retransmisión
4. Habilite la configuración de relés de protección remota
5. Habilite la calibración remota
6. Habilite la validación del modelo
7. Habilite la recuperación y el análisis de datos posteriores a la falla
8. Permitir la comunicación y el intercambio de datos con todas las entidades involucradas.

Los esfuerzos para aumentar la automatización han evolucionado a un estado avanzado agradable. Al igual que con cualquier automatización, los avances tecnológicos hacen que los sistemas pasados se vuelvan obsoletos mientras que los nuevos sistemas están equipados con muchas más funciones y capacidades nuevas. La figura 1.19 ilustra la evolución de los niveles de automatización. La Figura 1.19a muestra un relé electromecánico con medidores adicionales para monitorear el sistema. Tenga en cuenta que se necesitan dispositivos separados para los medidores. La disposición incluye un relé y cuatro medidores para proporcionar una única función de protección y pantallas de (a) potencia real, (b) potencia reactiva, (c) corriente eléctrica y (d) voltaje. La fotografía de la izquierda muestra uno de esos sistemas que existe en la actualidad (existen muchos de esos sistemas). Este tipo de tecnología representa el estado del arte a mediados de los años ochenta.

La figura 1.19b muestra un relé numérico con comunicación punto a punto. Tenga en cuenta que el relé tiene una pantalla que en general puede mostrar una cantidad seleccionada por el usuario (voltaje, corriente, potencia real, potencia reactiva, armónicos, desequilibrio, etc.) Por lo tanto, no hay necesidad de dispositivos de medición separados. El arreglo incluye solo un relé. El relé puede tener múltiples funciones de protección. Además, tiene un puerto de comunicación para transferir los datos a otra ubicación (es decir, oficina central). Este tipo de tecnología surgió a finales de los 80 y principios de los 90. La foto del lado izquierdo de la figura ilustra dicho sistema. Tenga en cuenta también la presencia de medidores (analógicos o digitales)
- en los años de transición, los contadores se siguen utilizando por motivos de redundancia. Tenga en cuenta que el relé digital puede también proporciona la función de medición.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

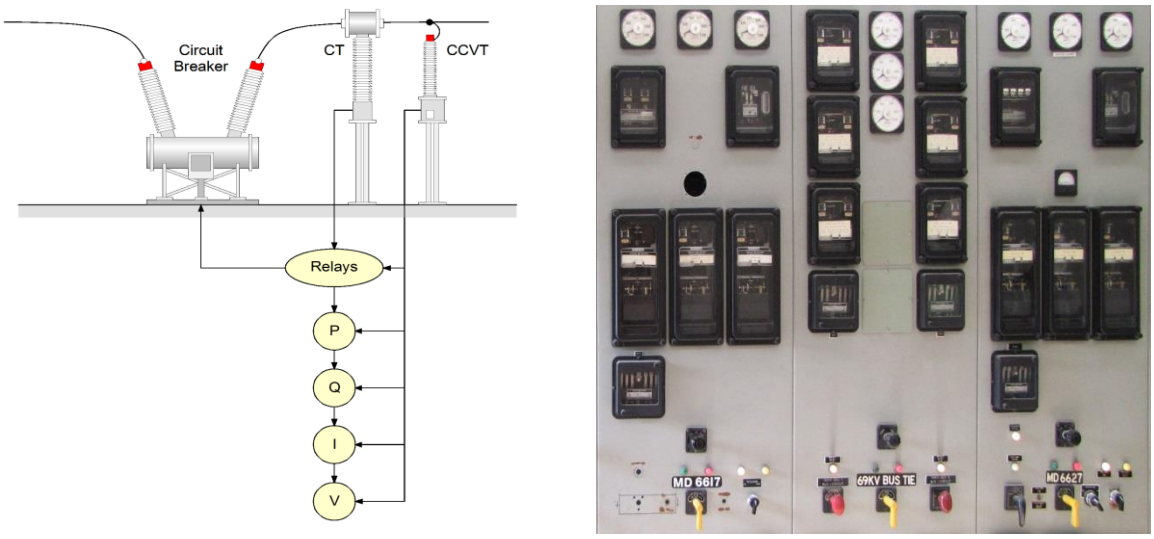


Figura 1.19a: Evolución de la automatización en protección y control
(Relés de protección y pantallas con tecnología electromecánica (circa 1980))

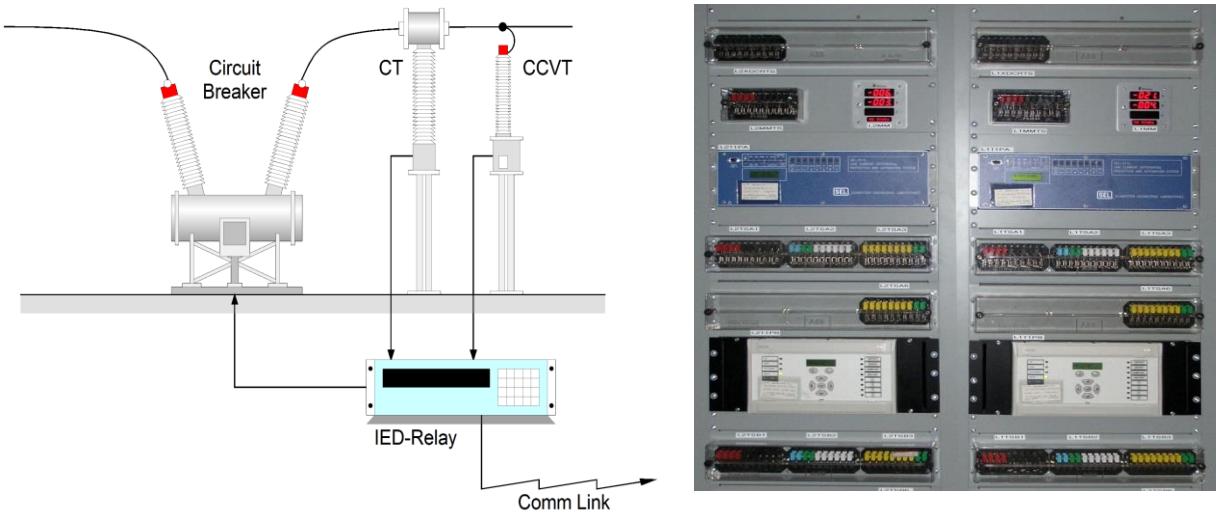


Figura 1.19b: Evolución de la automatización en protección y control
(Relés de protección, pantallas y comunicaciones con relés numéricos de primera generación
(alrededor de 1990))

La figura 1.19c muestra un enfoque actual de la automatización de subestaciones. El enfoque incluye unidades de fusión (es decir, sistemas de adquisición de datos que se colocan en el campo junto a transformadores de instrumentos y convierten las medidas en forma digital), un bus de proceso que recibe datos de las unidades de fusión a través de líneas de fibra óptica, relés numéricos que están conectados a el bus de proceso, un bus de subestación que recibe datos procesados de los relés (por ejemplo, magnitud de voltaje / corriente, fasores, potencia, etc.), comunicaciones con puntos / entidades típicamente múltiples y una interfaz hombre-máquina (interfaz humana) para monitorear la funcionamiento del sistema. Tenga en cuenta que este enfoque de automatización también integra otros dispositivos electrónicos inteligentes (medidores, datos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

concentradores, etc.) en el sistema, lo que proporciona un enfoque totalmente integrado a los datos gestión y utilización.

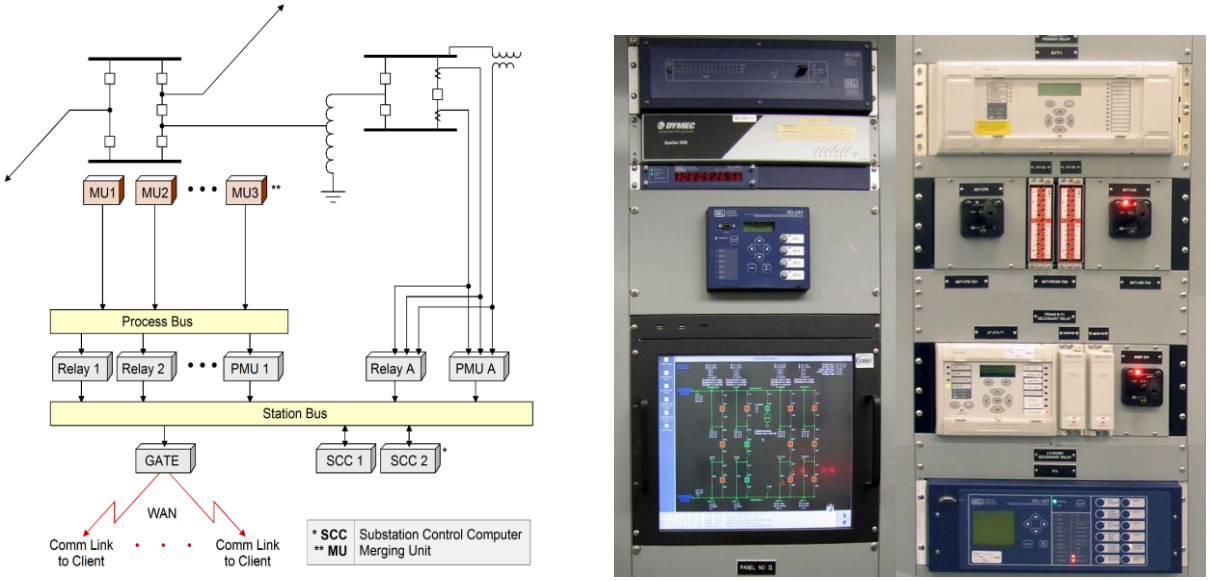


Figura 1.19c Evolución de la automatización en protección y control
(Unidades de fusión, bus de proceso, relés interoperables, comunicaciones, interfaz hombre-máquina
(alrededor de 2009))

Otro tema importante es el hecho de que hoy en día los relés de protección también se utilizan para control y operación. Específicamente, en el pasado el sistema de energía eléctrica estaba equipado con un sistema SCADA dedicado. SCADA significa**S**supervisor **C**ontrol **A**Dakota del Norte **D**ata **A**sistema de adquisicion. Dado que los relés numéricos pueden proporcionar las medidas, el control de supervisión y la capacidad de disparo, entonces es natural utilizar los relés numéricos para este propósito y eliminar la necesidad de un sistema separado. Los relés numéricos pueden hacerlo sin afectar su función principal de protección. Por esta razón, las nuevas subestaciones cuentan con un sistema SCADA integrado basado en relés numéricos y hardware y software de automatización como los que se muestran en la Figura 1.19c.

Desde un punto de vista histórico, el estado actual y los estándares evolucionaron a partir de un proyecto EPRI bajo el nombre de UCA (Utility Communication Architecture). Este proyecto desarrolló el marco general para las comunicaciones entre relés digitales y en general IED. Los conceptos fueron recogidos por entidades de desarrollo de estándares y dieron como resultado muchos estándares diferentes que abordan varios aspectos de la automatización. Esta actividad es muy importante ya que aborda la estandarización de cómo la información es recopilada, empaquetada, transmitida, interpretada y utilizada por otros dispositivos y utilizada por las aplicaciones. Debe entenderse que la tecnología de automatización digital está evolucionando, se desarrollaron muchos protocolos estándar para el manejo de la transmisión y utilización de datos e información, algunos de ellos propiedad de entidades específicas, algunos de ellos estándares públicos. El resultado final es que actualmente tenemos muchos protocolos de comunicación, algunos de ellos propietarios. Esto dificulta enormemente la tarea de integrar IED de diferentes fabricantes en un sistema de automatización operativa. El esfuerzo por desarrollar el estándar IEC 61850 tiene como objetivo proporcionar un estándar unificado para las capas y protocolos de comunicación física como

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

así como empaquetar la información de manera que pueda ser interpretada y utilizada correctamente por cualquier dispositivo del sistema. Se proporcionarán más detalles en los capítulos siguientes.

10.0 Retransmisión del sistema de energía: problemas de investigación

El desempeño de los relés de protección es de suma importancia para la confiabilidad y seguridad de cualquier sistema de energía. A medida que evoluciona la tecnología, mejoran los esquemas de relés de protección. En las últimas décadas hemos visto una tecnología asombrosa que benefició al campo de la protección. Sin embargo, no tenemos un sistema de protección perfecto 100% confiable para sistemas de energía. Esto se ejemplifica por el hecho de que tenemos una serie de brechas de protección, es decir, condiciones anormales en un sistema que no podemos detectar y aislar adecuadamente del sistema. Se espera que las nuevas tecnologías y las nuevas investigaciones y enfoques de protección proporcionen soluciones fiables para todos los problemas de protección. Esta sección proporciona algunas reflexiones sobre los problemas de investigación actuales en el área de la retransmisión de sistemas de energía, la tecnología subyacente y las tendencias.

Las capacidades de los relés numéricos han aumentado con el tiempo a medida que se utilizan microprocesadores más potentes. Los algoritmos de protección se han vuelto más sofisticados y su aplicación y coordinación con otros dispositivos de protección se ha vuelto muy compleja. La complejidad de las funciones y la configuración de los relés genera preocupaciones con respecto a los requisitos de capacitación para los nuevos ingenieros de relés de protección y la posibilidad de errores humanos. Otra preocupación es el hecho de que, a pesar de los avances recientes, todavía tenemos brechas de protección: por ejemplo, no tenemos esquemas de protección confiables para fallas de alta impedancia. Para ambas preocupaciones, es decir, la complejidad y las brechas de protección, el papel de la automatización se vuelve aún más crítico. La automatización puede ayudar al proporcionar la infraestructura para automatizar muchos controles y equilibrios que son de interés a medida que aumenta la complejidad de los esquemas de protección. Aquí discutimos algunos de ellos y ofrecemos comentarios sobre cómo la investigación puede proporcionar buenas soluciones a estas preocupaciones.

Validación de campo de calibración y configuración de relés: Tradicionalmente, cuando se instalan nuevos relés, se lleva a cabo un proceso de puesta en servicio para validar la instalación de campo. Este proceso implica probar los valores correctos de los transformadores de medida, las conexiones al relé (polaridad, secuencia de fases, etc.), la configuración del relé, etc. Para cada tipo de relé se han desarrollado procedimientos de puesta en marcha. A medida que las nuevas instalaciones se vuelven más complejas con una subestación típica que tiene múltiples relés numéricos y cada relé es un relé multifuncional, la complejidad de las pruebas de campo aumenta drásticamente. La automatización de este proceso proporciona beneficios en términos de reducción de la mano de obra para realizar estas pruebas y evitar posibles errores humanos. Continuará la investigación sobre procedimientos de prueba de campo más automatizados.

Fallos ocultos: El sistema de relés de protección comprende muchos componentes que están sujetos a fallas. Una falla de un componente puede ocurrir de tal manera que no se pueda reconocer (falla oculta) hasta que ocurra una falla, en cuyo caso es posible que la falla oculta pueda afectar la seguridad del esquema de retransmisión, es decir, una operación insegura (operación para una afección que es tolerable) o, peor aún, una no operación por una afección que debe eliminarse. Una falla oculta también puede ser tan simple como un cableado a la toma incorrecta de un transformador de instrumentos, o un cableado incorrecto del circuito de corriente de secuencia cero, etc. Hay esfuerzos para desarrollar sistemas en línea en tiempo real para monitorear continuamente el desempeño del esquema de relés de protección y posiblemente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

identificando cualquier falla oculta en tiempo real. Tal esfuerzo se basa en el estimador de estado dinámico basado en subestaciones. Específicamente, los datos de los relés se comparan continuamente con el modelo del sistema. Cualquier discrepancia indicará una anomalía que se puede identificar y corregir antes de que sea demasiado tarde. Los estándares de comunicaciones - automatización - juegan un papel crucial en la implementación fluida de estos enfoques.

Instrumentación y su fiabilidad: saturación, transitorios y efectos: La instrumentación y la precisión e integridad de la instrumentación son fundamentales para las aplicaciones de protección y las funciones de control. Los transformadores de instrumentos también fallan ocasionalmente y muchas veces estas fallas pueden pasar desapercibidas, como un delta abierto, etc. También hay nueva tecnología en transformadores de instrumentos, como el VT / CT óptico que proporciona directamente una salida digital con comunicaciones como interfaces para conectarse a una LAN o para comunicarse a través de Bluetooth, etc.

En 1989, el gobierno federal inició el desarrollo del sistema de satélites GPS colocando en órbita varios satélites cada año; el sistema se completó en 1991. Este sistema proporciona una referencia de tiempo en cualquier parte del mundo con una precisión superior a un microsegundo. Luego, al proporcionar un receptor GPS a los relés numéricos, sincronizar la digitalización de las formas de onda y utilizar hardware que no introduzca errores de temporización mayores a un microsegundo, obtenemos medidas que se sincronizan con altísima precisión (ver apartado 6). Este enfoque abre muchas posibilidades, ya que ahora podemos tomar medidas en ubicaciones distantes y estas medidas se sincronizarán. La mayoría de los fabricantes de relés ofrecen esta capacidad en la actualidad. Esta tecnología permite el monitoreo directo de áreas amplias, así como sistemas mejorados de protección especial (SPS).

El termino **W**ide **A**rea **METRO**vigilando **S**ystem (WAMS) se introdujo para facilitar el monitoreo dinámico de un área amplia de un sistema de energía con las aplicaciones específicas de protección del sistema. La primera instalación de WAMS en la interconexión oriental se realizó en el sistema NYPA (1993) con el propósito de monitorear perturbaciones dinámicas y perturbaciones geomagnéticas a través de armónicos. Las instalaciones WAMS de los sistemas occidentales se dedicaron a la supervisión de eventos y al análisis de perturbaciones. El término monitoreo implica que es un sistema de adquisición de datos y una infraestructura de comunicaciones que lleva los datos a una ubicación central. Dado que la aplicación prevista es la protección del sistema, la recopilación de datos en una ubicación central debe ser lo suficientemente rápida para facilitar la protección del sistema. Esto implica que las latencias de tiempo deben estar en la región del subciclo para eventos eléctricos.

Se reconoce que WAMS tiene otras aplicaciones además de la protección y el control del sistema. Una aplicación de destino importante es la supervisión de la estabilidad del sistema. Otro es el conocimiento de la situación. De hecho, uno de los principales impulsores de la modernización de la red es la mejora de las capacidades de conocimiento de la situación para gestionar el sistema de transmisión de energía a granel eléctrica y térmicamente. Los sistemas de muestreo sincronizado GPS de dominio de tiempo de área amplia (WATSS) y las clasificaciones de línea dinámica son reconocidos por muchas empresas eléctricas, gubernamentales y entidades de investigación como una tecnología clave para el conocimiento de la situación y la red inteligente. WATSS tiene el potencial de proporcionar información del sistema oportuna y confiable en forma fasorial que constituye la piedra angular para el control y la protección del sistema de energía eléctrica (tiempo corto),

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(mas tiempo). Como resultado, cualquier sistema de monitoreo de área amplia puede servir a muchos clientes con diferentes requisitos en términos de frecuencia y latencias de tiempo en los datos.

Se reconoce que los sistemas de adquisición de datos sincronizados por GPS son la tecnología clave para lograr los objetivos de monitoreo de área amplia. Con la introducción de las mediciones sincronizadas con GPS, la tecnología WAMS ha dado algunos pasos evolutivos. Actualmente podemos utilizar esta tecnología avanzada para lograr: (a) validación de datos a nivel local y (b) compactación de datos para minimizar las latencias de comunicación logrando así los objetivos de WAMS. Estas tecnologías avanzadas, junto con el conocimiento de la capacidad de transferencia de la línea de transmisión en tiempo real, teniendo en cuenta las condiciones climáticas reales entre subestaciones y entre regiones, mejoran nuestra capacidad para extraer un modelo validado del sistema en tiempo real. Estas tecnologías proporcionan la infraestructura para realizar funciones de control de la red con una precisión y velocidad que no es posible con otras tecnologías. Una lista de posibles aplicaciones y funciones de control es:

Estimación distribuida del estado
Protección del sistema (eléctrica y térmica)
Visualización / conciencia situacional / alarmante
Estabilidad del sistema
Control de tensión
Control de frecuencia
Análisis post mortem / capacidad de reproducción
Estimación de parámetros / validación de modelos
Análisis predictivo / Mira hacia el futuro
Supervisión de la oscilación
Supervisión de isla / isla controlada / restauración
Control de recursos renovables
Optimización del sistema
Control de carga
Monitoreo térmico de línea dinámica (calificaciones de línea dinámica)
Monitoreo de seguridad de voltaje

El autor participó en el desarrollo de un documento técnico para identificar problemas y establecer objetivos de desempeño, identificar las necesidades en los estándares (brechas) y proporcionar una hoja de ruta hacia el logro de estos objetivos para los sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) con el fin de mejorar la conciencia situacional de área amplia. . El material aquí es del libro blanco al cual el autor ha contribuido sustancialmente y desarrollado las ilustraciones. Se reconoce el trabajo de todos los miembros del grupo.

Una definición amplia para cualquier sistema de monitoreo de área extensa es: un sistema que es capaz de proporcionar datos precisos (tanto valores numéricos como etiquetas de tiempo) en una ubicación central de un área amplia y con una tasa apropiada para las aplicaciones previstas. En la Figura 1.20 se muestra una imagen visual de la definición de WAMS. La figura muestra la computadora de control de la subestación (o concentrador de datos) que recopila datos y los transporta a una ubicación central CC (centro de control o cualquier otra instalación).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

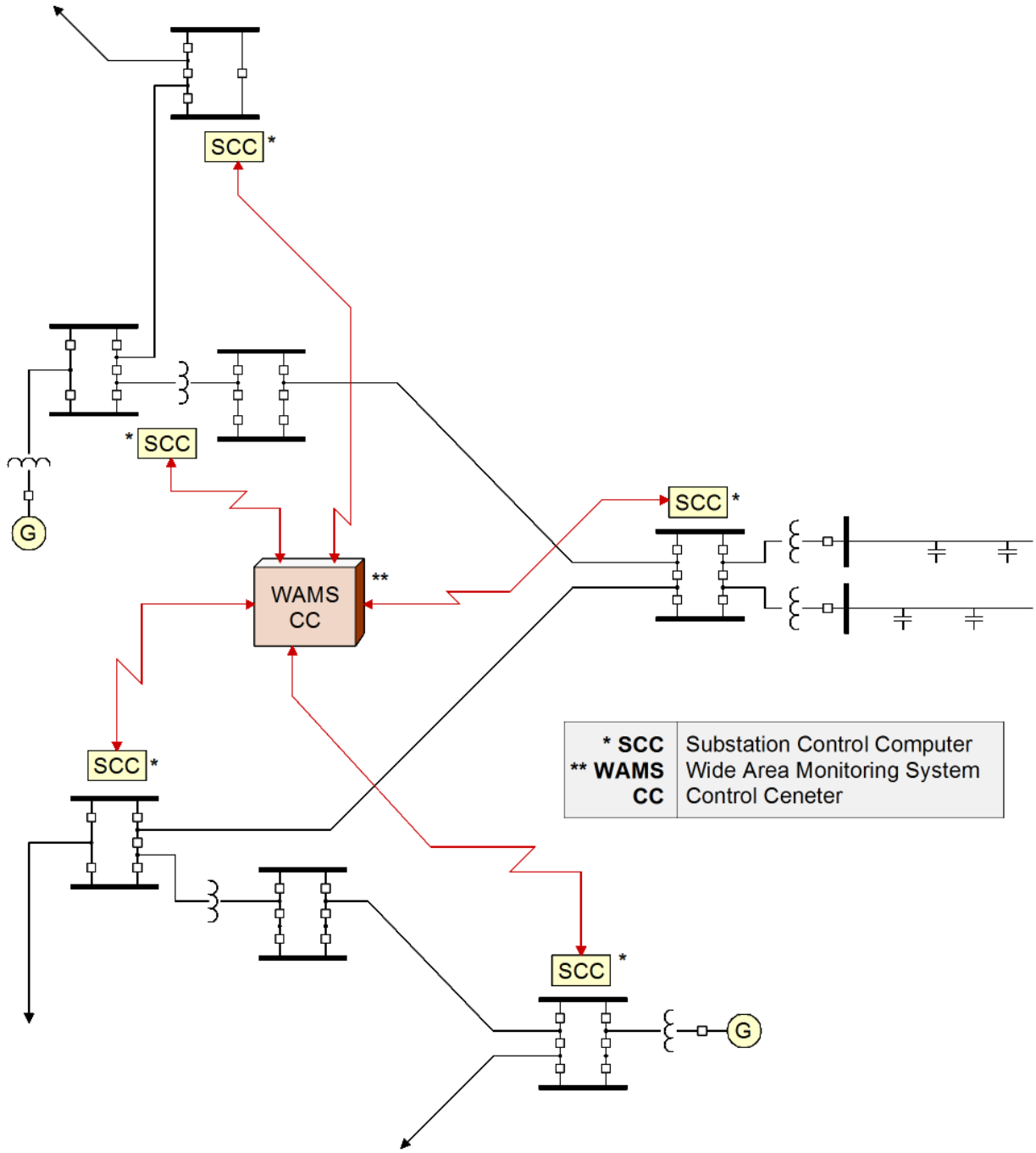


Figura 1.20 Imagen de un sistema de monitoreo de área amplia

La tecnología para la computadora de control de la subestación o el concentrador de datos y los dispositivos de recolección de datos (IED y PMU) ha evolucionado. La figura 1.21 muestra un sistema mixto moderno. Tenga en cuenta que las unidades fusionadas pueden recopilar datos directamente en los transformadores de instrumentos, donde los datos se digitalizan, se etiquetan con el tiempo y luego se transmiten al bus de proceso de la subestación. Los sistemas más antiguos pueden tener comunicaciones por cable desde los transformadores de instrumentos a varios IED, como se muestra en el lado derecho de la Figura 1.21. Los IED están conectados al bus de la estación. Un concentrador de datos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(computadora de control de la subestación) también está conectada al bus de la subestación como se muestra en la figura. Las comunicaciones se habilitan a través de puertas conectadas al bus de la estación.

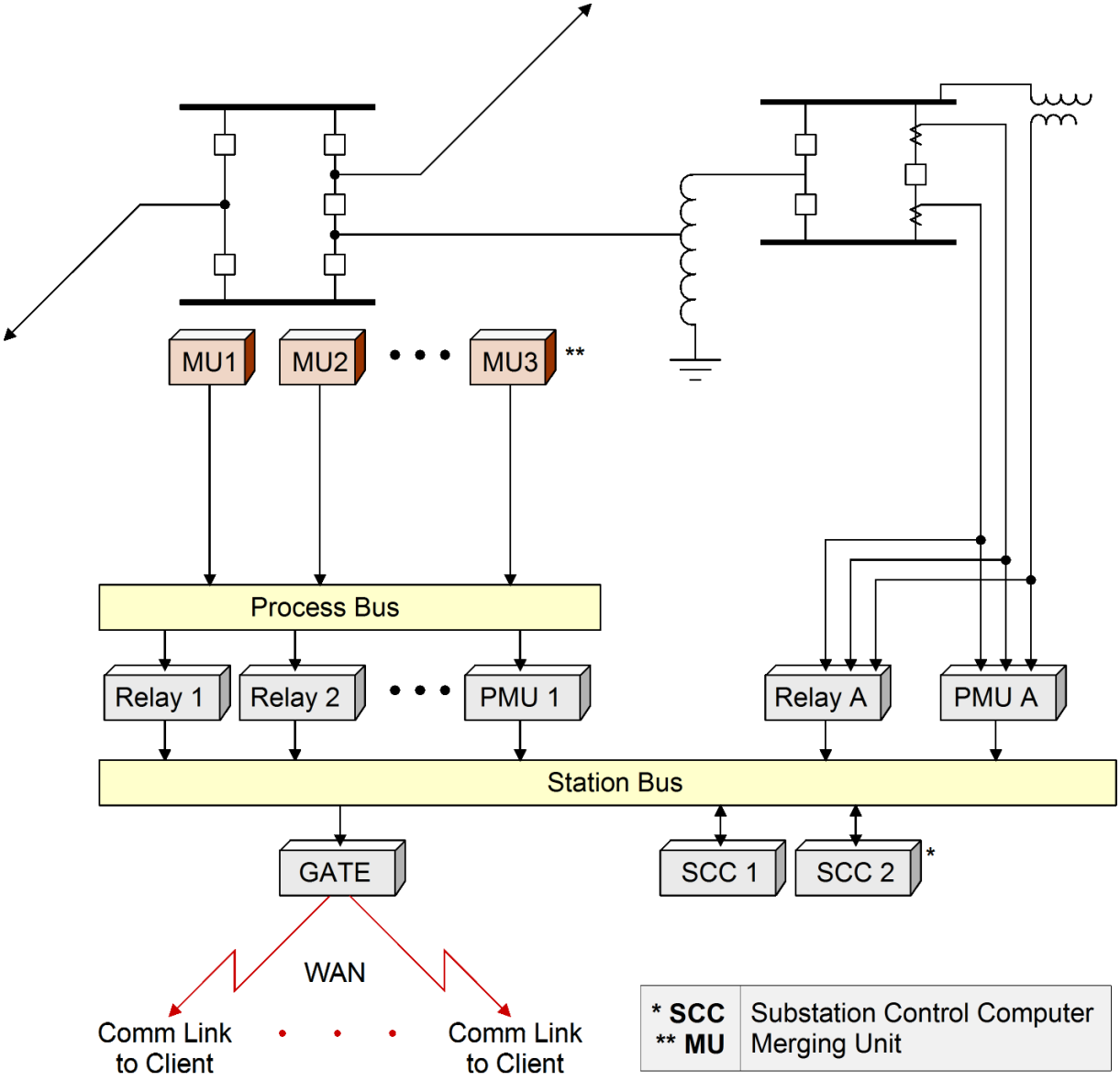


Figura 1.21: Recolección de datos para WAMS en una subestación

Si bien las Figuras 1.20 y 1.21 ilustran lo que es posible con la tecnología actual y ciertamente algunas estaciones construidas recientemente tienen la capacidad indicada, hay muchas subestaciones más antiguas que no están tan automatizadas como sugieren las Figuras 1.20 y 1.21. Además, existen muchas lagunas en la tecnología y desafíos que deben abordarse. Algunos de los problemas generales de este espacio se describen con mayor detalle en la siguiente sección.

Los estándares disponibles en la actualidad para abordar los sistemas representados en las Figuras 1.20 y 1.21 determinan (a) la interoperabilidad de las unidades de fusión, los IED, el bus de proceso y el bus de estación, (b) el intercambio

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

de datos: transmisión de datos, y (c) almacenamiento y recuperación de datos. A continuación se proporciona una lista parcial de estos estándares.

Transmisión de datos de sincrofasor IEEE C37.118

Protocolos IEC 61850, configuración, modelos de información

IEEE C37.1 SCADA y sistemas de automatización

Protocolo de red distribuida (DNP3)

Modbus

IEEE C37.111-1999 - COMTRADE

Números de función del dispositivo IEEE C37.2 y designaciones de contacto

Protocolo de tiempo de precisión IEEE 1588

Protocolo de centro de intercontrol IEC 60870-6 (ICCP)

Endurecimiento de subestaciones IEEE 1613 para puertas de enlace

Comunicaciones de datos IEEE 1379 entre IED y RTU en una subestación

Estándar IEEE 1525 para comunicaciones de integración de subestaciones

Estándar de uso de prueba IEEE 1711 para un protocolo criptográfico para la seguridad cibernética de enlaces seriales de subestaciones

Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de subestación IEEE 1686 Estándares de seguridad cibernética Barreras de interoperabilidad clave

Es importante tener en cuenta que las normas mencionadas anteriormente no abordan todas las necesidades del sistema que se muestra en las Figuras 1.20 y 1.21. Por ejemplo, la sincronización de los datos recopilados en las unidades de fusión es un área que no está bien definida. Hay actividad para identificar las brechas en estos estándares y actualizar los estándares o crear nuevos estándares para abordar todas las necesidades. Este esfuerzo es interminable a medida que avanza la tecnología junto con nuevas aplicaciones que generan nuevos paradigmas en esta área. Se han identificado una serie de cuestiones clave a medida que la industria avanza hacia el despliegue de estas tecnologías.

Problema clave 1: En una subestación moderna, la cantidad de datos recopilados es relativamente grande. Teniendo en cuenta la cantidad de subestaciones en la red eléctrica, la cantidad total de datos es abrumadora. Transferir esta cantidad de datos a través de enlaces de comunicación a las velocidades requeridas por algunas aplicaciones es, en el mejor de los casos, problemático incluso con las mejores tecnologías de comunicación. Sin embargo, debemos reconocer que los datos representan mediciones redundantes de sistemas duplicados (relés, PMU, registradores de fallas, medidores, etc.). Extracción de lo básico
La información incluida en estos datos dará como resultado una cantidad reducida de puntos de información que que necesita se comunicarán.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Asunto clave 2: Los distintos IED conectados al bus de proceso o al bus de la estación deben ser interoperables en el sentido de que las computadoras de control de la subestación (concentradores de datos) deben poder recopilar los datos de cada IED con latencias mínimas. Los estándares disponibles y el análisis de brechas de los estándares se proporcionan en la literatura [???].

Asunto clave 3: Validación de datos. Es importante que los datos sean validados y caracterizados en términos de precisión y puntualidad antes de que los utilicen las aplicaciones. Nuevamente, debido a la gran cantidad de datos, la validación distribuida y la caracterización de los datos es muy importante.

Asunto clave 4: Varias aplicaciones requieren datos a diferentes velocidades, precisión y puntualidad. Es importante reconocer los ahorros que se pueden lograr al diseñar un WAMS para proporcionar datos a las aplicaciones más exigentes (por ejemplo, protección del sistema o monitoreo de estabilidad) y poder también proporcionar datos a otras aplicaciones menos exigentes. Un WAMS bien diseñado puede diezmar los datos y proporcionar datos a cualquier aplicación al ritmo, precisión y puntualidad requeridos por la aplicación específica. El enfoque de la industria es crear concentradores de datos (DC) para facilitar el tráfico y el acondicionamiento de los datos. Actualmente se está trabajando mucho para diseñar concentradores de datos que se especialicen en datos de sincrofasores, es decir, PDC (concentradores de datos fasoriales).

Asunto clave 5: Ciertas aplicaciones específicas para WAMS requieren datos a velocidades rápidas, sincronizados con precisión y con una latencia de tiempo muy pequeña. Debido a que la red eléctrica es un sistema geográficamente disperso que abarca grandes distancias, las latencias no se pueden reducir por debajo de los tiempos de viaje en el circuito de comunicación (por ejemplo, el tiempo de viaje para una línea de 150 millas que usa comunicaciones de fibra óptica es de aproximadamente 2 milisegundos en una dirección). El desafío será desarrollar WAMS distribuidos y aplicaciones que puedan usar datos en las cercanías de la aplicación para evitar latencias prolongadas. El diseño de los PDC intenta abordar estos problemas con el objetivo de minimizar la latencia en los datos.

11.0 Retransmisión de sistemas de potencia: el sistema de protección del futuro

Considerando el estado actual de la tecnología en monitoreo, protección y control de sistemas de energía eléctrica, es fácil darse cuenta de que las posibilidades hacia un sistema de protección y control totalmente automatizado, autoorganizado, confiable y seguro son enormes. La tecnología también crea la posibilidad de ahorros sustanciales en la implementación del diseño general y el funcionamiento de dicho sistema. Para lograr estos objetivos, se deben ampliar muchos esfuerzos de investigación para desarrollar nuevos enfoques de protección y control que utilicen plenamente las capacidades de las tecnologías. Aquí discutimos un par de enfoques que tienen la capacidad de revolucionar la protección y el control.

La subestación del futuro: El primer enfoque a largo plazo es reconocer que el enfoque actualmente fragmentado de protección y control puede integrarse fácilmente con la tecnología actual. Un enfoque hacia este objetivo se ilustra en las Figuras 1.22 y 1.23. Las ideas presentadas en estas dos figuras son relativamente sencillas de explicar. Primero en la Figura 1.22, se muestra que la adquisición de datos en cualquier subestación compleja se puede realizar con unidades de fusión sincronizadas con GPS, indicadas como UGPSSM en la figura, que se colocan junto a los transformadores de medida. El esquema integra el sistema de adquisición de datos en un solo subsistema integrado que conecta todas las unidades de fusión a un bus de proceso en la casa de control de la subestación. El bus de proceso puede ser un solo dispositivo o varios dispositivos. Este sistema permite la redundancia, por ejemplo, puede haber más de un TT o TC conectado a la misma parte del sistema. En el bus de proceso, todos los datos recopilados están disponibles. Las conexiones y los datos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

el tráfico se muestra en la Figura 1.23. Tenga en cuenta que se pueden conectar varios IED (relés, PMU, registradores, etc.) al bus de proceso. Estos dispositivos procesan los datos y crean los "datos procesados", es decir, calculan cantidades como valores rms, fasores (magnitud y fase), potencia real, potencia reactiva, armónicos, etc. Los datos procesados están disponibles para el "bus de estación" . Los IED, relés, PMU también pueden realizar sus propias funciones, es decir, realizar una función de protección específica y, cuando sea apropiado, emitir un comando de disparo a un interruptor. El comando de disparo se comunicará a través de la fibra óptica a la unidad de fusión en el campo y la ejecución real del comando de disparo.

La figura 1.23 también muestra el flujo de datos y los tipos de datos en cada nivel de la arquitectura ilustrada en la figura 1.22. Si bien la figura muestra múltiples IED, relés, PMU, etc., es posible que una sola PC, con la potencia de cálculo adecuada, realice el procesamiento de los datos y la ejecución de diversas funciones de protección y control. Sin embargo, en general, la redundancia puede ser necesaria para aumentar la confiabilidad del sistema.

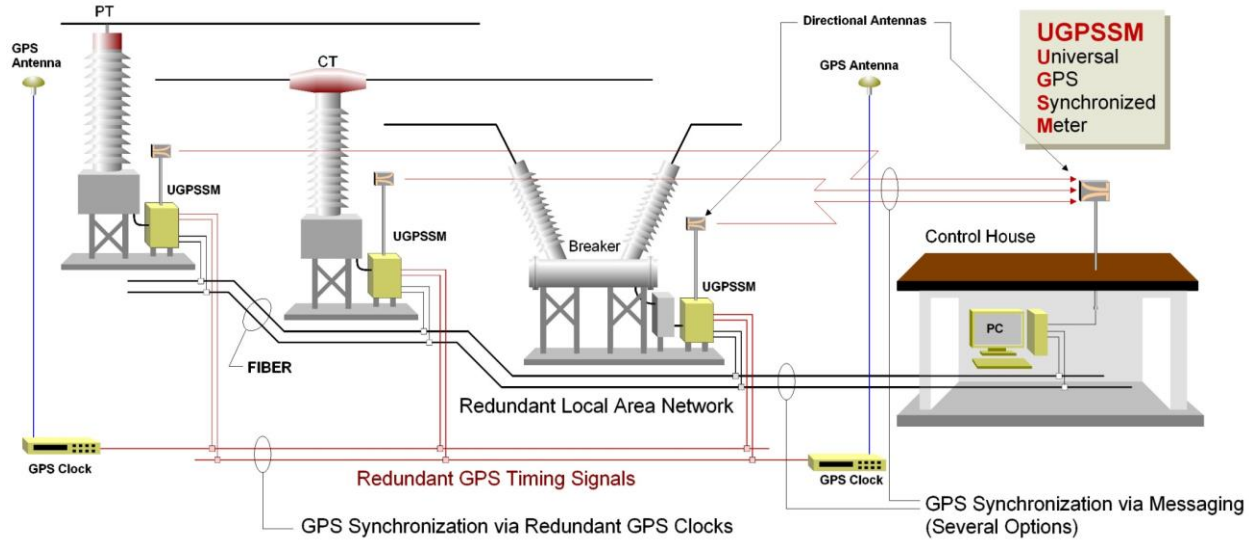


Figura 1.22: Posible enfoque hacia la integración de la adquisición, protección y Control y Comunicaciones

El esquema propuesto permite un enfoque integrado de la protección. Considere el hecho de que los relés de protección actuales se basan en una pequeña cantidad de entradas para reconocer las condiciones de funcionamiento del dispositivo (zona) que protegen a fin de tomar una decisión. Si bien los ingenieros inteligentes han diseñado algoritmos notables para identificar condiciones intolerables a partir de un número limitado de entradas, existen áreas grises donde estos algoritmos no pueden proporcionar la respuesta con certeza o con la velocidad requerida. Más información proporcionará más certeza en estos algoritmos. Con el esquema propuesto es posible diseñar un algoritmo de relé que use todos los datos disponibles en el bus de proceso para identificar condiciones intolerables y la causa de la condición. En este caso, la decisión de protección (qué interruptores operar y cuáles no) es una tarea bastante más simple.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

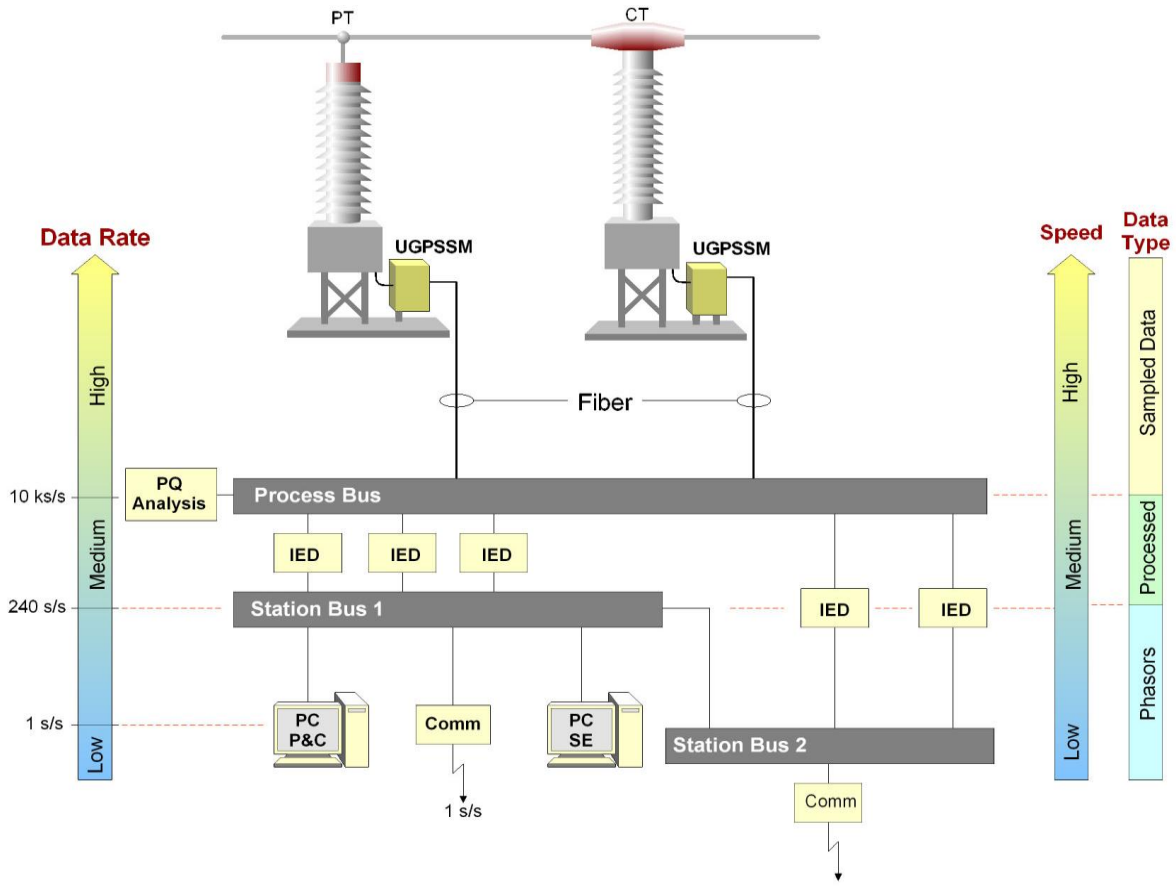


Figura 1.23: Posible enfoque hacia la integración de la adquisición, protección y Control y Comunicaciones

Protección basada en estimación de estado dinámico: Recientemente ha surgido otro enfoque. Este enfoque se inició en Georgia Tech con fondos de EPRI bajo la iniciativa de transformación de la red de EPRI. Los impulsores del nuevo enfoque son: (a) minimizar la complejidad de los relés de protección y, si es posible, evolucionar hacia esquemas de protección sin ajustes, (b) proporcionar una protección segura y confiable de los componentes de potencia como un generador, línea, transformador , etc., y (c) proporcionar una infraestructura que valide el modelo de los componentes del sistema eléctrico.

El método propuesto utiliza la estimación del estado dinámico [???], [???], basada en el modelo dinámico del componente, que refleja con precisión las características no lineales del componente, así como la carga y el estado térmico del componente. El enfoque se ilustra brevemente en la Figura 1,24. 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

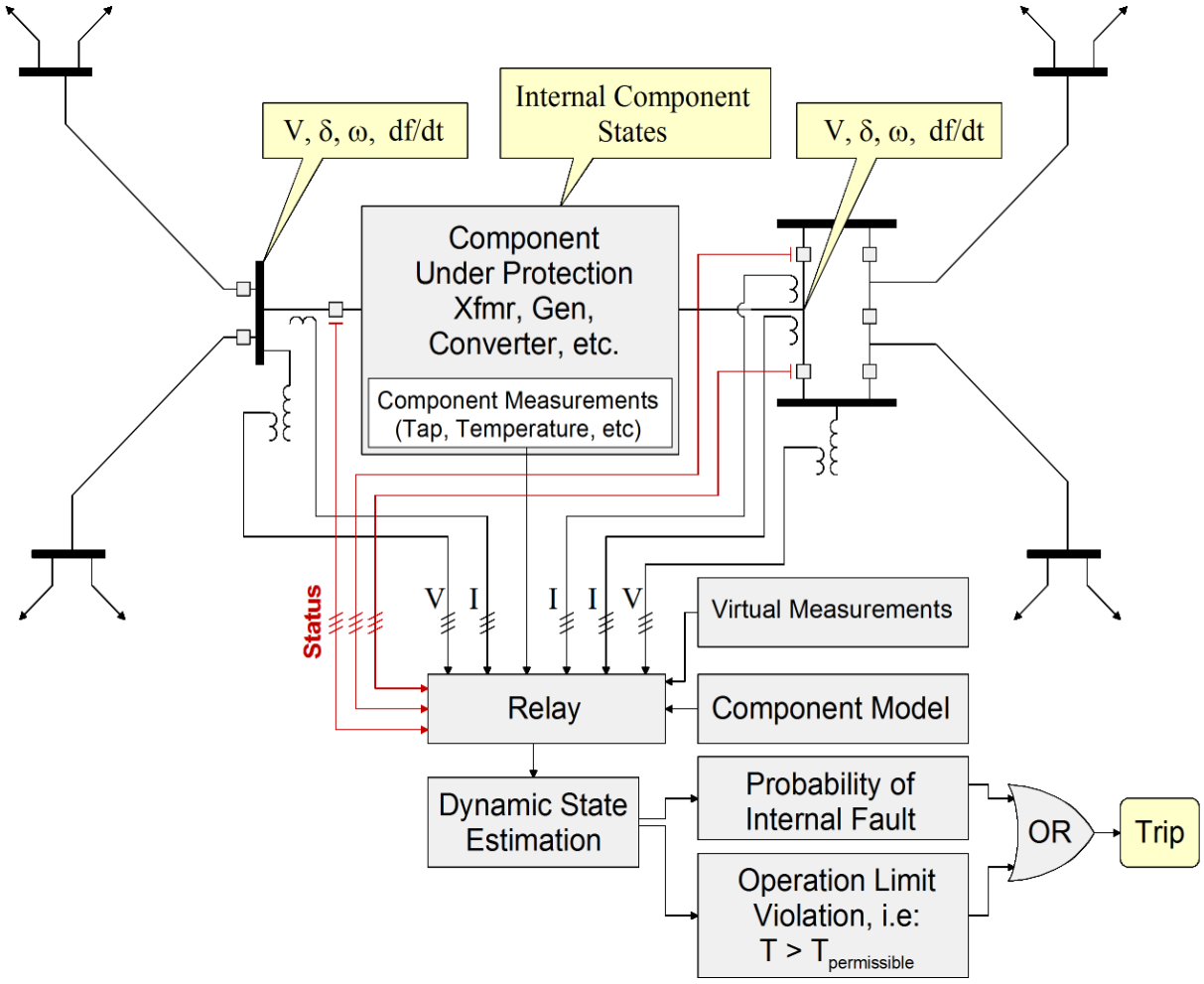


Figura 1.24 Enfoque de relés de protección mediante estimación de estado dinámico

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

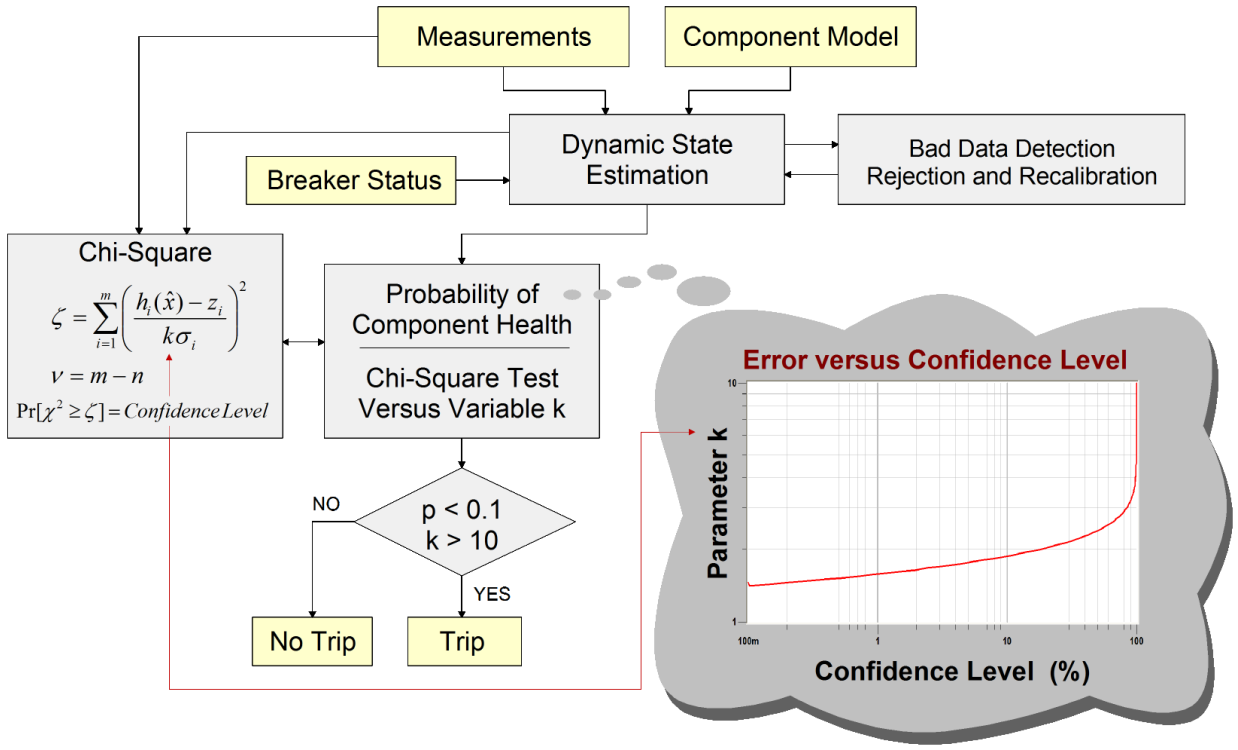


Figura 1.25 Flujo de datos y lógica de la protección basada en la estimación del estado dinámico

Enfoque de retransmisión

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 (cada período de muestreo puede ser muy bajo, por ejemplo 250 microsegundos).
2. Problemas de inicialización.
3. Comunicaciones en caso de un componente geográficamente extendido (es decir, líneas).
4. Nuevos enfoques de modelado de componentes: por ejemplo, se pueden modelar las características de saturación magnética de los transformadores, se deben modelar con precisión los convertidores en los sistemas de turbinas eólicas y otros.
5. Requisito de mediciones sincronizadas con GPS en caso de múltiples sistemas de adquisición de datos independientes, como sistemas de adquisición de datos en los dos extremos de una línea, y otros.
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 energización. 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 dinámico de componentes debería poder "rastrear" la corriente de entrada y determinar que representan una condición de funcionamiento normal (tolerable). Esto requiere un modelo de transformador que modele con precisión la saturación y la corriente de entrada en el

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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 las 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 proporcionará la validación del modelo).

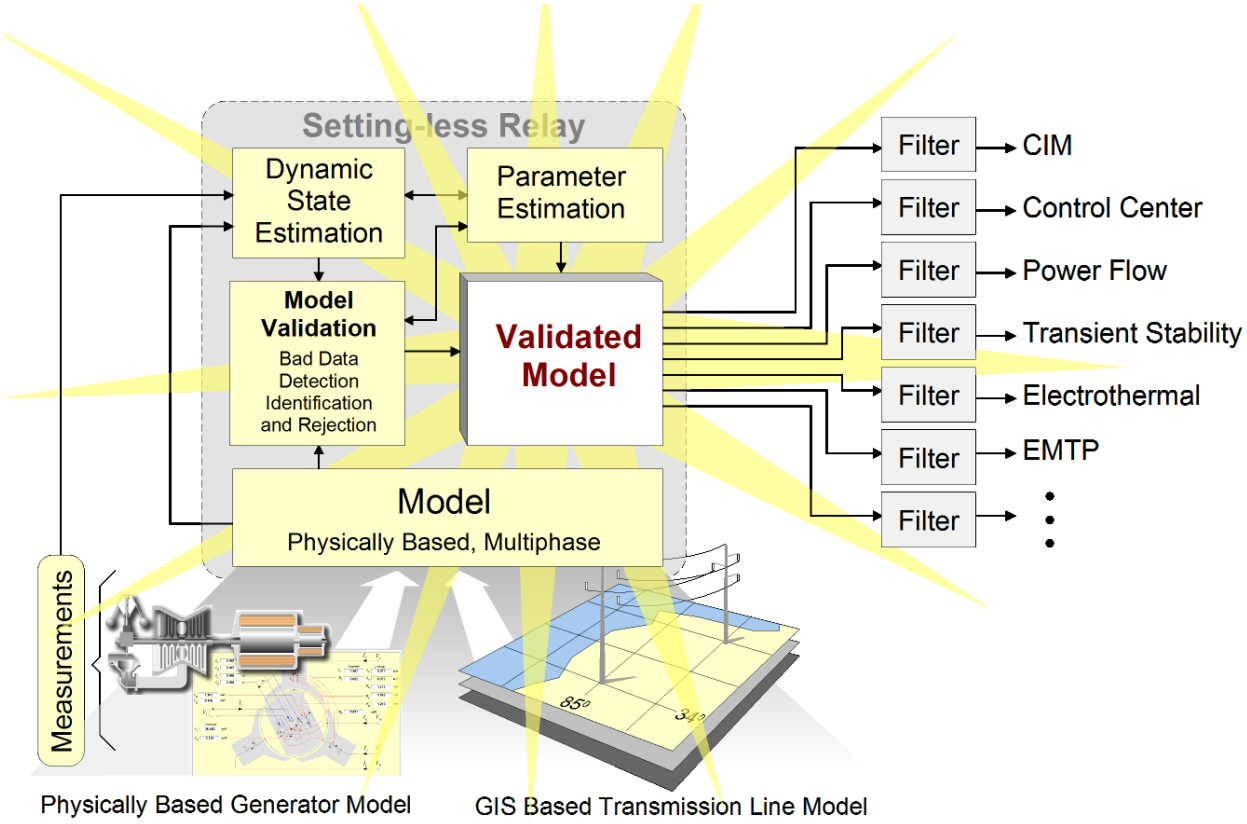


Figura 1.26 Un enfoque para la retransmisión basada en estimaciones de estado con monitoreo de modelos

El enfoque que se muestra en la Figura 1.24 proporciona beneficios adicionales. Primero, la estimación del estado dinámico se puede utilizar para determinar si el sistema de protección general es consistente, las relaciones VT y CT son las correctas, las conexiones son consistentes, etc. Cualquier discrepancia se mostrará en los resultados de la estimación del estado dinámico. Además, cualquier falla en la instrumentación, es decir, falla del VT, etc., será reconocida inmediatamente por la estimación del estado. Por lo tanto, proporciona una herramienta para detectar de manera eficiente fallas ocultas. Otra ventaja es que el sistema se puede utilizar para estimar los parámetros del componente que monitorea a partir de los datos redundantes. Esto dará como resultado la obtención del modelo correcto y validado del componente en tiempo real. Por lo tanto, el relevo ahora puede servir como el "creador y guardián". del modelo validado del componente. El modelo también puede enviarse a otras aplicaciones o enviarse a un depósito central de la empresa. Los filtros pueden proporcionar el modelo a una aplicación específica y en la forma adecuada como se ilustra en la Figura 1.26.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

12.0 Banco de pruebas de relés del sistema de potencia

Los ejemplos ilustrativos son siempre una excelente herramienta pedagógica. En este libro usaremos muchos de estos ejemplos. Además, organizaremos estos ejemplos de tal manera que siempre resulten familiares para el lector. Por ello, presentamos aquí un banco de pruebas genérico de sistemas de energía eléctrica que nos servirá para obtener ejemplos concretos a lo largo del libro. El banco de pruebas del sistema de energía eléctrica se ilustra en la Figura 1.27. Tenga en cuenta que el sistema comprende dos subestaciones generadoras, una subestación de transmisión, una subestación de distribución y varios alimentadores de distribución. El sistema de energía eléctrica del banco de pruebas es un modelo orientado a interruptores y proporcionará muchos ejemplos ilustrativos para la aplicación de los conceptos de relés de protección discutidos en el libro de texto. El modelo está disponible en formato WinIGS. El programa WinIGS se utilizará como
herramienta computacional para realizar una variedad de aplicaciones de relés de protección.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

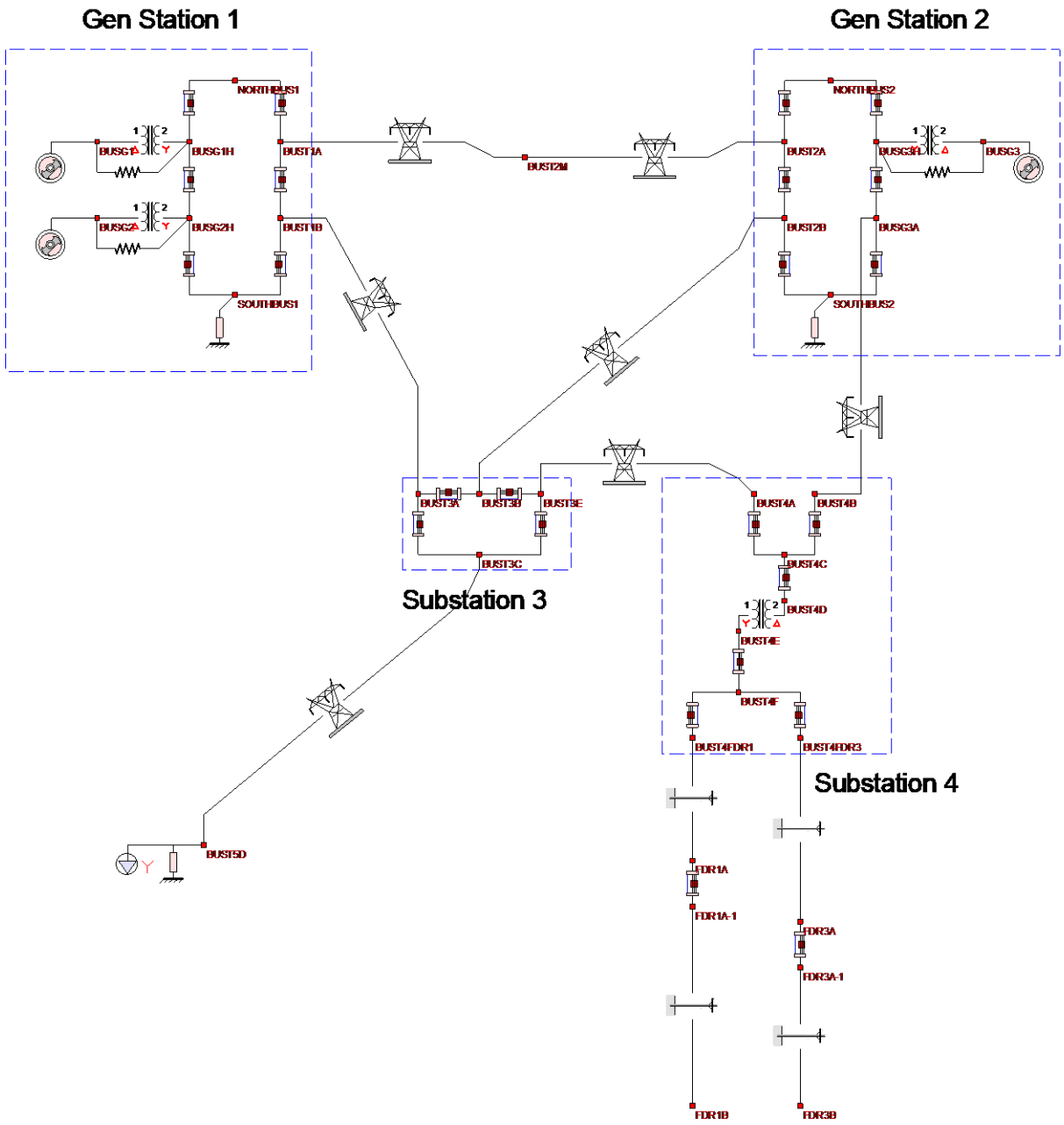


Figura 1.27. Banco de pruebas del sistema de energía eléctrica

Comentarios para mejorar:

1. Convierta la Gen Station 1 en una planta de nivel de dos kV (230 kV, 115 kV).
2. Convierta la subestación de transmisión en una subestación de nivel de dos kV.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

13.0 Problemas

Problema P1.1: 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 P1.2: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P1.2. Seleccionar zonas de protección para este sistema. Sea específico en cuanto a los límites de las zonas de protección. Coloque los TC y PT como requeridos.

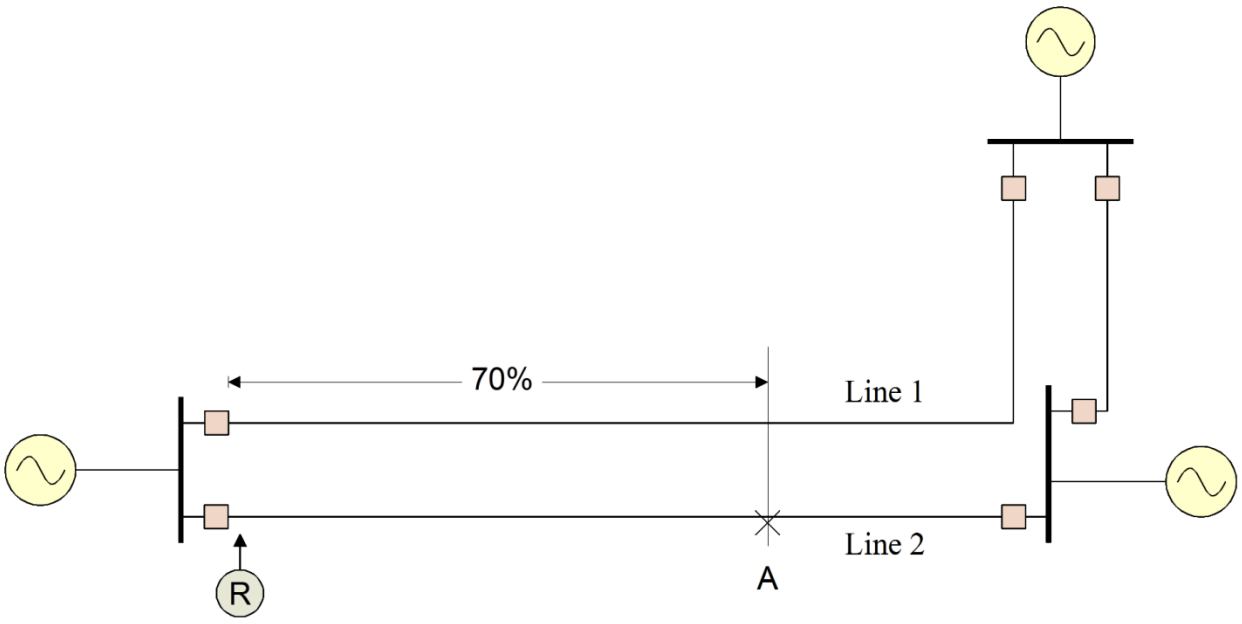


Figura P1.2

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P1.3: Un generador que no es de servicios públicos está protegido con el esquema de protección que se muestra en la Figura P1.3. Describe con dos frases la función de cada uno de los relés indicados.

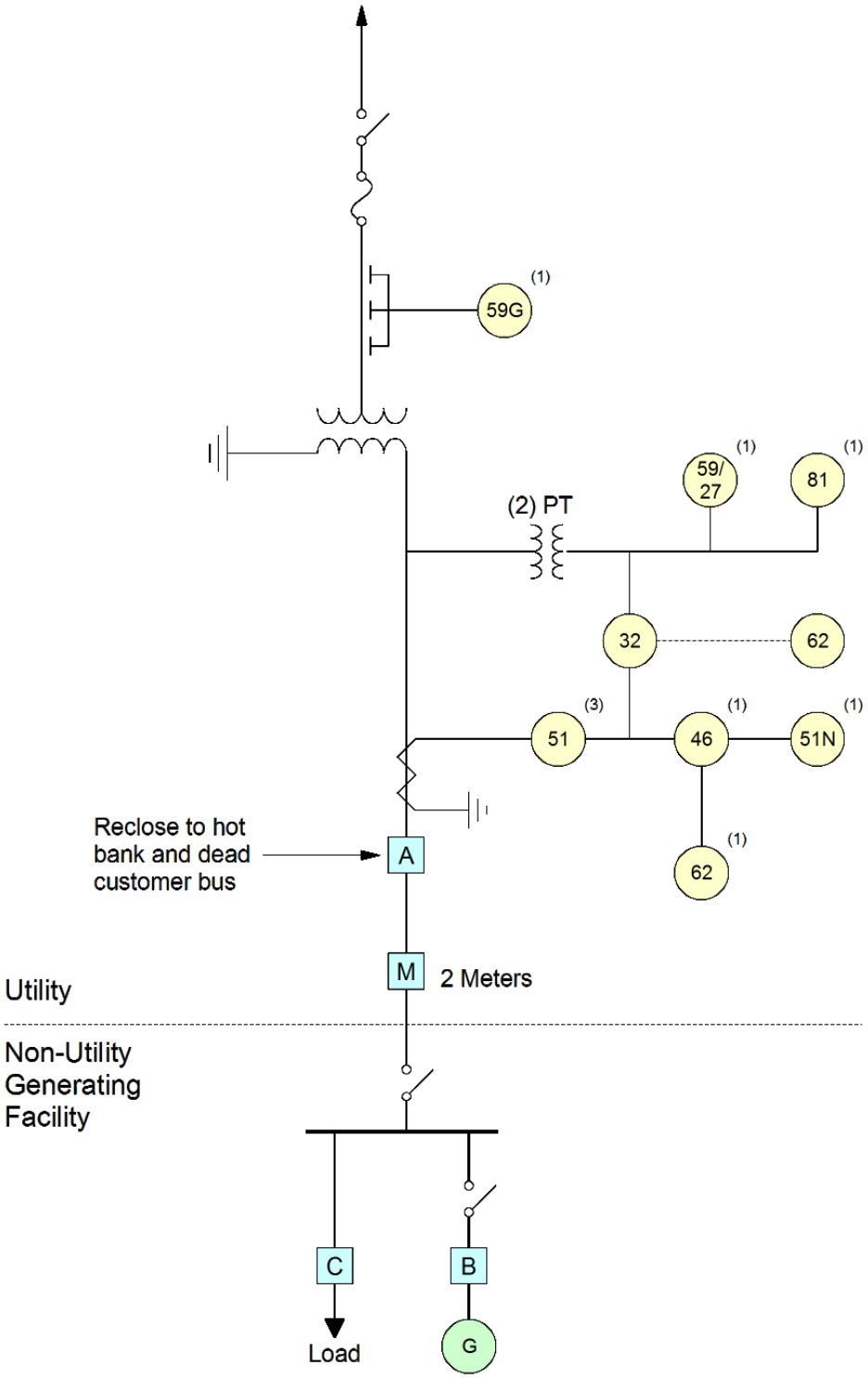


Figura P1.3

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Las funciones de los relés indicados son:
59G: Relé de sobretensión de tierra.
59/27: relé de sobre y bajo voltaje.
81: Relé de frecuencia (normalmente sobrefrecuencia y subfrecuencia). 32:
Relé de potencia inversa.
62: Temporizador de retardo.
46: Relé de fase inversa. 51:
Relé de sobrecorriente.
51N: Relé de sobreintensidad de neutro.

Problema P1.4: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P1.4. Seleccione zonas de protección para este sistema. Sea específico en cuanto a los límites de las zonas de protección. Asegúrese de que todo el sistema esté cubierto, es decir, que no haya ninguna parte del sistema que no pertenezca al menos a una zona de protección.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

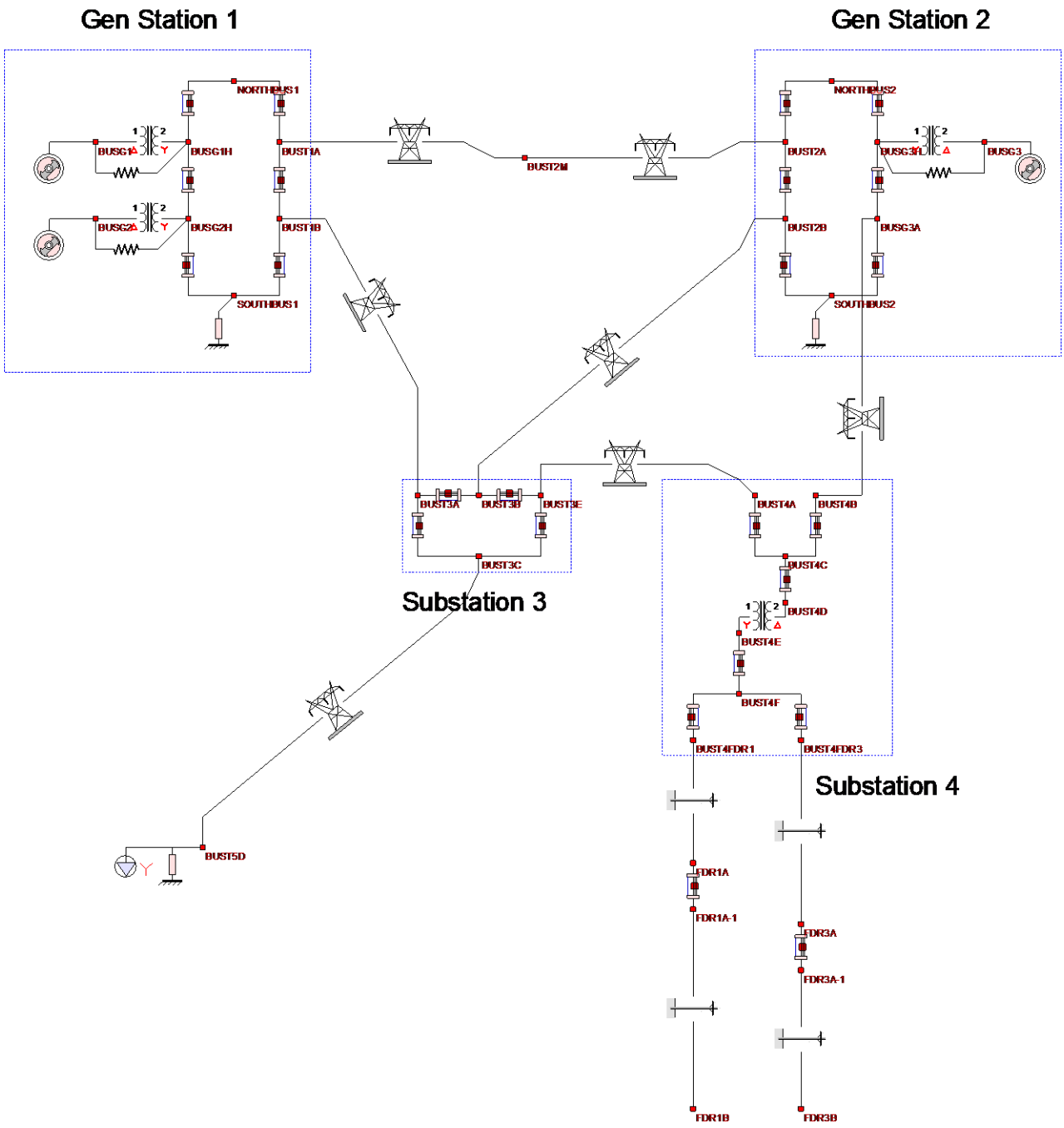


Figura P1.4

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 2 _____ ***2 Conceptos básicos*** _____ ***2***

2.1 Introducción _____ **2**

2.2 Estado estacionario sinusoidal y fasores _____ **2**

2.3 Componentes simétricos _____ **4**

2.3.1 Potencia real y reactiva - SSSC_____11

2.3.2 Potencia real, reactiva y de distorsión - PSSC_____14

2.4 Transformadores de medida _____ **16**

2.4.1 Polaridad del transformador _____16

2.4.2 Cambios de fase en transformadores _____16

2.5 Síntesis de forma de onda_____ **18**

2.5.1 Síntesis de forma de onda de secuencia cero analógica _____18

2.5.2 Síntesis de forma de onda de secuencia analógica positiva y negativa _____20

2.5.3 Síntesis de forma de onda de secuencia cero digital _____22

2.5.4 Síntesis de forma de onda de secuencia digital positiva y negativa _____ 23

2.5.5 Extracción de fasores - Cálculo de magnitud y fase _____23

2.5.6 Extracción de fasores - Cálculo de frecuencia fundamental _____26

2.5.7 Extracción fasorial: implementación de matriz circular _____27

2.5.8 Comparación entre implementaciones de computadoras analógicas y digitales _____28

2.6 Muestreo sincronizado _____ **29**

2.7 Interoperabilidad_____ **36**

2.8 Conexión a tierra del sistema _____ **36**

2.9 Soluciones de red_____ **40**

2.9.1 Análisis nodal _____40

2.9.2 Análisis de bucle _____42

2.10 Resumen y discusión_____ **42**

2.11 Problemas _____ **43**

Capitulo 2
Conceptos básicos

2.1 Introducción

La práctica de relés de protección requiere la comprensión y el análisis del rendimiento del sistema de energía en una variedad de condiciones. Esto se puede lograr con un buen conocimiento de los conceptos básicos de operación del sistema de energía y respuesta a perturbaciones. Las herramientas básicas para esta comprensión son el modelado de los componentes del sistema de energía y los métodos de análisis para determinar el comportamiento de los sistemas de energía eléctrica. Dedicamos tres capítulos a abordar estos temas. El presente capítulo (Capítulo 2) está dedicado a la descripción general de los conceptos básicos. El capítulo 3 está dedicado al modelado de los principales componentes del sistema eléctrico. El capítulo 4 está dedicado al análisis de sistemas eléctricos en condiciones defectuosas. Además, ciertas perturbaciones afectan amplias áreas del sistema de energía, lo que crea la necesidad de un enfoque de todo el sistema para el análisis de perturbaciones y la protección contra estas condiciones.

2.2 Estado estacionario sinusoidal y fasores

En funcionamiento en régimen permanente, los voltajes y corrientes del sistema de energía eléctrica son formas de onda puramente sinusoidales. Estas formas de onda se pueden expresar mediante las siguientes ecuaciones:

$$eso) \quad I_{metro} \text{ porque } t \;)$$

$$Vermont) \quad V_{metro} \text{ porque } t \;)$$

donde$_{metro}$ es el valor máximo de la corriente eléctrica
V_{metro} es el valor máximo de la tensión es la frecuencia angular
es la fase de la corriente
eléctrica es la fase del voltaje

Esta condición de funcionamiento se conoce como condición de estado estable sinusoidal (SSSC).

Una representación alternativa de formas de onda sinusoidales es mediante **fasores.** El uso de fasores simplifica enormemente la manipulación de estas señales, y muchas relaciones fundamentales se pueden expresar fácilmente usando notación fasorial. Se presenta una descripción general de estas relaciones en esta sección.

Primero tenga en cuenta que el valor cuadrático medio (RMS) de una forma de onda de voltaje sinusoidal es:

$$V_{rms} \quad \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T v^2(\,)D} \qquad \frac{V_{metro}}{\sqrt{2}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

De manera similar para una forma de onda de corriente sinusoidal:

$$I_{rms} \quad \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T I^2()D} \qquad \frac{I_{metro}}{\sqrt{2}}$$

Las relaciones anteriores nos dicen que bajo SSSC, el valor cuadrático medio de la corriente o voltaje eléctrico es igual al valor máximo dividido por la raíz cuadrada de 2. Así podemos escribir:

$$eso) \quad 2\sqrt{I_{rms}} \text{porque} \quad t \quad)$$
$$Vermont) \quad 2V_{rms} \text{porque} \quad t \quad)$$

Otra propiedad interesante puede ser de obtenido escribiendo las ecuaciones anteriores en el siguiente forma equivalente:

$$eso) \quad \text{Re} \quad Es\ decir_{j(t)} \quad \text{Re} \quad 2\sqrt{I}_{rms} mi^{j\ t}$$
$$Vermont) \quad \text{Re} \quad V_{metro} e^{(} \quad \text{Re} \quad 2 \quad \sqrt{} V_{rms} mi^{j(t)}$$

Donde Re * es la parte real del argumento *. Las relaciones anteriores son identidades, que pueden mostrarse usando la identidad de Euler

$$mi^{ja} \quad \text{porque} a) \quad j \quad \text{pecado}(a)$$

Reorganizando

$$eso) \quad \text{Re} \quad \sqrt{2} Es\ decir_{rms}^{\ j\ t} mi \qquad \text{Re} \quad \sqrt{2}\widetilde{Es\ decir}_{jt}$$
$$Vermont) \quad \text{Re} \quad \sqrt{2} V_{rms} e^{\ j} mi^{t} \quad \text{Re} \quad \sqrt{2}\widetilde{V} e^{j\ t}$$

dónde:

$$\widetilde{I} \quad Es\ decir_{rms}^{\ j}$$
$$\widetilde{V} \quad V_{rms} mi^{\ j}$$

Examinemos una interpretación geométrica útil de la ecuación anterior. Considere la Figura 2.5. La cantidad compleja $\widetilde{Es\ decir}_{j\,t}$ es un vector en el plano complejo. Tenga en cuenta que el ángulo entre este vector y el eje real es t + , es decir, está cambiando con el tiempo. La proyección de este vector sobre el real eje es el valor instantáneo de la corriente eléctrica, i (t). A medida que avanza el tiempo, el vector $\widetilde{Es\ decir}_{j\,t}$ gira con velocidad angular , y como resultado su proyección sobre el eje real varía sinusoidalmente. La cantidad $\widetilde{Es\ decir}_{j\,t}$ se llama fasor rotatorio de la corriente eléctrica. Dado que la magnitud de el fasor actual se define como el valor RMS de la corriente, sería más preciso llamarlo la *fasor giratorio cuadrático medio de raíz* de la corriente eléctrica. Nos referimos a $\widetilde{I}$ como la corriente fasorial o la corriente compleja. Tenga en cuenta que el valor de los fasores y, en particular, el valor de la

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

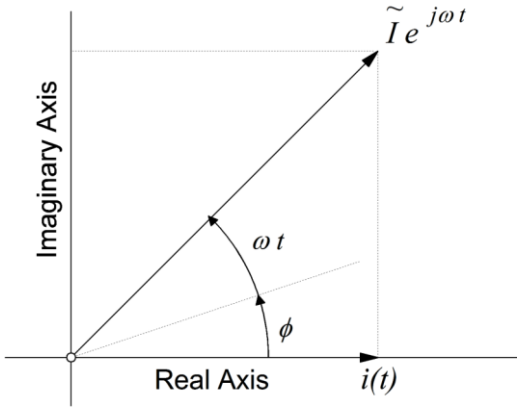


Figura 2.1 Interpretación geométrica de la Ecuación fasorial

El ángulo de fase depende de la referencia de tiempo, por ejemplo, si el tiempo t se desplaza en un cierto valor, entonces el valor de fase cambiará en una cantidad igual a la frecuencia angular multiplicada por el desplazamiento de tiempo.

Una construcción y discusión similar se aplica a la cantidad de voltaje.

Los sistemas de energía eléctrica operan muy cerca de la condición de estado estable sinusoidal si no hay dispositivos de conmutación o no lineales que puedan causar desviaciones de la operación de estado estable sinusoidal.

2.3 Componentes simétricos

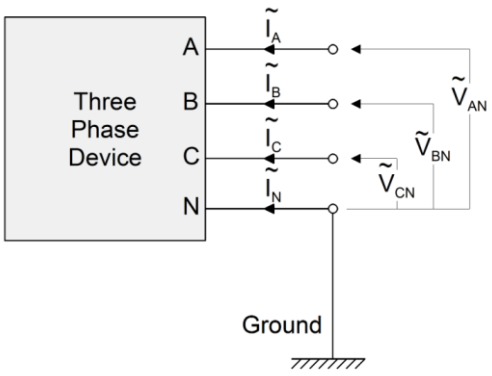


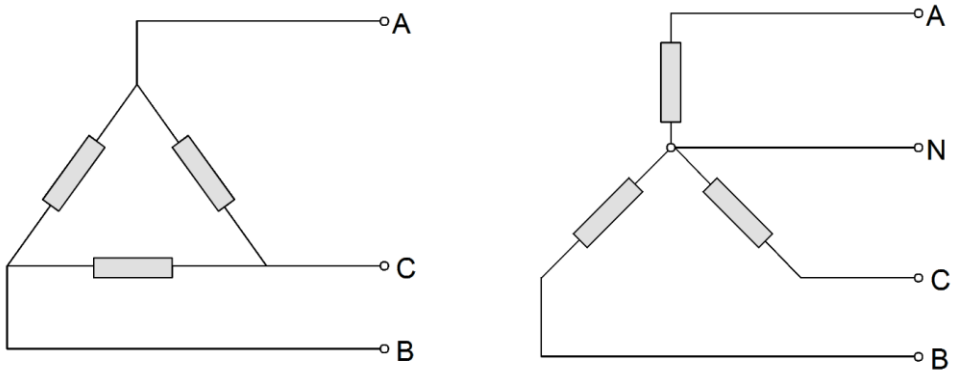
Figura 2.2: Un dispositivo trifásico

Los sistemas de energía modernos generan, transmiten y distribuyen energía eléctrica principalmente a través de un sistema de energía eléctrica trifásica. Una de las razones de la proliferación de los sistemas de energía de CA trifásicos es que se puede transmitir más energía a través de la transmisión de energía trifásica que la transmisión de energía monofásica para un peso total de conductor y un nivel de aislamiento determinados. Una segunda razón importante es que los generadores síncronos trifásicos pueden generar eficientemente voltajes trifásicos y corrientes impulsadas por un par mecánico constante. Del mismo modo, los motores trifásicos son compactos; naturalmente, son de arranque automático y pueden generar un par constante. Estos sistemas proporcionan un funcionamiento fluido y eficiente.

La mayoría de los sistemas de energía comprenden arreglos trifásicos, que consisten en la interconexión de generadores trifásicos, líneas trifásicas, transformadores trifásicos y otros equipos de apoyo. Los sistemas de transmisión trifásicos están configurados como tres cables (solo cables de fase), cuatro cables (cables trifásicos más cable (s) neutro o blindado (tierra)) o sistemas de cinco cables (tres fases, neutro y cable blindado (tierra) (s)). En la Figura 2.2 se ilustra un dispositivo trifásico típico con neutro.

Un dispositivo trifásico, como un transformador o un motor, puede constar de elementos monofásicos conectados en una disposición trifásica. Los elementos pueden estar conectados en un *delta* o un *wye* configuración o cualquier combinación de estos dos. Las conexiones delta y estrella se ilustran en la Figura 2.3ay 2.3b respectivamente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a) (B)

Figura 2.3: Dispositivos trifásicos que constan de tres elementos monofásicos (a) Conexión delta, (b) Conexión en estrella

En el sistema trifásico tenemos tres o más voltajes y tres o más corrientes eléctricas. Es deseable que los voltajes y corrientes exhiban algún tipo de simetría. Para caracterizar los voltajes y corrientes trifásicos, así como el sistema de potencia trifásico, presentamos la siguiente terminología que describe las condiciones de funcionamiento del sistema, así como la construcción interna y las características del sistema trifásico.

Conjunto equilibrado de voltajes trifásicos: Un conjunto de voltajes trifásicos, va (t), vb (t), vc (t), se denomina equilibrado si y solo si:

Los voltajes varían sinusoidalmente con el tiempo.

Las amplitudes de los voltajes son iguales.

Hay una diferencia de fase de 120 ° entre dos voltajes cualesquiera.

Por ejemplo, el siguiente conjunto de voltajes trifásicos está equilibrado:

$$v_a(t) = 2V_x \cos(t +)$$
$$v_B(t) = 2V_x \cos(t + 120^o +)$$
$$v_C(t) = 2V_x \cos(t + 240^o +)$$

En las ecuaciones anteriores, el ángulo de fase de v_a conduce el ángulo de fase de v_B por 120o. Del mismo modo, el ángulo de fase de v_B conduce el ángulo de fase de v_C por 120o. Esta relación de ángulo de fase entre las tres fases se llama *secuencia de fase positiva. (*Otras secuencias de fases se analizan más adelante en este capítulo). Tenga en cuenta que un análogo *Conjunto equilibrado* La definición se aplica a un conjunto de corrientes trifásicas.

Es evidente que un conjunto de voltajes trifásicos equilibrados puede especificarse completamente mediante el siguiente información:

La magnitud de voltaje V,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La frecuencia angular ,
El ángulo de fase , y
La secuencia de fases.

Una especificación alternativa consiste en lo siguiente:

El fasor de voltaje de fase A, V_a Ve^{j}
La secuencia de fases

A lo largo de este texto, cuando no se especifica la secuencia, se asumirá que es la secuencia positiva.

Una fuente trifásica ideal genera un conjunto de voltajes trifásicos balanceados, típicamente con secuencia de fase positiva. Se pueden construir fuentes trifásicas combinando tres fuentes monofásicas de parámetros apropiados. Dos de tales configuraciones que forman trifásicas ideales
Las fuentes de voltaje se ilustran en la Figura 2.4.

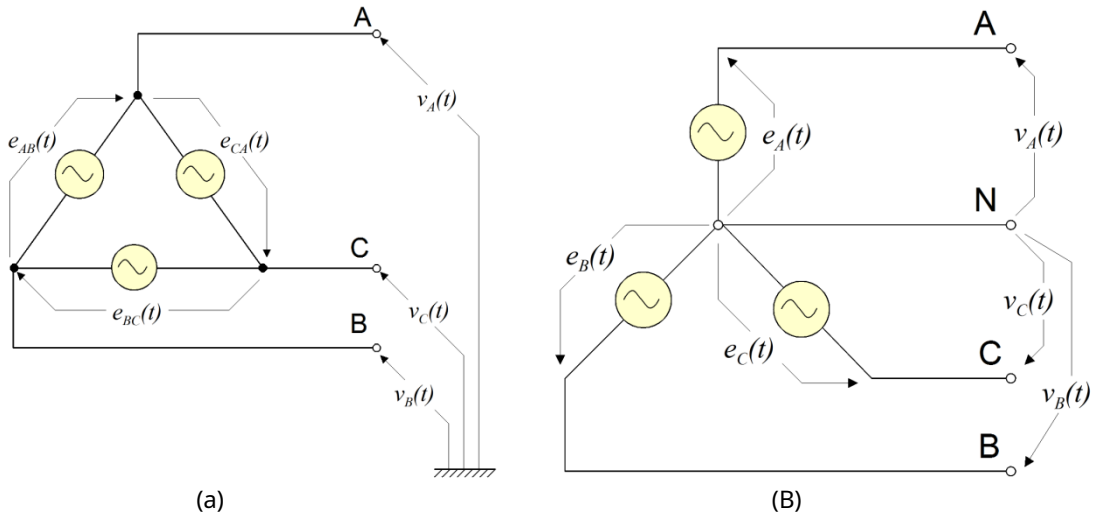


Figura 2.4 Fuente de voltaje trifásica ideal [(a) Conectada en triángulo, (b) Conectada en estrella]

Sistema trifásico simétrico: Un sistema pasivo trifásico se llama simétrico si y solo si las dos siguientes afirmaciones son verdaderas:

Es un sistema lineal.
Cuando se alimenta mediante un conjunto equilibrado de voltajes trifásicos, fluye hacia él un conjunto equilibrado de corrientes trifásicas. Alternativamente, cuando se inyecta un conjunto de corrientes equilibradas trifásicas en
el sistema se equilibran los voltajes trifásicos resultantes.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

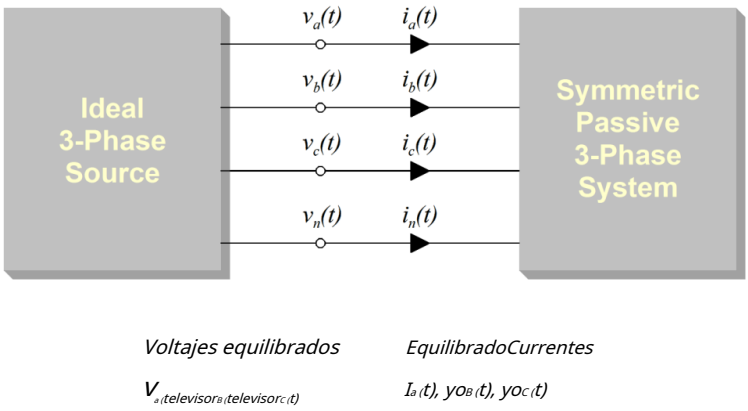


Figura 2.5: Definición de un sistema trifásico simétrico

La definición de un sistema trifásico simétrico se ilustra en la Figura 2.5. Los sistemas trifásicos prácticos comprenden componentes trifásicos que son simétricos o casi simétricos. Para ejemplo, tres fases transformadores están simétrico dispositivos trifásicos, los generadores síncronos trifásicos son dispositivos casi simétricos, Las líneas aéreas de transmisión son casi simétricas, etc.

Las técnicas tradicionales de análisis de sistemas de energía (es decir, flujo de carga, análisis de fallas, análisis de estabilidad transitoria, etc.) se han desarrollado bajo el supuesto de sistemas trifásicos simétricos. Dado que la mayoría de los elementos prácticos del sistema de energía trifásica son casi simétricos, esta suposición genera un pequeño error. En la mayoría de las aplicaciones, este error es aceptable.

La mayoría de las veces, los sistemas de energía trifásicos operan cerca de condiciones balanceadas. En este caso asumimos que el sistema opera en condiciones equilibradas, el sistema es simétrico y procedemos sobre esta base. Siempre que se altere el funcionamiento equilibrado, el análisis del sistema se puede realizar de dos formas:

(a) Análisis directo de todo el sistema trifásico (modelo exacto). Análisis por el
(B) método de *Componentes simétricos (*modelo aproximado).

El método de componentes simétricos

El método de componentes simétricos fue introducido por Charles L. Fortescue en un artículo publicado en las transacciones de AIEE en 1918. Se basa en una transformación lineal de los voltajes y corrientes del sistema. Esta transformación convierte un modelo de sistema trifásico no balanceado en tres modelos de sistema trifásico balanceado desacoplado. Nos referimos a estos modelos trifásicos balanceados como (a) secuencia positiva, (b) secuencia negativa y (c) secuencia cero. El análisis de cada uno de los tres sistemas trifásicos balanceados se puede realizar considerando una sola fase. Este procedimiento reduce el problema del análisis de un sistema trifásico desequilibrado al análisis de tres problemas del sistema monofásico desacoplado. Este enfoque representa típicamente un reducción del esfuerzo computacional por un factor de tres.

Se presenta la transformación de componentes simétricos Siguiente. Considere un conjunto de tres fases voltajes y corrientes eléctricas $(\tilde{V}_a, \tilde{V}_B, \tilde{V}_C)$ y $(\tilde{I}_a, \tilde{I}_B, \tilde{I}_C)$ respectivamente. Estos conjuntos son transformado por una matriz de transformación T en un nuevo conjunto de voltajes y corrientes eléctricas $(\tilde{V}_1, \tilde{V}_2, \tilde{V}_0)$, y $(\tilde{I}_1, \tilde{I}_2, \tilde{I}_0)$ como sigue:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\begin{matrix} \tilde{V}_{abc} & \tilde{televisor}_{120} \\ \tilde{I}_{abc} & T\tilde{I}_{120} \end{matrix} \qquad \text{(xxx)}$$

dónde:

$$\tilde{V}_{abc} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_B, \tilde{V}_{120} \\ \tilde{V}_C \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_0 \end{matrix}, \quad I_{abc} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_a \\ \tilde{I}_B, \tilde{I}_{120} \\ \tilde{I}_C \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \\ \tilde{I}_0 \end{matrix}, \text{ y } \quad T \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{matrix}, \quad a = e^{j120^o}$$

La transformación inversa es:

$$\begin{matrix} \tilde{V}_{120} & T^{-1}\tilde{V}_{abc} \\ \tilde{I}_{120} & T^{-1}\tilde{I}_{abc} \end{matrix} \qquad \text{(xxx)}$$

dónde:

$$T^{-1} \quad \frac{1}{3} \begin{matrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix}, \qquad a = e^{j120^o}$$

Interpretación geométrica. La existencia de tres vectores que satisfacen la ecuación $\tilde{V}_{abc} \quad \tilde{televisor}_{120}$ está garantizado por el hecho de que la matriz T es invertible. De hecho, esta ecuación se puede visualizar geométricamente en el plano complejo como se ilustra en la Figura 2.6. Tenga en cuenta que la Figura contiene tres vectores A, B y C (mostrados en color azul) de magnitud y dirección arbitrarias que son las sumas de tres conjuntos de conjuntos de vectores, cada uno de los cuales consta de tres vectores de igual magnitud (mostrados en rojo, negro y color gris respectivamente). Tenga en cuenta que el conjunto rojo es una secuencia positiva (la fase A es seguida por la fase B, luego por la fase C asumiendo una rotación en sentido antihorario), el conjunto negro es la secuencia negativa y el conjunto gris es la secuencia cero (tres vectores grises son paralelos , es decir, en fase).

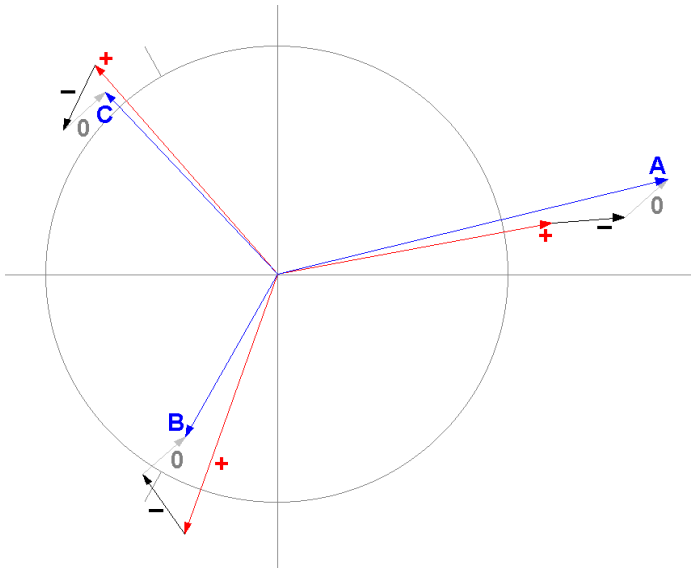


Figura 2.6: Descomposición de tres vectores en componentes simétricos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La importancia de esta transformación radica en el hecho de que puede transformar el modelo de cualquier dispositivo trifásico simétrico, en tres ***desacoplado*** modelos de dispositivos monofásicos. Esta propiedad de la transformación se ilustra con un ejemplo a continuación.

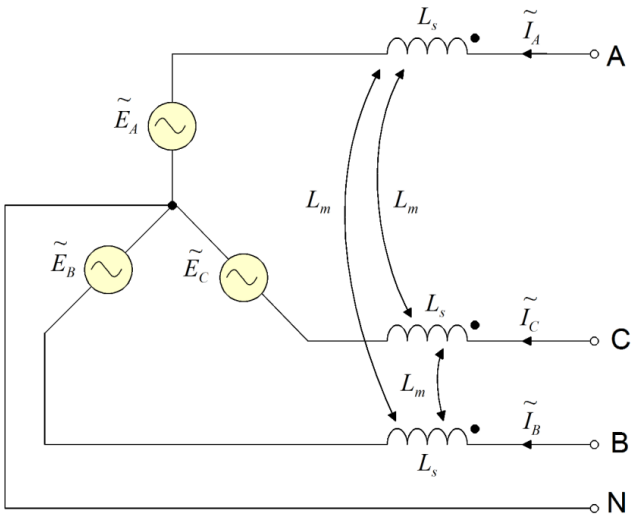


Figura E2.3: Una fuente trifásica simplificada.

Ejemplo E2.3: Considere un simple modelo de un generador trifásico, que se ilustra en la Figura E2.3. El generador consta de tres tensiones ideales fuentes E_A, mi$_B$, y E_C y tres bobinas acopladas magnéticamente. Cada bobina tiene una autoinducción L_s y dos inductancias mutuas con las otras dos bobinas ambos iguales a L_{metro}. Escriba las ecuaciones del modelo del generador en términos de los voltajes de fase y las corrientes eléctricas y luego transforme estas ecuaciones usando la transformación simétrica. Luego calcule la potencia compleja entregada por el generador en términos de componentes simétricos.

Solución: Las ecuaciones del modelo trifásico para el generador simplificado son:

$$\begin{aligned}
\tilde{V}_{UN} &= j L_s \tilde{I}_A + j L_{metro}(\tilde{I}_B + \tilde{I}_C) + \tilde{m}i_A \\
\tilde{V}_{BN} &= j L_s I_B + j \tilde{L}_{metro}(I_A + I_C) + \tilde{m}i_B \\
\tilde{V}_{CN} &= j L_s I_C + j \tilde{L}_{metro}(I_A + I_B) + \tilde{m}i_C
\end{aligned}$$

En notación matricial compacta, las ecuaciones anteriores se escriben de la siguiente manera:

$$\tilde{V}_{abc} = Z\tilde{I}_{abc} + \tilde{m}i_{abc}$$

dónde:

$$\tilde{V}_{abc} = \begin{bmatrix} \tilde{V}_{UN} \\ \tilde{V}_{BN} \\ \tilde{V}_{CN} \end{bmatrix}, \quad \tilde{I}_{abc} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_a \\ \tilde{I}_B \\ \tilde{I}_C \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad Z = \begin{bmatrix} L_s & L_{metro} & L_{metro} \\ L_{metro} & L_s & L_{metro} \\ L_{metro} & L_{metro} & L_s \end{bmatrix}$$

Tenga en cuenta que las ecuaciones anteriores son *acoplado,* es decir, cada voltaje de fase es una función de las tres fases corrientes. Ahora apliquemos la transformación simétrica.

$$\begin{aligned}
\tilde{V}_{abc} &= T\tilde{V}_{120} \\
\tilde{I}_{abc} &= T\tilde{I}_{120} \\
\tilde{m}i_{abc} &= T\tilde{E}_{120}
\end{aligned}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tras la sustitución en la ecuación matricial:

$$\tilde{V}_{televisor,120} = ZT\tilde{I}_{120} + TE\tilde{}_{120}$$

Tras la multiplicación previa de la ecuación anterior por la matriz T:

$$\tilde{V}_{120} = T^{-1}ZTI\tilde{}_{120} + \tilde{m}i_{120}$$

La propiedad clave de la transformación de componentes simétricos es que el producto matricial TZT^{-1} es una matriz diagonal, a saber:

$$T^{-1}ZT = \begin{bmatrix} L_s + L_{metro} & 0 & 0 \\ 0 & L_s + L_{metro} & 0 \\ 0 & 0 & L_s + 2L_{metro} \end{bmatrix}$$

Esta propiedad se cumple siempre que el sistema consista en dispositivos simétricos, lo que implica que las matrices de impedancia tienen todos los términos fuera de la diagonal iguales y todos los términos diagonales iguales. Esta condición es válida o aproximadamente válida para la mayoría de los dispositivos de sistemas eléctricos trifásicos, como transformadores, generadores, líneas de transmisión, etc. Escribiendo las ecuaciones de forma explícita obtenemos:

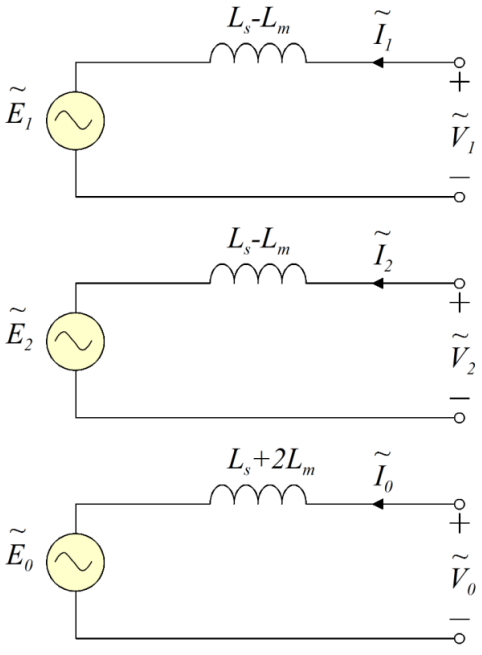


Figura E2.3a: Las redes de secuencia de la fuente trifásica simplificada de la Figura E2.3

$$\tilde{V}_1 = j(L_s + L_{metro})\tilde{I}_1 + \tilde{m}i_1$$
$$\tilde{V}_2 = j(L_s - L_{metro})\tilde{I}_2 + \tilde{m}i_2$$
$$\tilde{V}_0 = j(L_s + 2L_{metro})\tilde{I}_0 + \tilde{m}i_0$$

Tenga en cuenta que las ecuaciones anteriores están desacopladas, es decir, las variables que aparecen en una ecuación no aparecen en ninguna otra ecuación. En consecuencia, estas ecuaciones representan tres redes monofásicas independientes, como se muestra en la Figura E2.3a. También cabe señalar que en caso de que la fuente esté equilibrada, $\tilde{m}i_1 = \tilde{m}i_2 = \tilde{m}i_0 = 0$. Las tres redes de la Figura E2.3a se denominan *secuencia positiva* modelo, el *secuencia negativa* modelo y el *secuencia cero* modelo, respectivamente.

La potencia compleja entregada por el generador es:

$$S = \tilde{V}_{an}\tilde{I}_A^* + \tilde{V}_{bn}\tilde{I}_B^* + \tilde{V}_{cn}\tilde{I}_C^* = \tilde{V}_{ABC}^T\tilde{I}_{ABC}^*$$

Solicitud de la simétrico componente

La transformación a la ecuación anterior produce:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$S \text{ (televisor}_{120}\text{)} \left(T\tilde{I}_{012}\right)^{T} \quad \tilde{\text{Vermont}}_{120}^{T} \; T\tilde{I}_{120}^{*}$$

$$3\tilde{V}_1\tilde{I}_1^* \quad 3\tilde{V}_2\tilde{I}_2^* \quad 3\tilde{V}_0\tilde{I}_0^*$$

La igualdad anterior se puede probar observando que

$$T_T T^* \begin{matrix} 3 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 3 \end{matrix}.$$

Ejemplo E2.4: En una determinada ubicación de un sistema trifásico, un ingeniero mide lo siguiente corrientes de fase y tensiones de fase a neutro:

$$\tilde{I}_a \; 200Ae^{\,j10} \qquad \tilde{V}_a \; 15mi^{\,j4}\,kV$$

$$\tilde{I}_B \; 150Ae^{\,j110} \qquad \tilde{V}_B \; 14{,}5mi^{\,j120}\,kV$$

$$\tilde{I}_C \; 160Ae^{\,j240} \qquad \tilde{V}_C \; 14{,}8mi^{\,j235}\,kV$$

Calcule las componentes simétricas: I_1, I_2, I_0 y V_1, V_2, V_0.

Solución: Por cálculo directo:

$$\tilde{V}_{120} \quad \frac{1}{3}\begin{matrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix}\begin{matrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_B \\ \tilde{V}_C \end{matrix} \quad \begin{matrix} 14.7563mi^{\,j3{,}02^0} \\ 0.4904mi^{\,j7{,}43^0} \\ 0.3294mi^{\,j141{,}70^0} \end{matrix}$$

$$\tilde{I}_{120} \quad \frac{1}{3}\begin{matrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix}\begin{matrix} \tilde{I}_a \\ \tilde{I}_B \\ \tilde{I}_C \end{matrix} \quad \begin{matrix} 169{,}44mi^{\,j6{,}87^0} \\ 7.77mi^{\,j28{,}32^0} \\ 24{,}39mi^{\,j26.22^0} \end{matrix}$$

2.3.1 Potencia real y reactiva - SSSC

El flujo de energía en un sistema que opera en condiciones de estado estacionario sinusoidal se puede describir con ecuaciones relativamente simples. Considere un dispositivo de dos terminales y un puerto como se ilustra en la Figura 2.6. Suponga que el voltaje y la corriente eléctrica en el puerto del dispositivo son v (t) ei (t) respectivamente, donde:

$$Vermont(t) \; \sqrt{2}V_{rms}\cos(\omega t + \theta_v)$$

$$eso) \; \sqrt{2}I_{rms}\cos(\omega t + \theta_i)$$

La potencia instantánea que fluye hacia el dispositivo es

$$p(t) = v(t)\,i(t) = 2V_{rms}I_{rms}\cos(\theta - \phi)\cos(2\omega t + \theta + \phi)$$

Usando identidades trigonométricas apropiadas, la expresión anterior se convierte en:

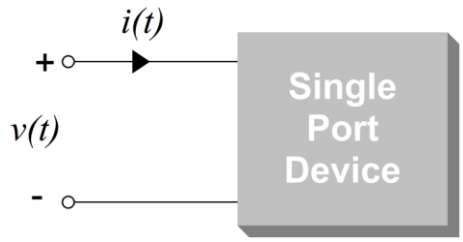


Figura 2.6 Flujo de energía eléctrica en un dispositivo de puerto único

$$p(t) = V_{rms}I_{rms}\cos(\theta - \phi) + V_{rms}I_{rms}\cos(2\omega t + \theta + \phi)$$

Tenga en cuenta que la ecuación de potencia instantánea consta de dos términos: uno que es independiente del tiempo y otro término que es una función sinusoidal del tiempo. Tenga en cuenta que cuando la potencia instantánea se integra a lo largo del tiempo, para evaluar la potencia promedio, el término sinusoidal variable en el tiempo se integra a cero. Solo el término constante proporciona una contribución distinta de cero. Específicamente, la potencia promedio que fluye hacia el dispositivo es:

$$P_{AVG} = \frac{1}{T}\int_0^T p(t)\,dt = V_{rms}I_{rms}\cos(\theta - \phi)$$

Tenga en cuenta que la potencia promedio es igual al producto de los valores RMS de voltaje y corriente multiplicado por el coseno del ángulo (-). El último término, a saber porque), es conocido como el *Factor de potencia.*

El término variable en el tiempo de la potencia instantánea representa una potencia pulsante, es decir, una potencia que entra y sale del dispositivo con un flujo neto de cero. Tenga en cuenta que la frecuencia angular de este término es el doble de la frecuencia industrial. Este poder fue nombrado el *Poder reactivo* hace muchas décadas. En 1932, Fryze proporcionó una teoría que simplificó la representación de la potencia reactiva. Específicamente, Fryze postuló que la potencia 'aparente' absorbida por un dispositivo es simplemente el producto del voltaje a través de sus terminales por la corriente a través de él:

$$S_a = V_{rms}I_{rms}$$

Luego postuló que la potencia reactiva Q está relacionada con la potencia real P (postuló que P y Q son ortogonales) y la potencia aparente S como sigue:

$$Q^2 = S^2 - P_{AVG}^2 = V_{rms}^2 I_{rms}^2(1 - \cos^2(\theta - \phi)) = V_{rms}^2 I_{rms}^2 \operatorname{pecado}^2(\theta - \phi)$$

o

$$Q = V_{rms}I_{rms}\operatorname{pecado}(\theta - \phi)$$

Adoptó la convención de usar el signo + resultante de la definición:

$$Q = V_{rms}I_{rms}\operatorname{pecado}(\theta - \phi)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Esta teoría, en esencia, postula que los poderes real y reactivo son proyecciones del poder aparente sobre los ejes real e imaginario del plano complejo. Algebraicamente, esto puede ser declarado de la siguiente manera:

$$S \quad PAG \; jQ \quad V_{rms} I_{rms} \text{porque} \quad) \; jV_{rms} I_{rms} \text{pecado}(\quad) \; V_{rms} \quad \tilde{} \quad \tilde{I}^{*}_{rms}$$

La relación anterior involucra cuatro cantidades, S, S_a, P y Q. Todos ellos expresan poder, pero todos son cantidades físicas diferentes. Para distinguirlos, hace muchos años se adoptó la siguiente nomenclatura y se utiliza en la ingeniería energética:

Cantidad	Nombre	Unidades
S	Poder complejo	VA (voltios amperios)
S_a	Poder aparente	VA (voltios amperios)
PAG	Poder real	W (vatios)
Q	Poder reactivo	VAr (Volt Ampere reactivo)

Ahora examinemos el término $Q = S_a$ *pecado(-).* Si la fase de la corriente eléctrica, , es menos que , luego *pecado(-)> 0* y *Q> 0.* En este caso decimos que la corriente eléctrica ***retrasos*** el voltaje porque si los fasores de voltaje y corriente eléctrica se representan en el mismo plano complejo que se ilustra en la Figura 2.5, el fasor de voltaje parece ser *adelante* del fasor de corriente eléctrica ya que ambos fasores giran con velocidad en sentido antihorario. (Tenga en cuenta que se supone que la dirección positiva para el ángulo de fase es la dirección contraria a las agujas del reloj. Consulte también Figura 2.7). Por otro lado, si < , luego *Q <0.* Nuevamente, al observar los fasores de voltaje y corriente, concluimos que en este caso, el fasor de corriente ***Guías*** la Voltaje fasor. Al especificar energía consumo en energía ingeniería, es costumbre a estado el valor del poder real y el factor de potencia (es decir, el valor del término *porque -)).* Desde *porque -) = porque -),* no sabemos si > o < . Esta información se da, indicando también si la corriente eléctrica es *rezagado* o *principal* el voltaje. Por ejemplo, un factor de potencia de 0,8*rezagado* significa que *porque -) = 0,8* y el fasor de corriente eléctrica *retrasos* el fasor de voltaje, es decir > .

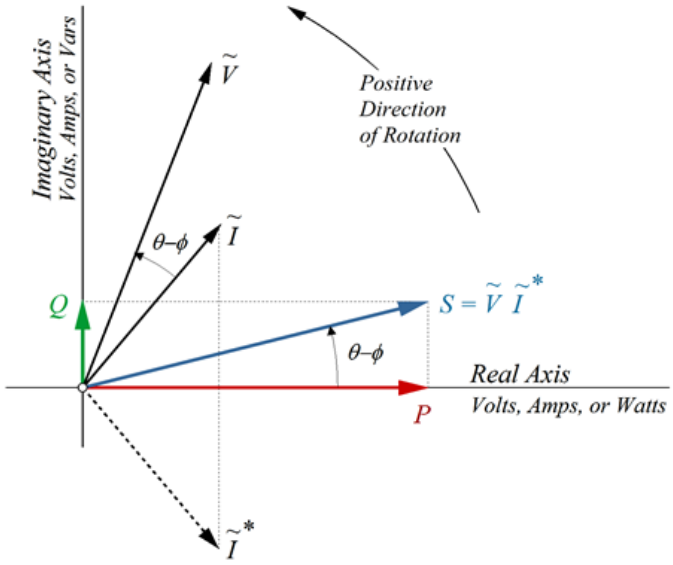


Figura 2.7: Representación fasorial de voltaje, eléctrico Potencia actual, real y reactiva

Las relaciones de potencia para el estado estable sinusoidal se resumen en la Tabla 2.2.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tabla 2.2 Resumen de relaciones de potencia: estado estable sinusoidal

Cantidad	Ecuación
Valores instantáneos	*eso)* I_{metro} porque *t*), *Vermont)* V_{metro} porque *t*)
Fasores	$\tilde{I}$ *Es decir* $_{rms}$ *j* , $\tilde{V}$ V_{rms} *mi*
Potencia instantánea	*p (t) v (t) yo (t)* $2V_{rms}I_{rms}$ porque *t*)porque *t*)
Poder real	$PAG\frac{1}{T}\int_0^T pag(\,)D$ $V_{rms}I_{rms}$ porque)
Factor de potencia	porque), (líder si >, rezagado de lo contrario)
Poder aparente	$S_a = V_{rms}I_{rms}$
Poder reactivo	Q $V_{rms}I_{rms}$ pecado( )
Poder complejo	S $V\tilde{}_{rms}\tilde{I}^{*}_{rms}$ $V_{rms}I_{rms}$ porque) $jV_{rms}I_{rms}$ pecado( ) *PAG jQ*

2.3.2 Potencia real, reactiva y de distorsión - PSSC

En los sistemas de potencia modernos tenemos muchos dispositivos que incluyen electrónica de potencia que se enciende y apaga periódicamente durante cada ciclo de la frecuencia de potencia. Estos dispositivos distorsionan el funcionamiento sinusoidal del sistema. Los dispositivos no lineales también pueden distorsionar el funcionamiento sinusoidal del sistema. La distorsión es periódica, es decir, se repite cada ciclo de funcionamiento del sistema exactamente de la misma forma. Nos referimos a estas condiciones de funcionamiento como Condiciones de estado estacionario periódicas (PSSC). En esta sección consideramos las definiciones de potencia cuando el sistema opera en condiciones periódicas de estado estacionario (PSSC). Las formas de onda de voltaje y corriente no son sinusoidales sino periódicas. Considere nuevamente el dispositivo de puerto único como en la Figura 2.6. Si v (t) e i (t) no son sinusoides puros sino periódicos, se pueden expandir en una serie de Fourier, es decir

$$Vermont) \quad a_{norte}\,\text{porque}\,norte\ t\ n)$$
$$_{norte}$$

$$eso) \quad B_{norte}\,\text{porque}\,norte\ t\ n)$$
$$_{norte}$$

La potencia real se calcula como el flujo de potencia promedio, es decir

$$PAG\ \frac{1}{T}\int_0^T v(\,)I(\,)D$$

Usando la expansión de Fourier anterior, y después de algunas manipulaciones, el poder real es

$$PAG\frac{1}{2}\sum_{norte} ab\,\text{porque}\ )_{nn}\ _{norte}\ _{norte}$$

Tenga en cuenta que la potencia real se puede determinar directamente a partir de la definición de potencia real. Sin embargo, para la potencia reactiva no existe una generalización única del enfoque de caso sinusoidal. De hecho, para

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En el funcionamiento periódico en régimen permanente, la potencia reactiva se puede definir de diversas formas. La literatura está llena de propuestas para la definición de potencia reactiva en condiciones periódicas no sinusoidales. En este libro hemos adoptado la definición simple de potencia reactiva de la frecuencia fundamental (definida por Fryze). Además, se introduce el concepto de potencia de distorsión. Específicamente, la potencia de distorsión D se define a partir de la ecuación

$$S_2 \quad PAG_2 \quad Q_{2\ B} \quad D^{\ 2}$$

dónde:

S	es la potencia aparente definida como el producto del voltaje y la corriente eléctrica valores rms, es decir $S = V_{rms}\, I_{rms}$
PAG	es el verdadero poder
Q_B	es la potencia reactiva fundamental, es decir $Q_B \; V_1 I_1$ pecado( )
D	es el poder de distorsión.

La potencia de distorsión, como se define anteriormente, proporciona una medida de la distorsión de la forma de onda. Específicamente, para el caso de estado estable sinusoidal, la potencia de distorsión es exactamente cero, y en el caso general no sinusoidal, se mantiene la siguiente relación:

$$S_2 \quad PAG_2 \quad Q_{2\ B}$$

Así D_2 nunca es negativo. Se anima al lector a probar esta propiedad.

Las relaciones de potencia para el estado estacionario periódico no sinusoidal se resumen en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Resumen de relaciones de poder - Estado estacionario periódico

Cantidad	**Ecuación**
Valores instantáneos	$V_{ermont)} \quad a_{norte}$ porque$_{norte\ t \quad n)}$, $eso)$ B_{norte} porque$_{norte\ t \quad n)}$
Fasores	$\tilde{I}_{norte} \quad I_{n,\,rms} mi^{\,j\,norte}$, $\tilde{V}_{norte} \quad V_{n,\,rms} mi^{\,j\,n,}$ por $n = 0, 1, 2, 3,\ldots$
Potencia instantánea	$p(t) \quad v(t)\, yo(t)$
Poder real	$PAG \quad \frac{1}{T}\int_0^T v(\,)I(\,)D$, o $PAG \quad \frac{1}{2}\sum_{norte} a_{norte} B_{norte}$ porque $_{norte}\,)$
Factor de potencia	porque $_{1}$, $)$ ed ig si $>$, rezagado de lo contrario)
Poder aparente	$S = V_{rms}\, I_{rms}$
Poder reactivo	$Q_B \; V_1 I_1$ pecado( )
Poder de distorsión	$D_2 \quad S_{2\ } \quad PAG_2 \quad Q_{2\ B}$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.4 Transformadores de medida

Los transformadores de instrumentos transforman el nivel de tensiones y corrientes del sistema de potencia a niveles apropiados para las entradas de relé. Los transformadores de instrumentos se clasifican en transformadores de tensión y corriente. Estos dispositivos existen en una variedad de tamaños y tecnologías de implementación. El diseño y las características de los transformadores de instrumentos se examinarán en el Capítulo 6. En esta sección consideramos las características ideales y la representación de los transformadores de instrumentos.

2.4.1 Polaridad del transformador

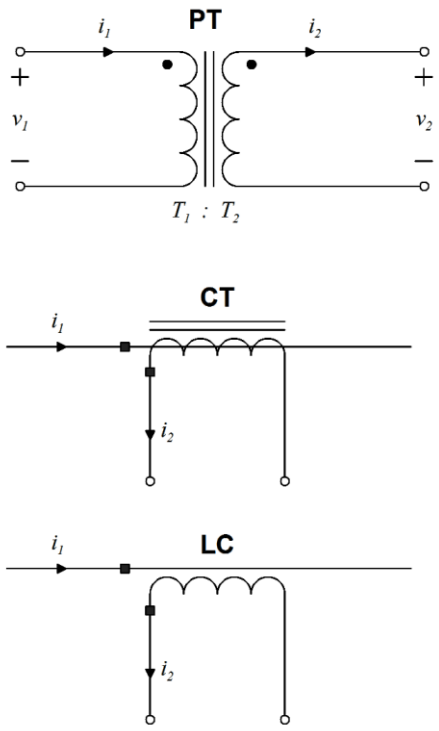


Figura 2.8: Transformador de instrumento Marcas de polaridad

La polaridad de los devanados de los transformadores de instrumentos es importante en muchas aplicaciones de retransmisión donde se debe preservar la fase de las formas de onda transformadas. La notación estándar que indica la polaridad del devanado se ilustra en la Figura 2.8. Las marcas de puntos o bloques cuadrados colocadas cerca de un terminal de cada devanado tienen la siguiente interpretación:

Los voltajes medidos desde los terminales marcados hasta los no marcados de cada devanado están en fase. La corriente eléctrica que fluye hacia el terminal marcado del primer devanado está en fase con la corriente eléctrica que fluye fuera del terminal marcado del segundo devanado.

2.4.2 Desplazamientos de fase en transformadores

Los transformadores se pueden conectar en una variedad de configuraciones, especialmente aquellos con múltiples devanados. La configuración de la conexión puede introducir un cambio de fase entre los distintos lados del transformador. Este cambio de fase debe tenerse en cuenta en cualquier aplicación.

La figura 2.9 ilustra un transformador trifásico de dos devanados. El cambio de fase entre los dos lados del transformador se calcula observando la relación básica entre los voltajes de el transformador monofásico individual.

$$\frac{\tilde{V}_A \; V_B\tilde{}}{norte_1} \qquad \frac{\tilde{V}_a}{norte_2}$$

$$\frac{\tilde{V}}{\tilde{V}_a^A} \qquad \frac{norte_1 \; mi^{\,j30^0}}{norte_2\sqrt{3}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La figura 2.10 ilustra un transformador de desplazamiento de fase trifásico de tres devanados. El cambio de fase entre los dos lados del transformador se calcula mediante observando la básico relación entre la voltajes de el individuo transformador monofásico. Específicamente:

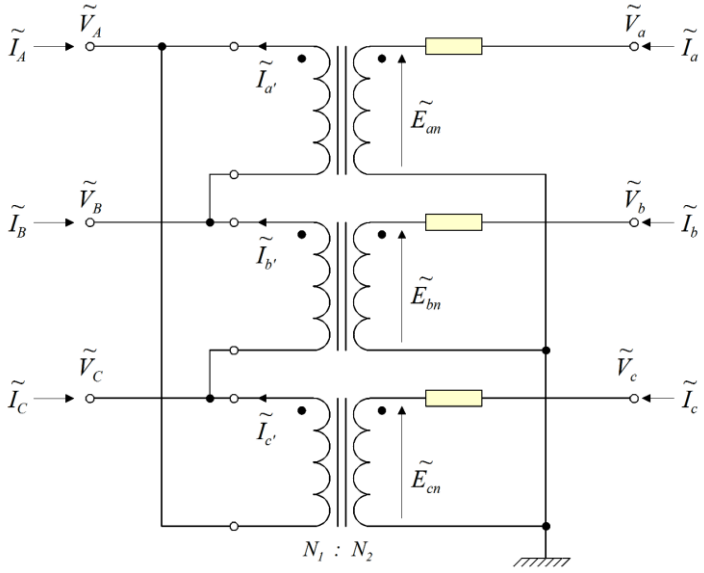


Figura 2.9 Transformador trifásico de dos devanados - Delta / Wye Conectado

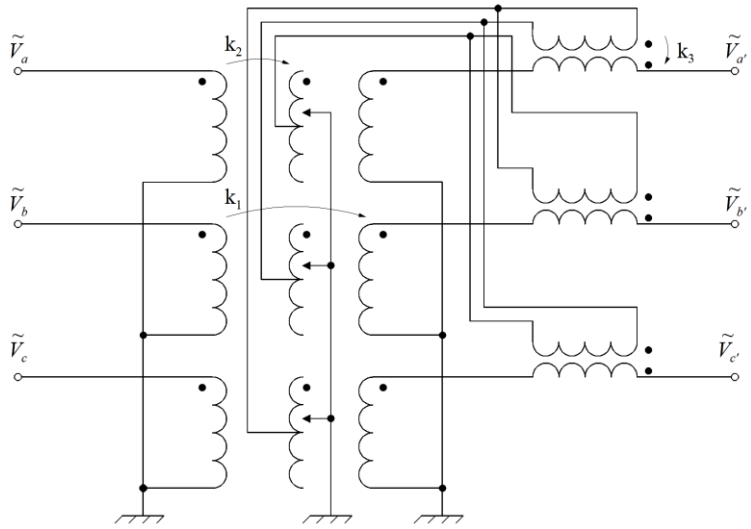


Figura 2.10 Desplazamiento de fase trifásico de tres devanados Transformador

$$\tilde{V}_{a'} \quad k_1 \tilde{V}_3 k\, k \quad {}_{2(}\tilde{V}_C \quad \tilde{V}_B)$$

En estado estable equilibrado condiciones:

$$\frac{\tilde{V}_{a'}}{\tilde{V}_a} \quad k_1 \quad k_3 k_2 \quad \sqrt{3} m l^{\beta_{00}}$$

Nota que al cambiar el transformador toque el cambio de fase entre cambios primarios y secundarios.

Nota histórica:

Los relés electromecánicos utilizan transformadores para crear cambios de fase y extraer cantidades específicas (como secuencia positiva, etc.) para las operaciones lógicas del relé. En los relés numéricos esto ya no es necesario ya que cualquier transformación se puede lograr procesando numéricamente los datos digitalizados de las formas de onda de voltaje y corriente. La siguiente sección proporciona información adicional.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.5 Síntesis de forma de onda

En muchas aplicaciones de relés, existe la necesidad de sintetizar o extraer información específica de los voltajes y corrientes de un sistema eléctrico trifásico. Algunos ejemplos son: el valor rms de un voltaje de la forma de onda del mismo voltaje, el fasor de secuencia positiva de un conjunto de voltajes trifásicos, el valor rms de secuencia cero de un conjunto de voltajes trifásicos, etc. construido. Para los relés electromecánicos, estos filtros son dispositivos analógicos (que comprenden resistencias, inductores, condensadores y transformadores), mientras que para los relés numéricos estos filtros son simplemente filtros digitales. La salida de los filtros se puede utilizar en una variedad de aplicaciones, por ejemplo, como voltaje de polarización en un relé direccional, etc. En esta sección describimos la construcción de algunos de los filtros más comunes.

2.5.1 Síntesis de forma de onda de secuencia cero analógica

La figura 2.11 ilustra un circuito analógico que genera una salida que es proporcional a la corriente de secuencia cero del sistema trifásico.

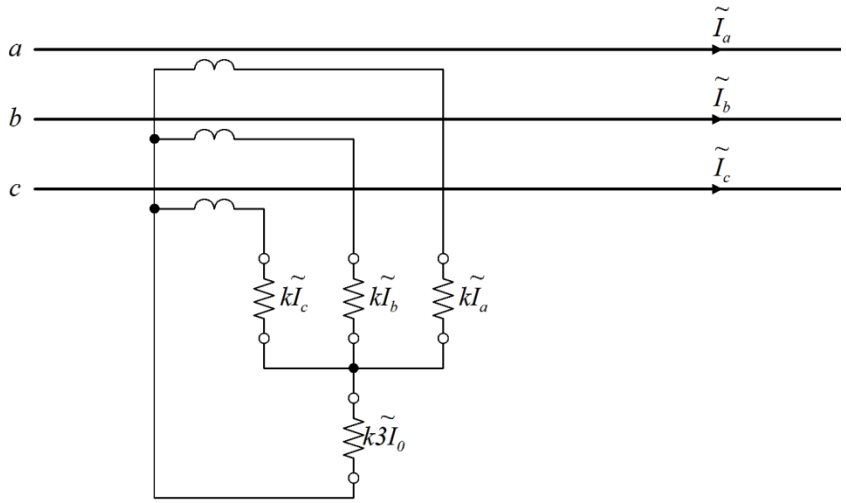


Figura 2.11 Síntesis de la corriente de secuencia cero

El voltaje de secuencia cero puede ser generado por un transformador conectado en triángulo abierto. Figura 2.12 ilustra la aplicación de los circuitos de síntesis de secuencia cero para voltaje y corriente para un relé de tierra direccional.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

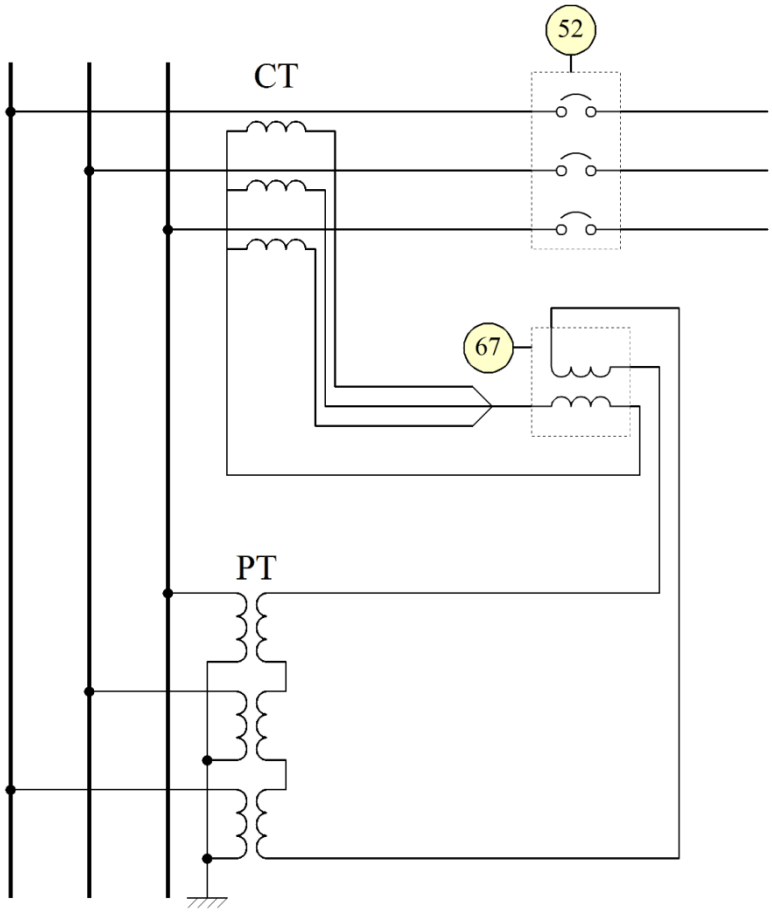


Figura 2.12 Síntesis del voltaje y la corriente de secuencia cero para una tierra direccional Relé

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.5.2 Síntesis de forma de onda de secuencia analógica positiva y negativa

Los voltajes proporcionales a los componentes de secuencia positiva y negativa se generan utilizando el circuito ilustrado en la Figura 2.13. El circuito consta de tres transformadores y una red de cambio de fase que consta de resistencias (R) y condensadores (C). Se puede demostrar que seleccionando los valores R y C para que R = X_C, y asumiendo una carga de circuito insignificante, produce un cambio de fase de 90 grados entre el voltaje a través del primario del transformador T_3 y el voltaje desarrollado entre el Punto de interconexión RC y grifo central del transformador T_3 bobinado secundario. El circuito la salida se puede expresar de la siguiente manera:

$$\tilde{V}_{fuera} \quad k_1 (V_a \quad \tilde{V}_B) \quad k_2 (V_a \quad V_C) \quad jk_3 (V_B \quad \tilde{V}_C) \qquad \sim \qquad \sim$$

Reordenando la ecuación anterior se obtiene:

$$\tilde{V}_{fuera} \quad (k_1 \quad k_2) V_a \quad (\tilde{k}_1 \quad jk_3) V_B \quad (k_2 \quad jk_3) V_C \qquad \sim$$

Para que el voltaje anterior sea de secuencia positiva:

$$(k_1 \quad k) \quad 1/2 \; 3$$
$$(k_1 \quad jk_3) \quad 1/3 \; (0,5 \quad j0.8660254) \; (k_2 \quad jk_3)$$
$$1/3 \; (0,5 \quad j0.8660254)$$

Las ecuaciones anteriores se satisfacen para:

$$k_1 \quad k_2 \quad 0.16666 \text{ y } k_3 \quad 0.288675$$

Tenga en cuenta que invertir las posiciones R y C cambia el cambio de fase de +90 a -90 grados. Por lo tanto, agregar una segunda rama con las posiciones R y C invertidas produce una segunda salida que proporciona el voltaje de secuencia negativa. Esto se puede mostrar fácilmente sustituyendo j por –j en el anterior. ecuaciones.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

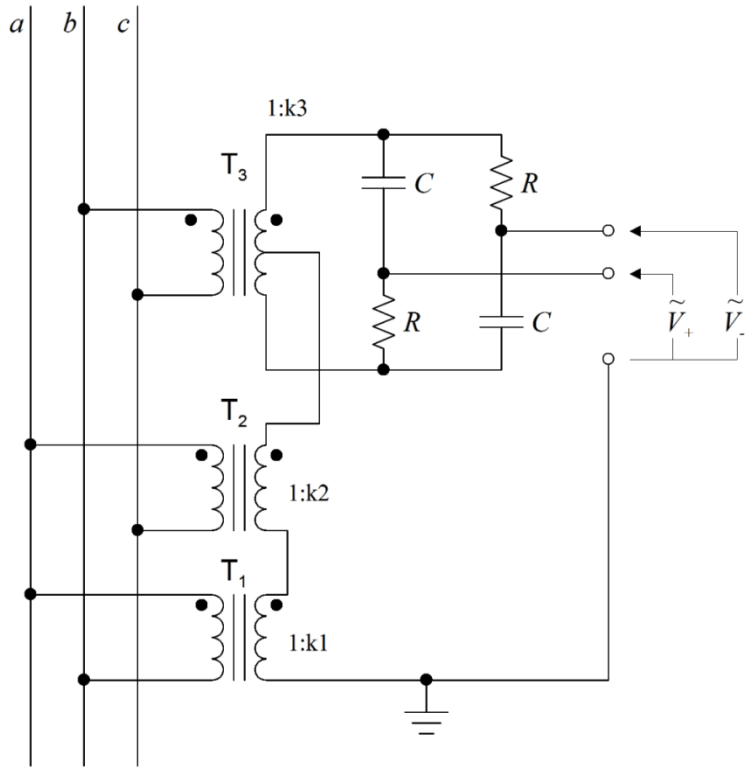


Figura 2.13: Circuito de síntesis de componente de secuencia positiva / negativa

Ejemplo E2.5: Se desea diseñar un circuito de filtro que proporcione una salida de voltaje que sea proporcional a la corriente de secuencia negativa de un sistema trifásico. Para este propósito, considere el circuito de la figura E2.5. ¿Puedes seleccionar los valores de las resistencias R_1 y R_2, y las reactancias x_s y x_{metro} tal que la salida de voltaje v_{fuera} ¿Es proporcional a la corriente de secuencia positiva en el sistema trifásico? Los tres TC indicados son idénticos. La salida está conectada a un relé de alta impedancia de entrada.

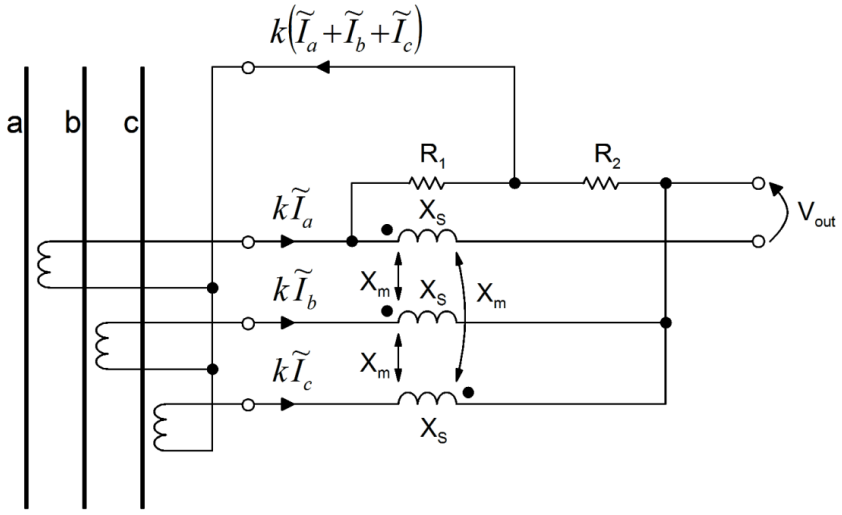


Figura E2.5

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Teniendo en cuenta el circuito, se cumple lo siguiente:

$$\tilde{V}_{fuera} \quad k(\tilde{y}_B \tilde{} \quad I_C) \; R_2 \quad k\tilde{I}_a R_1 \quad k\tilde{I}_B jx_{metro} \quad k\tilde{I}_d jx_{\ m} \quad \text{o}$$

$$\tilde{V}_{fuera} \quad kR_1 \tilde{I}_{\ a} \quad \frac{R_2}{R_1} \quad j\frac{X_{metro}}{R_1} \; \tilde{I}_{\ B} \quad \frac{R_2}{R_1} \; j \quad \frac{X_m}{R_1} \tilde{} \; I_C$$

Se desea que: $\tilde{V}_{fuera} \sim \tilde{I}_a \; un\, yo_B^2 \tilde{} \; un\, yo_C \tilde{}$

Por lo tanto:

$$\frac{R_2}{R_1} \quad j\frac{X_{metro}}{R_1} \; a_2 \qquad \frac{R_2}{R_1} \; 0{,}5$$

$$\frac{R_2}{R_1} \quad j\frac{X_{metro}}{R_1} \; a \qquad \frac{X_{metro}}{R_1} \; 0{,}866$$

2.5.3 Síntesis de forma de onda de secuencia cero digital

En implementaciones basadas en microprocesador, el componente de secuencia cero se calcula numéricamente simplemente agregando las muestras de tres fases en cada instante de tiempo de muestreo. El concepto se ilustra gráficamente en la Figura 2.14.

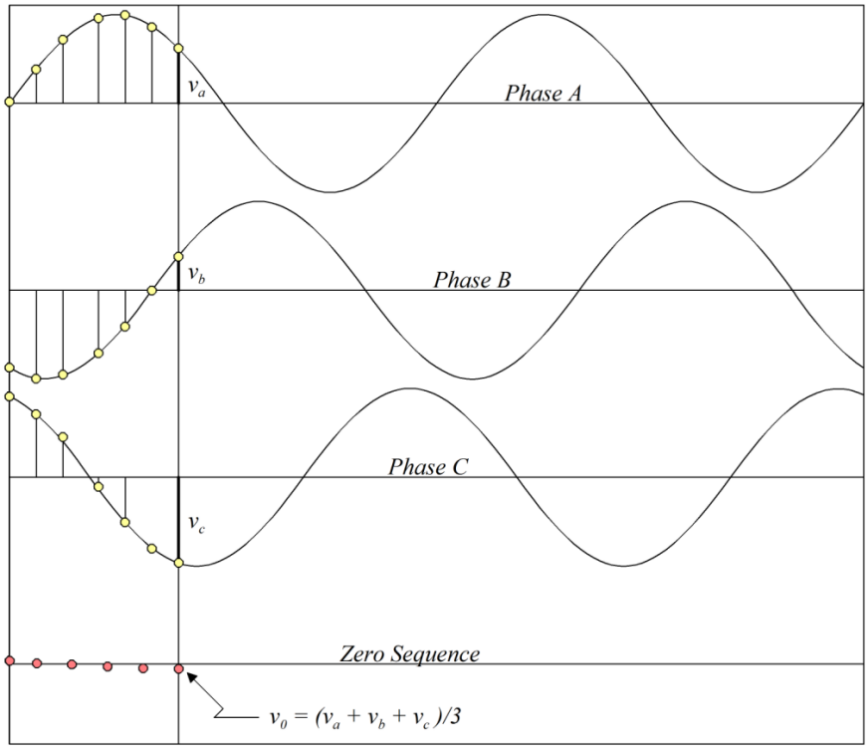


Figura 2.14: Síntesis del componente de secuencia cero en relés numéricos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.5.4 Síntesis de forma de onda de secuencia digital positiva y negativa

Los componentes de secuencia positiva y negativa se calculan primero calculando los fasores de fase A, B y C, y luego aplicando la transformación de componente simétrico:

$$v_{a(t)} \quad \sqrt{2}\, A_1 \text{ porque } t \quad A_2 \text{ pecado } t \quad V_a mi^{\,I\,a}$$

Nota:

$$V_a \quad \sqrt{A_2 \; A_2 \; 2}$$

$$_a \quad \arctan \quad \frac{A_2}{A_1}$$

2.5.5 Extracción fasorial: cálculo de magnitud y fase

Una forma de onda periódica se puede expandir en términos de su serie de Fourier. Específicamente, una forma de onda de voltaje $v_{a(t)}$ Se puede escribir como:

$$v_{a(t)} \quad a_1 \text{ porque } t \quad a_2 \text{ pecado } t \quad Armónicos$$

Suponga que la forma de onda anterior se muestrea uniformemente a una tasa de N muestras por período. Suponiendo que la frecuencia fundamental es conocido, los parámetros a_1 y a_2 se puede calcular calculando las dos sumas siguientes:

$$A \quad \sum_{I1}^{norte} v_{a(t)} \text{porque } t_I \quad a \quad \sum_{I1}^{norte} \text{co} \quad s^2 \; t_I a \quad _2 \quad \sum_{I1}^{norte} \text{porque } t \text{ pecado } t \quad _I \quad I$$

$$B \quad \sum_{I1}^{norte} v_{a(t)} \text{pecado } t_I a \quad _1 \quad \sum_{I1}^{norte} \text{pecado } t_I \text{ porque } \underset{\text{Exceso de pasteles}}{t} \quad \sum_{I1}^{norte} \text{pecado}_2 \; t \quad _I$$

Tenga en cuenta que las sumas del lado derecho se evalúan como:

$$\sum_{I1}^{norte} \text{porque}_2 \; t_I \quad N/2,$$

$$\sum_{I1}^{norte} \text{pecado}_2 \; t_I \quad N/2, \text{ y}$$

$$\sum_{I1}^{norte} \text{porque } t_I \text{pecado } t_I \quad 0$$

Por lo tanto:

$$a_1 \quad 2UN, \text{ y } a_2 \quad 2B/N$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Dados los parámetros a_1 y a_2, la magnitud fasorial y la fase se calculan de la siguiente manera:

$$v_a(t) \quad 2\sqrt{V_a}\,\text{porque}\,t \quad {}_a) \qquad\qquad V_a e^{j}{}_a$$

$$V_a \quad \sqrt{\frac{a_1^2 \quad a_2^2}{2}}$$

$${}_a \quad \arctan \quad \frac{a_2}{a_1}$$

Las ecuaciones anteriores asumen que se conoce la frecuencia exacta del sistema de energía. Se introduce un error considerable si el valor utilizado en los cálculos no coincide con la frecuencia real del sistema de energía. A continuación se presenta un análisis paramétrico que cuantifica este error.

La figura 2.15 ilustra el error de magnitud fasorial calculado (en%) si la frecuencia del sistema eléctrico varía de 59,5 a 60,5, mientras que el término en las ecuaciones anteriores se establece en la frecuencia nominal del sistema de potencia (2 60) y para diferentes niveles de armónicos 3D. Tenga en cuenta que el error aumenta con la desviación de frecuencia de su valor nominal. También aumenta aún más con el nivel de distorsión armónica. El error es casi independiente de la frecuencia de muestreo, suponiendo que no se haya producido ningún alias.

La figura 2.16 ilustra el error del ángulo de fase fasorial calculado (en grados) si la frecuencia del sistema eléctrico varía de 59,5 a 60,5, mientras que el término en las ecuaciones anteriores se establece en la frecuencia nominal del sistema de potencia (2 60). Nuevamente, el error aumenta con la desviación de frecuencia de su valor nominal. Sin embargo, es casi independiente de la distorsión armónica y del muestreo. tasa, asumiendo que no se ha producido ningún alias.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

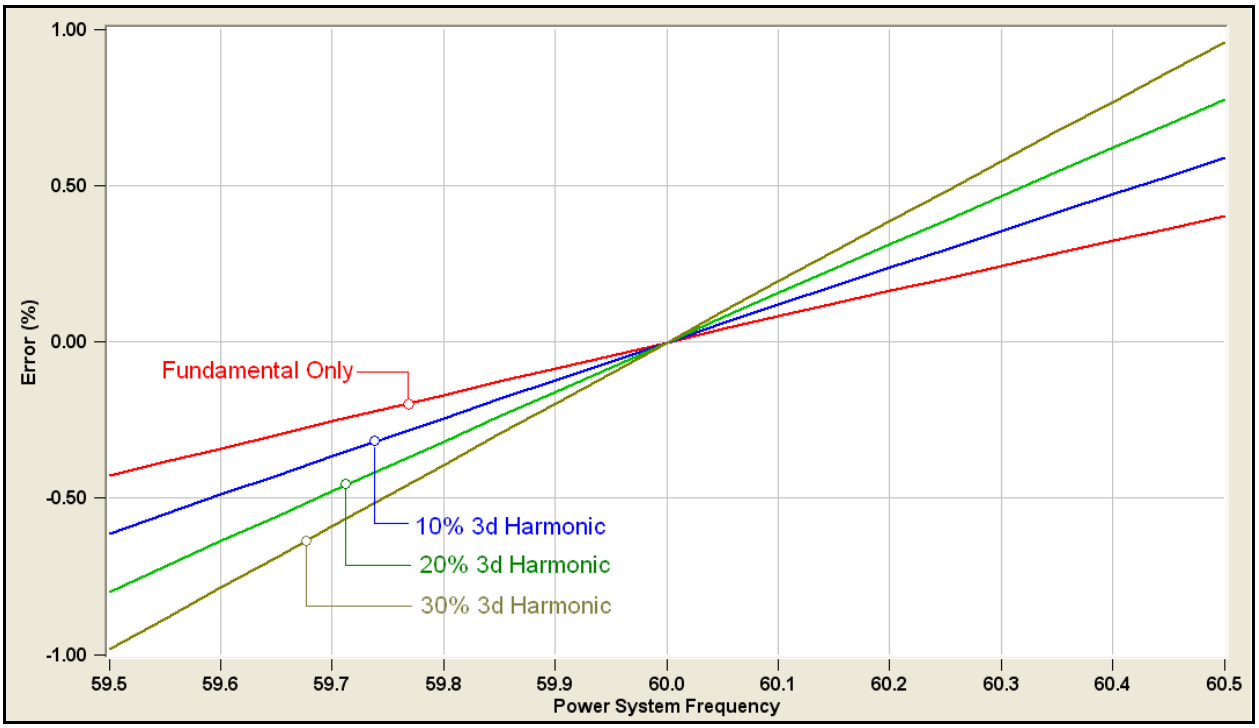


Figura 2.15: Error de cálculo de la magnitud fasorial frente al sistema de potencia Frecuencia y Nivel Armónico 3D.

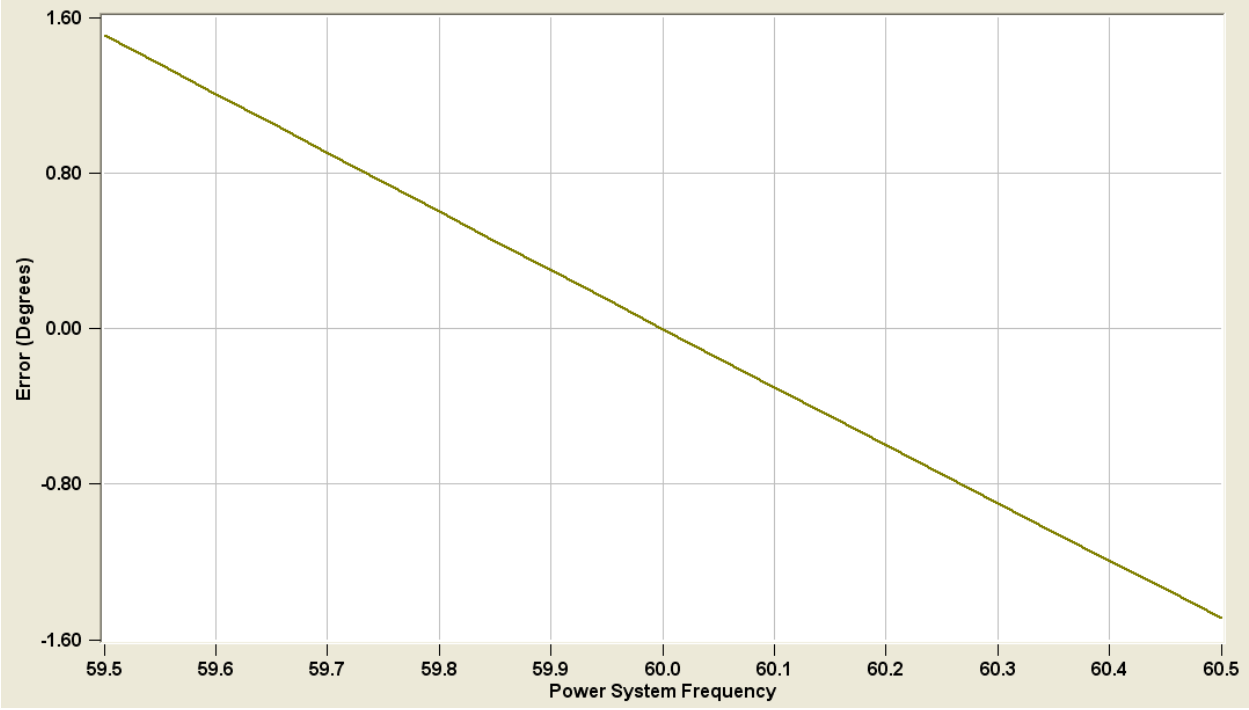


Figura 2.16: Error de cálculo de la fase fasorial frente a la frecuencia del sistema de potencia

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.5.6 Extracción fasorial: cálculo de frecuencia fundamental

Muchas aplicaciones de relés requieren una determinación precisa del valor instantáneo de la frecuencia fundamental del sistema de potencia. Por ejemplo, la precisión de la magnitud de la forma de onda y el cálculo de fase presentado en la sección anterior depende de la precisión del valor asumido para la frecuencia fundamental del sistema de potencia. En esta sección se presenta un método práctico para realizar esta tarea.

El método presentado se basa en el cálculo de la tasa de cambio de un ángulo de fase fasorial. A continuación se describe una implementación recursiva computacionalmente eficiente.

Las siguientes dos sumas se actualizan de forma recursiva cada vez que una nueva muestra de forma de onda está disponible:

$$V_{1(}k) \quad \underset{I\,k}{\overset{k\,norte\,1}{x\,(i)}}\,\text{porque}\,{}_{0}Ti)$$

$$V_{2(}k) \quad \underset{I\,k}{\overset{k\,norte\,1}{x\,(i)}}\,\text{pecado}({}_{0}Ti)$$

dónde:

x (i) secuencia de muestra de forma de onda de entrada (voltaje o corriente)

o frecuencia de base de potencia (= 2 F_0)

T periodo de muestreo

norte Número de muestras en un período = $\dfrac{2}{{}_{0}T}$

En cada instante de tiempo se actualizan las dos sumas, el ángulo fasorial se calcula de la siguiente manera:

$$(k) \quad \arctan \quad V_{2(}k),\, V_{1(}k)$$

La frecuencia se calcula a partir de la tasa de cambio del valor anterior de la siguiente manera:

$$F \quad F_{0} \quad \frac{k}{2\,T}$$

dónde:

$$_{k} \quad (k) \quad (k\ 1)\ \text{y,}$$

T periodo de muestreo.

F_0 frecuencia de potencia nominal.

Tenga en cuenta que el valor de $_{k}$debe corregirse siempre que $_{k}$cruza de a - o de - a sumando o restando 2 .

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.5.7 Extracción de fasores: implementación de matriz circular

Los cálculos de extracción de fasores se pueden implementar con alta eficiencia computacional utilizando un algoritmo basado en matriz circular. De esta manera se pueden implementar cálculos como promedios móviles y transformadas discretas de Fourier. Considere, por ejemplo, los valores $V_{1(}k)$ y $V_{2(}k)$ utilizado en el algoritmo de seguimiento de frecuencia presentado en la sección 2.5.6:

$$V_{1(}k) \quad \sum_{I\,k}^{k\,norte\,1} x\,(i) \text{ porque } {}_{0}Ti)$$

$$V_{2(}k) \quad \sum_{I\,k}^{k\,norte\,1} x\,(i) \text{ pecado}({}_{0}Ti)$$

La implementación de matriz circular de este cálculo es la siguiente. Se configuran dos matrices circulares con N entradas cada una. Todas las entradas se inicializan a cero. También dos acumuladores que contendrán los valores actuales de $V_{1(}k)$ y $V_{2(}k)$ se inicializan a cero. Como cada muestra $x\,(i)$ está disponible, se realizan los siguientes pasos:

1 Calcule los valores $y\,(i) \quad x\,(i)$ porque ${}_{0}Ti)$ y $z\,(i) \quad x\,(i)$ pecado$({}_{0}Ti)$

2 Actualice los dos acumuladores de la siguiente manera:

$$V_{1(}k) \quad V_{1(}k \quad 1) \quad y\,(i) \quad y\,(yo \quad NORTE)$$
$$V_{2(}k) \quad V_{2(}k \quad 1) \quad z\,(i) \quad z\,(yo \quad NORTE)$$

Tenga en cuenta que $y\,(yo \quad NORTE)$ y $z\,(yo \quad N)$ son los valores más antiguos almacenados en las matrices circulares.

3 Almacenar los valores $y\,(i)$ y z (I) en las matrices circulares. atrás, $y\,(iN)$ y $z\,(iN)$ para ser sobrescrito. Esto hace que los valores almacenados en N pasos

4 Calcule el valor fasorial de la siguiente manera:

$$\tilde{V}(k) \quad \frac{\sqrt{2}}{norte} \quad V\,(k) \quad {}_{1} \quad jV\,(k \quad {}_{2} \quad)$$

El algoritmo anterior se ilustra gráficamente en la Figura 2.17.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

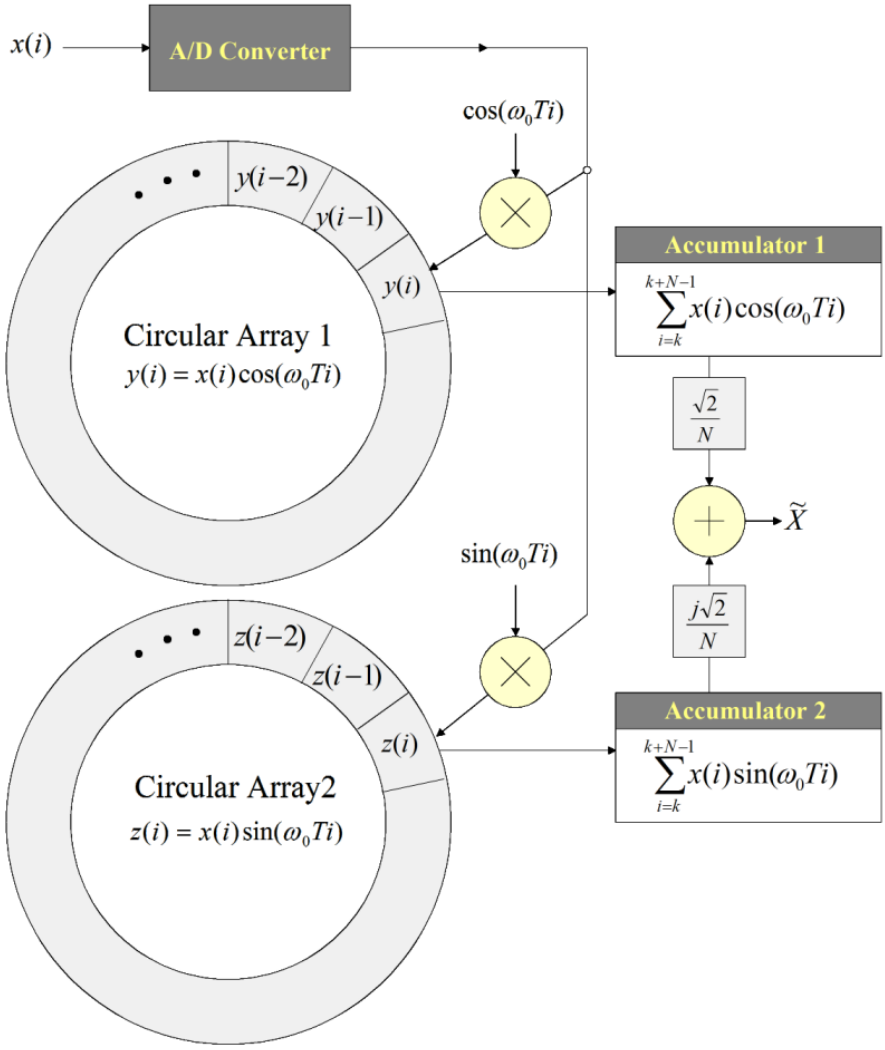


Figura 2.17 Ilustración de la implementación de matriz circular para cálculos fasoriales

2.5.8 Comparación entre implementaciones de computadoras analógicas y digitales

La figura 2.18 ilustra el diagrama de bloques general de una implementación digital típica de un relé de protección. Consiste en un banco de convertidores analógicos a digitales que muestrean continuamente varios canales de voltaje y corriente. Los datos muestreados son procesados por un microprocesador que utiliza algoritmos diseñados para la aplicación de relé específica. El microprocesador controla una serie de contactores que se pueden utilizar para controlar interruptores o activar circuitos de alarma externos según los resultados del algoritmo de ejecución. Por lo general, también se incluyen una pantalla, un teclado y otras opciones de E / S (como RS232, puertos ethernet, etc.) que permiten al usuario ver el relé estado, así como ver y modificar la configuración del relé.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

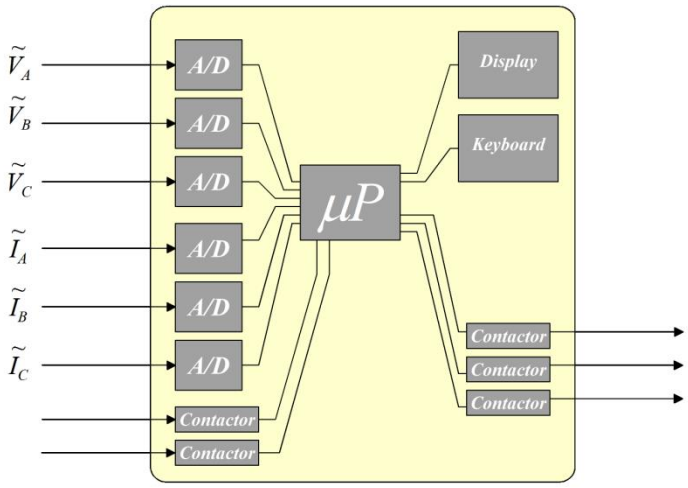


Figura 2.18: Implementación típica de relés digitales: diagrama de bloques

La implementación anterior permite una completa flexibilidad en la implementación de una variedad de funciones de relé. De hecho, el mismo hardware de relé se puede utilizar para implementar cualquier función de relé deseable, como sobrecorriente, distancia, direccional, protección diferencial, etc. Los relés digitales se pueden programar para simular el funcionamiento de relés electromecánicos o realizar nuevos funciones originales. El único componente que debe modificarse para cambiar la función del relé es el software. Por el contrario, las implementaciones de relés analógicos (electromecánicos) pueden realizar solo la función única para la que fueron diseñadas originalmente.

Un beneficio adicional que surge de la implementación de la computadora digital es que los relés también pueden proporcionar la función de *grabación de eventos digitales.*

2.6 Muestreo sincronizado

En muchas aplicaciones, es deseable calcular los ángulos de fase de los fasores de tensión y corriente con respecto a una referencia de tiempo común. Esta capacidad es útil en aplicaciones de localización de fallas donde las mediciones de fasores están disponibles desde los dos extremos de una línea de transmisión. Otra aplicación donde la referencia de fase absoluta es esencial son las mediciones del estado del sistema basadas en mediciones de fasores directos en todo el sistema de energía. Un método práctico para obtener una referencia de tiempo común es el uso del Sistema de posicionamiento global (GPS). Los relojes basados en GPS pueden proporcionar señales de referencia de tiempo con una precisión superior a 1 microsegundo. Con esta tecnología, los sistemas de adquisición de datos ubicados en diferentes ubicaciones pueden muestrear de forma sincrónica dentro de la precisión de las señales de sincronización del GPS. Tenga en cuenta que un error de tiempo de t al medir una señal periódica del período T da como resultado un error de fase de:

$$\textit{Error de tiempo: } t \qquad \textit{Error de fase:} 360 \quad \frac{t}{T} (\text{grados})$$

Para una señal de 60 Hz y un error de temporización de 1 microsegundo, el error resultante es de 0,0216 grados. Este nivel de error es adecuado para la mayoría de los cálculos de fasores de frecuencia industrial. Considere por ejemplo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

el cálculo del flujo de energía a través de una línea de transmisión. Suponiendo que el componente principal de la impedancia en serie es inductivo, el flujo de potencia viene dado aproximadamente por:

$$PAG \quad \frac{V_2}{X}$$

Donde V es el voltaje de fase, X es la reactancia en serie y es la diferencia de fase entre los voltajes en los dos terminales de la línea. Si es de 2 grados, entonces, el error de potencia para un error de fase de 0,02 grados es aproximadamente del 1%. Por tanto, una precisión de tiempo de 1 microsegundo es un requisito razonable para tales aplicaciones.

El código de tiempo IRIG-B

Para reducir el costo del equipo, muchos relés y otros sistemas de adquisición de datos capaces de muestreo síncrono no incluyen una fuente de reloj incorporada como un receptor GPS, pero aceptan una señal de sincronización de un reloj externo. Por tanto, se puede instalar un solo receptor GPS en una subestación y proporcionar señales de temporización a cualquier número de equipos de adquisición de datos. El estándar de señal de temporización más comúnmente utilizado para este propósito es el formato de código de tiempo IRIG. El estándar de código de tiempo IRIG fue desarrollado por el Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones del Grupo de Instrumentación Inter-Rango (IRIG), que es la parte de estándares del Consejo de Comandantes de Rango (RCC). El trabajo en este estándar comenzó en 1956, mientras que la última versión es el estándar IRIG 200-04, publicado en septiembre de 2004. El estándar contiene varios códigos de tiempo diferentes identificados por designaciones alfabéticas A, B,

El código IRIG-B es una señal binaria transmitida en serie que consta de una secuencia de "tramas". Cada cuadro contiene información de fecha y hora más algunos bits adicionales de “Función de control” que están reservados para aplicaciones especiales. Una trama se transmite cada segundo y consta de una señal binaria que contiene 74 bits, y cada bit está representado por un pulso de ancho variable que ocurre dentro de un intervalo de 10 milisegundos. La información en los 74 bits de una trama se enumera en la Tabla 2.4. Tenga en cuenta que los primeros 6 números que forman la marca de tiempo están codificados en decimal codificado en binario (BCD). Los bits de control no están definidos por el estándar ya que son para uso interno del Consejo de Comandantes de Rango. Los segundos del día están en*derecho* forma binaria y representan el número de segundos desde la medianoche.

Tabla 2.4: Codificación de información de tramas IRIG-B

Número de Bits	Codificación	Información
7	BCD	Segundos de minuto (0-59)
7	BCD	Minutos de hora (0-59)
6	BCD	Horas del día (0-24)
10	BCD	Días del año (0-366) Año
9	BCD	(dos últimos dígitos) Bits
18	Binario	de control
17	Binario	Segundos del día (0-86399)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La señal IRIG-B se puede transmitir en tres modos:

Sin modular
Amplitud modulada
Manchester modificado Modulado

En la Figura se ilustra una instantánea de una señal IRIG no modulada y una señal de amplitud modulada. 2.19. La frecuencia de la señal portadora modulada se especifica en 1 kHz. Por lo tanto, cada período de 10 ms durante el cual se transmite un bit contiene 10 ciclos de forma de onda portadora. Una ventaja de la transmisión IRIG-B modulada es que no contiene ningún componente de CC y, por lo tanto, se puede transmitir fácilmente a través de circuitos de aislamiento galvánico como transformadores o etapas acopladas capacitivas. Una gran desventaja es que la resolución temporal es considerablemente inferior a la de la transmisión no modulada. Específicamente, la resolución de tiempo de la señal no modulada es típicamente del orden de 100 nanosegundos. Esto se ve facilitado por el breve tiempo de subida de los pulsos que comprenden la señal no modulada. Por otro lado, el tiempo de subida de la señal modulada está determinado por la frecuencia portadora de 1 kHz, lo que da como resultado una resolución de tiempo del orden de 100 microsegundos. Una desventaja menor de la señal IRIG no modulada es que contiene un componente de CC significativo que es función de los datos transmitidos. Por lo tanto, el paso de esta señal a través de circuitos de aislamiento galvánico de bloqueo de CC puede causar deterioro de la señal y errores de datos. El modo de transmisión Manchester Modulated combina las ventajas de los otros dos modos. Las descripciones detalladas del esquema modulado Manchester se describen en el estándar IRIG.

La figura 2.20 muestra un ejemplo de una trama IRIG-B sin modular completa. Tenga en cuenta que la trama comienza con dos pulsos de 8 milisegundos que indican el comienzo de la trama (P0). Los binarios están representados por pulsos de 5 milisegundos, mientras que los ceros binarios están representados por pulsos de 2 milisegundos. Los pulsos adicionales de 8 milisegundos separan los campos de datos secuenciales (segundos, minutos, horas, etc.).

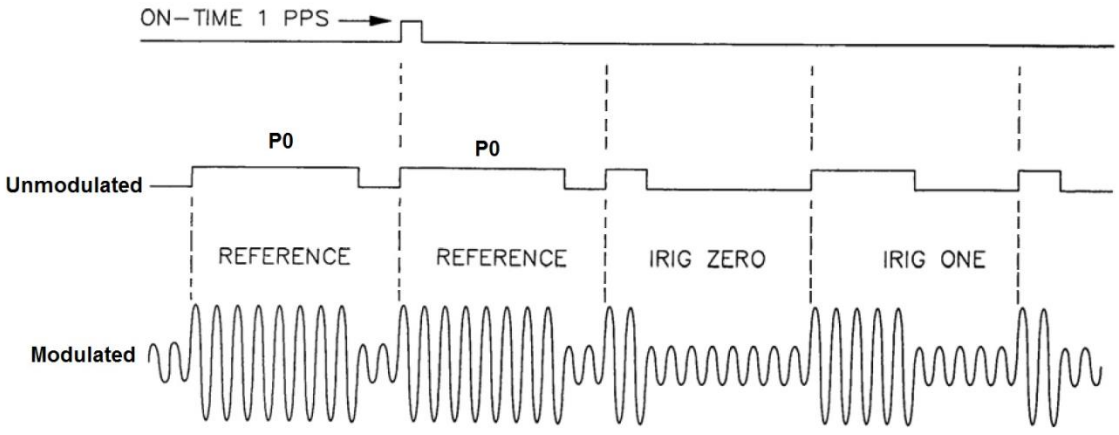


Figura 2.19: Instantánea de una señal IRIG-B modulada y no modulada

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

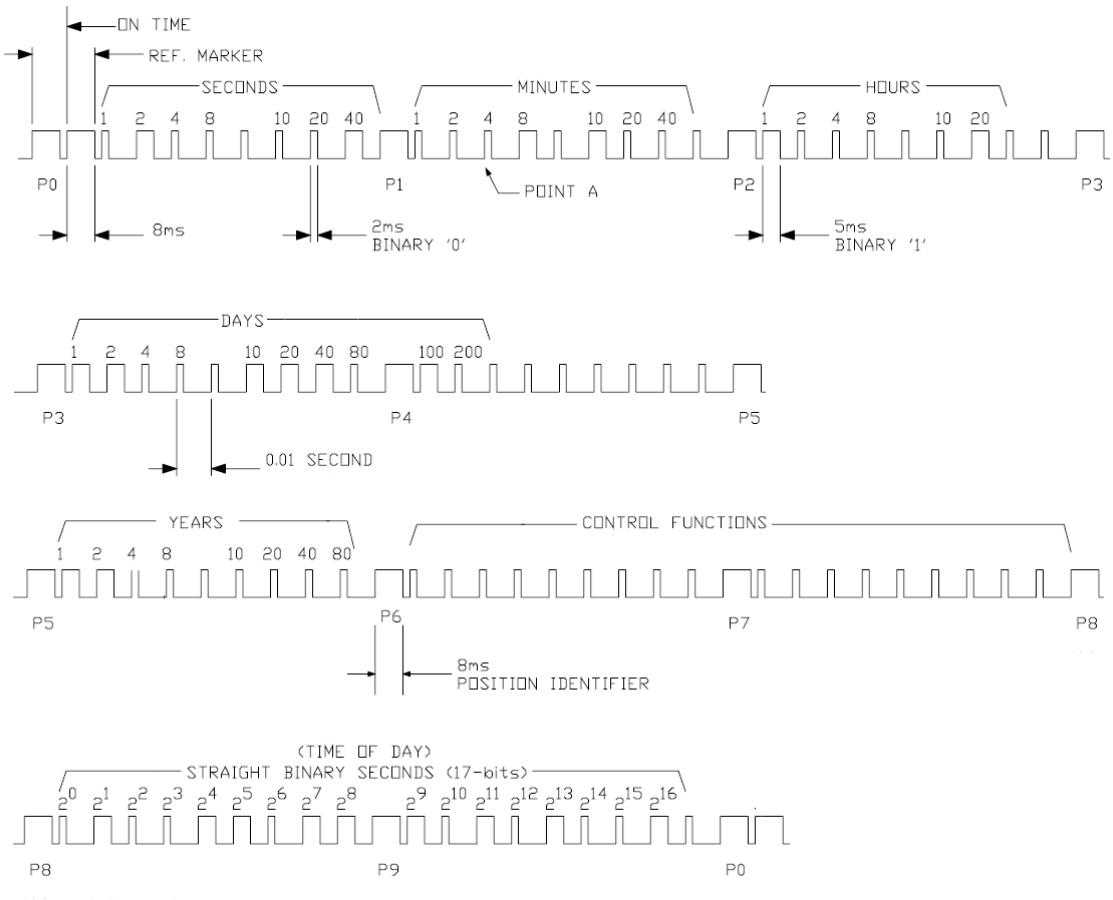


Figura 2.20: Ejemplo de trama no modulada IRIG-B

El estándar de sincrofasores IEEE

IEEE ha creado un estándar que define tanto los procedimientos de medición como la transmisión de las mediciones de fasores. La norma original fue creada en 1995, actualizada en 2005 y en 2011. La versión 2011 se ha dividido en dos documentos, Std-C37.118.1 y Std-C37.118.2. El primer documento cubre las técnicas de medición, mientras que el segundo documento cubre las comunicaciones. A continuación se incluye una breve descripción de los conceptos definidos en la norma.

El estándar introduce el término "Sincrofasor" definido como un fasor con magnitud igual al valor RMS de una forma de onda de voltaje o corriente monitoreada, y ángulo de fase definido usando una función coseno, a la frecuencia nominal del sistema, referenciada al "Tiempo Universal Coordinado" (UTC). Específicamente, la magnitudX_{metro}y fase φ Los ángulos están definidos por la ecuación:

$$( ) = \sqrt{2}\ \overline{\cos}\ (\quad + \ )$$

donde x (t) es la forma de onda de voltaje o corriente monitoreada y ω es la frecuencia base nominal del sistema. De esta definición se deduce que un sincrofasor con un ángulo de fase de 0 grados corresponde a una función sinusoidal que alcanza su valor máximo en el segundo UTC

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

rollover, mientras que una función sinusoidal con un cruce por cero de pendiente positiva que ocurre en el segundo UTC tiene un ángulo de fase de -90 grados.

Tenga en cuenta que, dado que los sincrofasores siempre están referenciados a la frecuencia base nominal del sistema, el ángulo de fase de un sincrofasor con frecuencia inferior a la frecuencia nominal disminuye voluntad con el tiempo. Este fenómeno se ilustra gráficamente en la Figura 2.21.

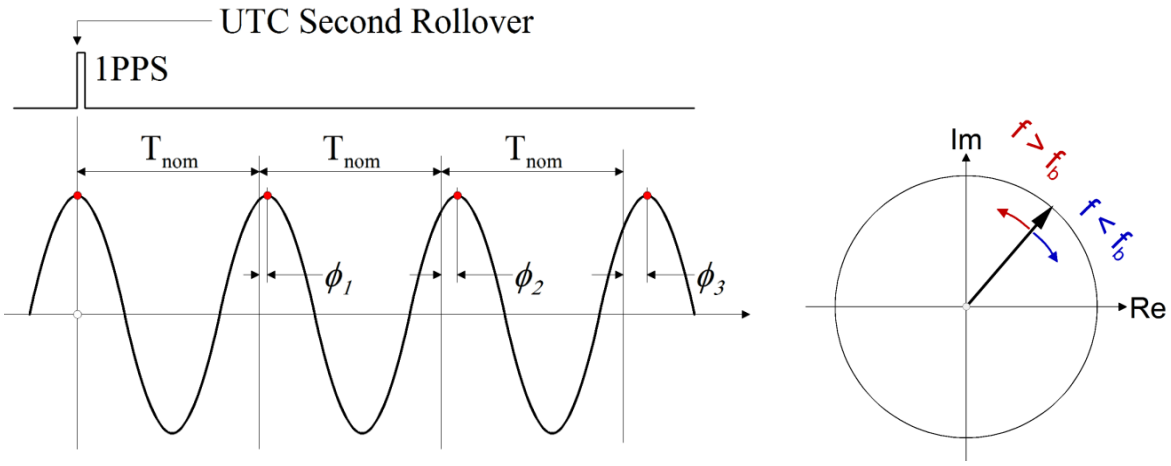


Figura 2.21: Variación del ángulo de fase del sincrofasor a frecuencias fuera de los nominales

El primer ciclo de esta Figura alcanza su valor máximo en el segundo instante de tiempo de renovación UTC, mientras que los ciclos sucesivos alcanzan sus valores máximos en instantes de tiempo que se retrasan cada vez más desde el inicio de la ventana del período nominal correspondiente. Al trazar este sincrofasor en un plano complejo, parecerá que gira en el sentido de las agujas del reloj a una velocidad igual a la diferencia entre las frecuencias nominal y real. Por el contrario, si la frecuencia real es más alta que la frecuencia nominal, el sincrofasor girará en sentido antihorario.

Tenga en cuenta que el segundo instante de tiempo de sustitución UTC corresponde al flanco ascendente de una señal de temporización denominada señal de “Un pulso por segundo” (1PPS) (consulte la Figura 2.21). Esta señal es una salida común de los relojes basados en GPS. Es una señal que proporciona precisión de sincronización con una resolución típica de menos de un microsegundo. Esta señal se transmite típicamente junto con una señal IRIG modulada en AM para lograr una sincronización de alta resolución. No es necesario si la señal IRIG no está modulada, o si está modulada "Modified Manchester".

El estándar de sincrofasores IEEE requiere que un dispositivo que mida fasores, denominado Unidad de medición de fasores (PMU) genere un flujo de datos que contenga sincrofasores de las formas de onda de voltaje y corriente monitoreadas, así como la frecuencia del sistema y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) derivado de las formas de onda monitoreadas. Estos datos deben escribirse en "marcos de datos" y transmitirse normalmente a través de una red de área amplia a otros dispositivos. El estándar define un conjunto mínimo de velocidades de transmisión de tramas de datos que una PMU debe ser capaz de generar. Para sistemas de 60 Hz, las PMU deben poder generar tramas de datos de sincrofasores a velocidades de 10, 12, 15, 20, 30 y 60 sincrofasores por segundo. A todas las velocidades, siempre debe haber un fasor correspondiente al traspaso de la hora UTC, y las muestras restantes deben tomarse a intervalos de tiempo uniformemente espaciados.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El estándar de sincrofasores IEEE especifica límites en el error de medición del sincrofasor, así como la frecuencia y la tasa de cambio de los errores de medición de frecuencia. El error del sincrofasor se expresa en términos del "Error total del vector". El error vectorial total (TVE) se ilustra en la Figura 2.22 y se define como la magnitud de la diferencia entre el fasor medido y el fasor exacto teórico. Una desventaja del TVE es que no distingue entre errores de magnitud y de fase. Para ciertas aplicaciones para las que el error de fase es más crítico que el error de magnitud (por ejemplo, cálculos de flujo de potencia real), es preferible una especificación de error de fase y magnitud separada.

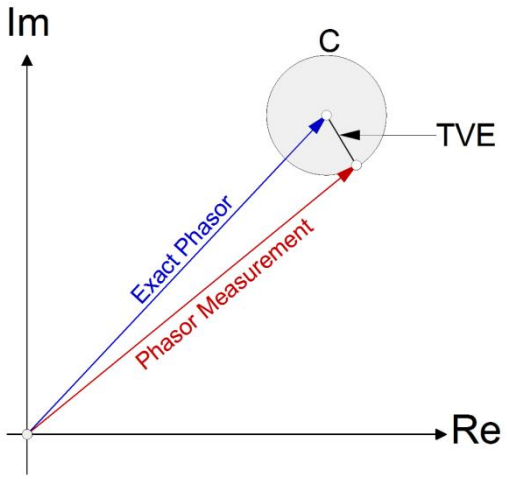


Figura 2.22: Error total del vector

Tenga en cuenta que el error de medición del sincrofasor puede variar considerablemente según las condiciones de las señales medidas. Dependiendo del algoritmo utilizado para extraer fasores de los datos de forma de onda muestreados, el error puede ser considerablemente mayor durante los transitorios (como la variación de magnitud o frecuencia) y la distorsión armónica de la forma de onda. Por ejemplo, en varias implementaciones de PMU se utilizan filtros de promediado para reducir errores durante condiciones de estado estacionario. Sin embargo, estos filtros en realidad aumentan los errores fasoriales calculados durante condiciones transitorias. Por lo tanto, es importante probar los algoritmos de cálculo de fasores frente a una variedad de condiciones de señal.

El estándar de sincrofasores IEEE incluye una especificación detallada del formato de los datos transmitidos. Específicamente, se definen dos tipos de tramas de sincrofasores: (a) tramas de configuración y (b) tramas de datos. Los marcos de configuración contienen información de configuración de PMU, como el número de canales de entrada, nombres de canal, nombre de estación, codificación numérica (punto flotante o entero), etc.La información en los marcos de configuración cambia con poca frecuencia y, por lo tanto, los marcos de configuración se transmiten solo después de una solicitud de un dispositivo que recibe la corriente de sincrofasor. Los marcos de datos contienen la marca de tiempo del marco, los indicadores de calidad del reloj, los valores fasoriales medidos, la frecuencia medida del sistema y el ROCOF. El estándar también permite la transmisión de una serie de valores analógicos y discretos. Estos valores se utilizan normalmente para transmitir datos de estado de la estación, como la configuración de las tomas del transformador y el estado del interruptor. Todos los valores de los marcos de datos están codificados en forma binaria, lo que da como resultado un formato de mensaje muy compacto.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Etiquetado de tiempo versus muestreo sincrónico verdadero

Las PMU utilizan un reloj de referencia sincronizado UTC para proporcionar una secuencia de mediciones fasoriales con un ángulo de fase referenciado a la hora UTC utilizando dos enfoques: (a) etiquetado de tiempo y (b) muestreo sincronizado. En el**etiquetado de tiempo** Aproximadamente, el reloj de muestreo de los convertidores A / D funciona libremente (es decir, no está sincronizado con UTC de ninguna manera) y a cada muestra se le asigna una etiqueta de tiempo leyendo el reloj de referencia en el momento en que se toma cada muestra. A partir del momento en que se marcan las muestras de datos en los instantes de tiempo deseados, se estiman por interpolación.

En el **muestreo sincronizado** En este enfoque, el reloj del convertidor A / D se sincroniza con UTC de modo que siempre se toma una muestra dentro de un microsegundo o menos desde el segundo vuelco UTC. Este enfoque garantiza que los fasores se puedan calcular directamente en los intervalos de tiempo deseados sin necesidad de interpolación. La ventaja obvia del método de muestreo sincronizado es que evita errores de interpolación, que pueden ser importantes durante los transitorios. Por supuesto, el hardware necesario para la implementación del muestreo sincronizado es más complejo, ya que requiere un convertidor A / D dedicado para cada canal, impulsado por un reloj de muestreo común "disciplinado" al segundo rollover UTC. (La tecnología de bucle de bloqueo de fase es un enfoque común para lograr la sincronización de reloj requerida). La figura 2.23 ilustra la organización del hardware necesaria para el muestreo sincronizado.

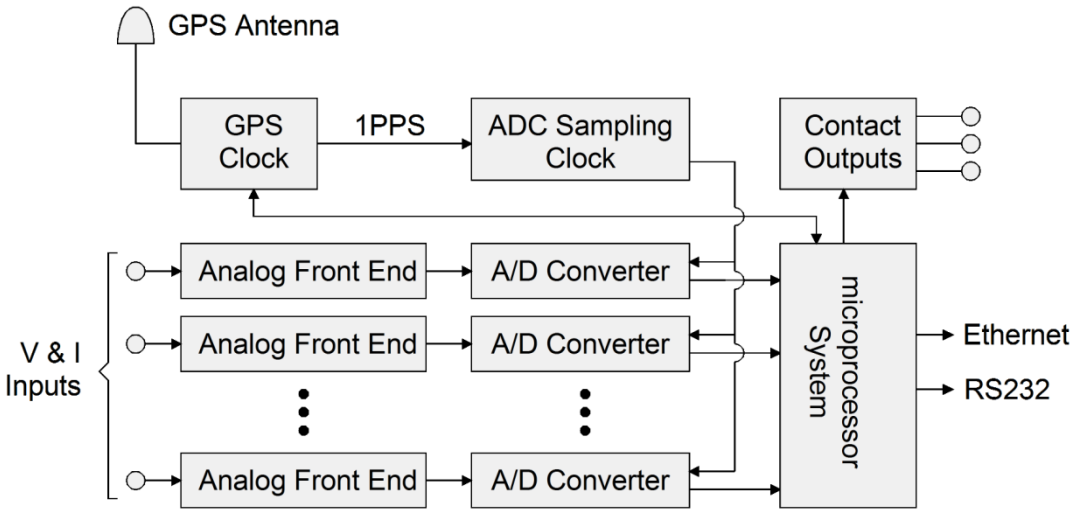


Figura 2.23: Diagrama de bloques de ejemplo de un sistema de adquisición de datos con sincronización

Capacidad de muestreo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.7 Interoperabilidad

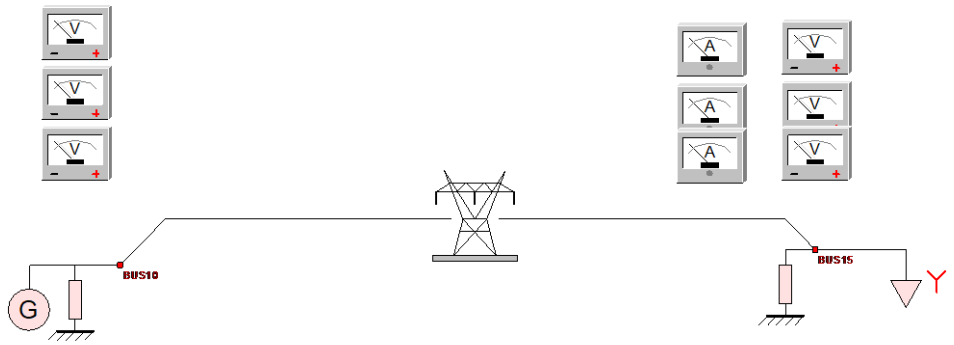
La interoperabilidad es una propiedad que se refiere a la capacidad de diversos sistemas para trabajar juntos. En general, se puede definir como la "propiedad de un producto o sistema, cuyas interfaces se entienden completamente, para trabajar con otros productos o sistemas, presentes o futuros, sin ningún acceso restringido o implementación". Tenga en cuenta que se aplica a cualquier dispositivo o sistema que suele ser un sistema integrado que puede interactuar con un sistema cibernético, así como con un sistema físico que intercambia información con el resto del mundo. En el contexto de la protección del sistema de energía, la interoperabilidad se aplica a cualquier relé, unidad de fusión, medidor, registrador de fallas, dispositivo de monitoreo, enrutadores, sistemas de automatización y otros.

A COMPLETAR

2.8 Conexión a tierra del sistema

La puesta a tierra del sistema juega un papel importante en el desempeño de un sistema de energía durante fallas a tierra asimétricas. Como resultado, el funcionamiento del relé se ve afectado por la conexión a tierra. Durante las fallas a tierra, el potencial de los neutros y las tierras del sistema puede elevarse a un voltaje sustancial con respecto al voltaje de "Tierra remota". Este potencial se conoce comúnmente como el aumento del potencial de tierra o GPR. Además, las tensiones en las fases sin fallas con respecto a la tensión neutra pueden elevarse a valores superiores a las tensiones nominales correspondientes. La Figura 2.24 muestra el diagrama unifilar de un sistema de energía simple que consta de una fuente trifásica (en el bus 10), una línea de transmisión y una carga (bus 15). Una sola falla de línea a tierra que ocurre en el bus 15 se simula utilizando un modelo de alta fidelidad que incluye una representación explícita de la conexión a tierra de la línea de transmisión, sus conductores de fase y blindaje, así como los modelos de conexión a tierra en ambos extremos de la línea. La Figura 2.25 ilustra los voltajes y corrientes resultantes que ocurren durante la falla a tierra. Tenga en cuenta que el voltaje de línea sin falla (fase C, curva inferior) asume un voltaje más alto durante la falla que antes del inicio de la falla o después de que se borra la falla. Ambos fenómenos son obviamente indeseables, ya que pueden afectar la seguridad humana y causar daños al equipo. Ambos fenómenos pueden mitigarse mediante un 25 ilustra los voltajes y corrientes resultantes que ocurren durante la falla a tierra. Tenga en cuenta que el voltaje de línea sin fallas (fase C, curva inferior) asume un voltaje más alto durante la falla que antes del inicio de la falla o después de que se despeja la falla. Ambos fenómenos son obviamente indeseables, ya que pueden afectar la seguridad humana y causar daños al equipo. Ambos fenómenos pueden mitigarse mediante un 25 ilustra los voltajes y corrientes resultantes que ocurren durante la falla a tierra. Tenga en cuenta que el voltaje de línea sin fallas (fase C, curva inferior) asume un voltaje más alto durante la falla que antes del inicio de la falla o después de que se despeja la falla. Ambos fenómenos son obviamente indeseables, ya que pueden afectar la seguridad humana y causar daños al equipo. Ambos fenómenos pueden mitigarse mediante un

Sistema de puesta a tierra de alta calidad (baja impedancia).



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Figura 2.24: Diagrama de una sola línea del sistema de prueba para el aumento del potencial del suelo

Evaluación

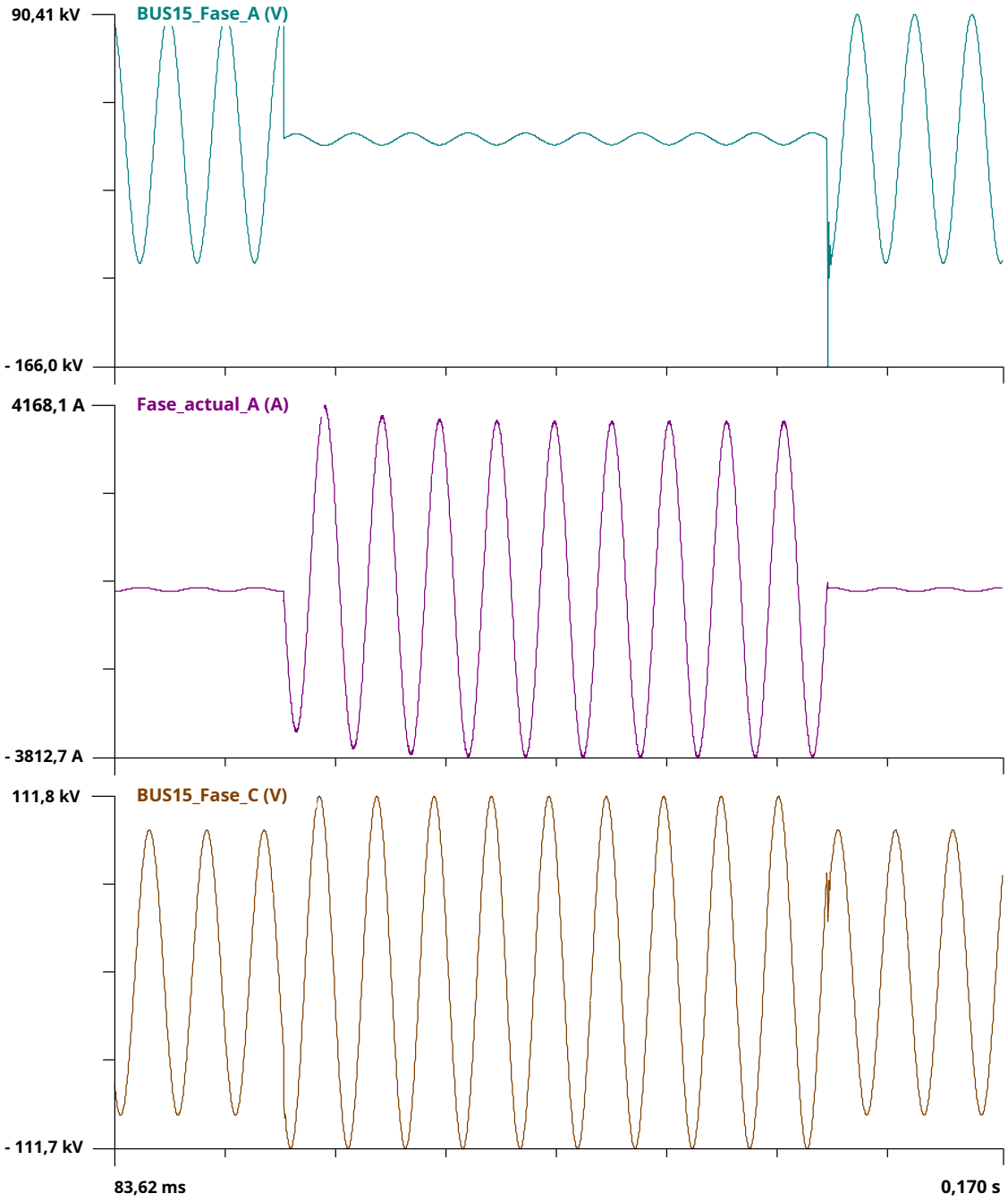


Figura 2.25: Corrientes y voltajes típicos durante una falla de línea única a tierra

Seguimiento superior: **Voltaje de fase con falla (fase A)**
Trazo medio: **Corriente de falla (fase A)**
Seguimiento inferior: voltaje de fase sin fallas (fase C)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Además, las sobretensiones de fase sin fallas excesivas y el aumento del potencial de tierra también pueden resultar en un funcionamiento incorrecto del relé de protección. Por lo tanto, es deseable mitigar estos fenómenos asegurándose de que el sistema de energía esté "efectivamente conectado a tierra". De hecho, el término sistema "efectivamente conectado a tierra" se define como un sistema que durante una falla a tierra asimétrica, los voltajes de fase sin falla no exceden el 80% de su voltaje nominal línea a línea, o el 138% del voltaje nominal de fase a tierra. Una métrica relacionada de la efectividad del sistema de puesta a tierra es el "Coeficiente de puesta a tierra" (COG) que se define como la relación entre los voltajes máximos de fase sin falla y los voltajes de fase nominales. La figura 2.26 proporciona una forma rápida de calcular el coeficiente de conexión a tierra dados los componentes de secuencia de la impedancia de un sistema de energía trifásica en la ubicación de la falla.

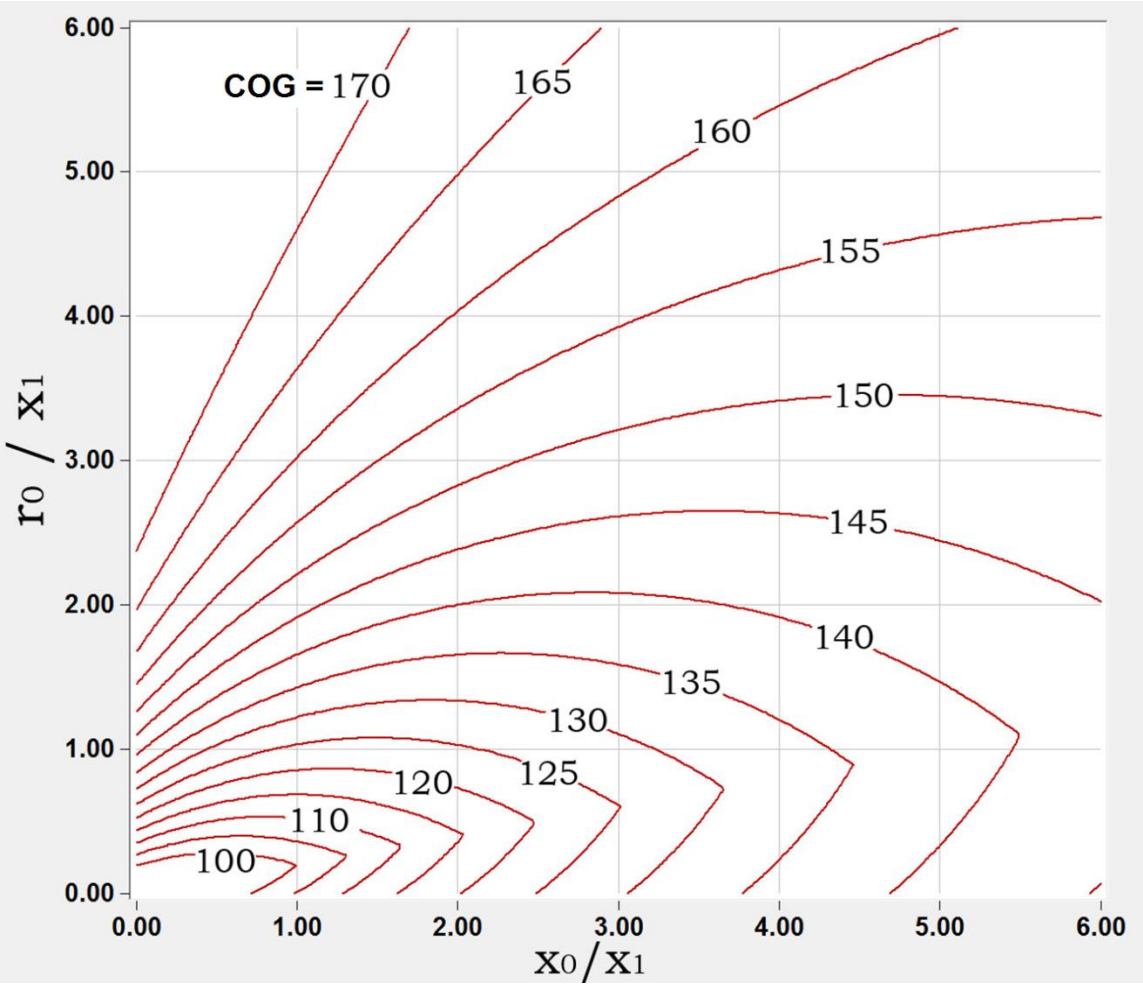


Figura 2.26: Coeficiente de puesta a tierra versus componentes de secuencia de impedancia en la ubicación de la falla. (Curvas generadas asumiendo $r_1 = r_2 = 0{,}2.\ X_1$)

De la Figura 2.26 se puede concluir que si se cumplen las siguientes condiciones, el sistema está efectivamente conectado a tierra:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$X_0 / X_1 < 3$ y $r_0 / X_1 < 1$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.9 Soluciones de red

En esta sección discutimos técnicas para la solución de problemas de red. Las soluciones de red pertinentes para aplicaciones de relés pueden involucrar sistemas de energía con fallas (fallas simétricas o fallas asimétricas) o sistemas en condiciones transitorias. La mayoría de las soluciones de red actuales se basan en métodos nodales. Presentamos la base de este método en la siguiente sección.

2.9.1 Análisis nodal

El análisis nodal es un método poderoso para el análisis de circuitos. Se aplica a cualquier circuito que consta de elementos pasivos y fuentes de corriente.

Ejemplo E2.6: La figura E2.6 ilustra un sistema de energía trifásico que consta de una fuente conectada en estrella, un motor conectado en triángulo, una carga conectada en triángulo y dos líneas de transmisión. Por simplicidad, se supone que la impedancia interna tanto de la fuente como del motor es cero. El sistema es simétrico y funciona en condiciones equilibradas. Los siguientes han sido Medido:

$$\tilde{E}_a = 7{,}2\, e^{j0^o} \quad kV$$

$$\tilde{E}_{AB} = 12{,}0\, e^{j5^o} \quad kV$$

a) Calcule la corriente eléctrica I_a y I_{AB} que se muestra en la Figura. Proporcione tanto la magnitud como fase.

B) ¿Cuál es la potencia real total absorbida por el motor?

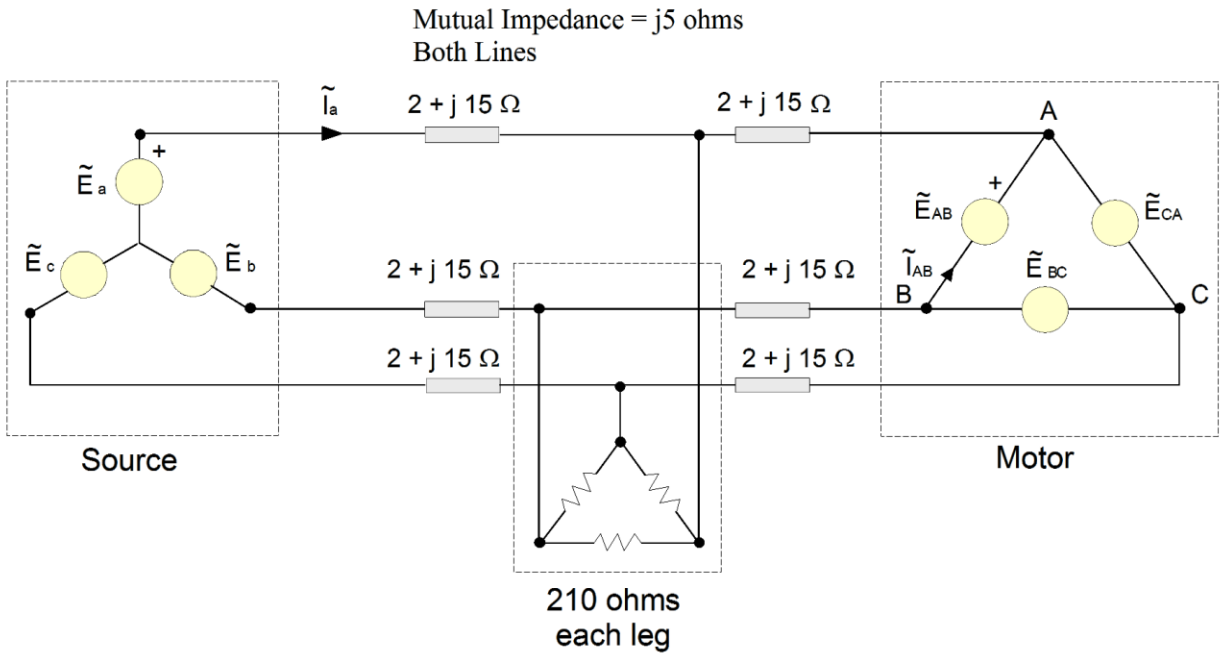
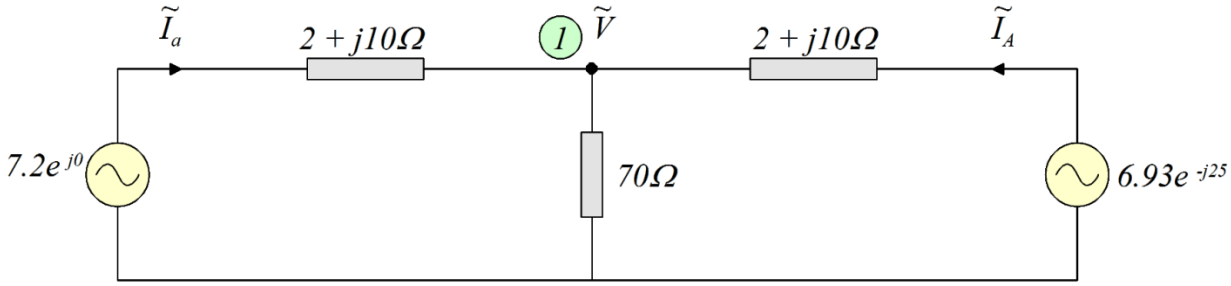


Figura E2.6

Solución: El equivalente por fase del circuito trifásico anterior se muestra a continuación.



Al aplicar la ley actual de Kirchoff en el nodo 1 se obtiene:

$$\frac{7.2 \quad \tilde{V}}{2 \quad j10} \quad \frac{\tilde{V}}{70} \quad \frac{6{,}93 mi_{\ j25_0} \quad \tilde{V}}{2 \quad j10} \quad 0$$

resolviendo la ecuación anterior para el fasor de voltaje $\tilde{V}$rinde:

a) $\tilde{V} \quad 6.7826 mi_{\ j16.29} kV$

$$\tilde{I}_a \quad \frac{7.2 \quad \tilde{V}}{2 \quad j10} \quad 0.1985 mi_{\ j8{,}64_0} kA$$

$$\tilde{I}_A \quad \frac{6.93 mi^{\ j25_0} \quad \tilde{V}}{2 \quad j10} \quad 0.1031 mi_{\ j178{,}71_0} kA$$

$$\tilde{I}_{AB} \quad \frac{\tilde{I}_A mi_{\ j30_0}}{\sqrt{3}} \quad 0.0595 mi^{\ j208{,}71_0} \quad kA$$

B) $S \quad 3\ 6{,}93 mi_{\ j25_0(} \ 0.1031 mi_{\ j178{,}71_0)} MVA$

$$S \quad 2.1434 mi_{\ j23{,}71_0} MVA$$

$$S \quad 1{,}962 MW \quad j0{,}862 MVA$$

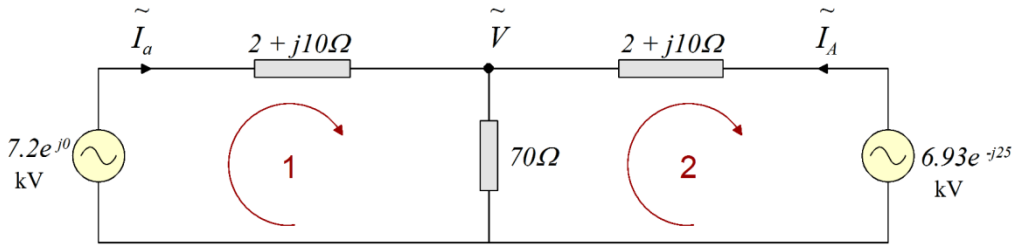
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.9.2 Análisis de bucle

El análisis de bucle también es un método poderoso para el análisis de circuitos. Se aplica a cualquier circuito formado por elementos pasivos y fuentes de tensión.

Ejemplo E2.7: Considere el problema de ejemplo del ejemplo E2.6. Calcule las mismas cantidades que en el Ejemplo E2.6 usando análisis de bucle

Solución: El circuito equivalente es:



Ecuación de bucle 1

$$7.2\angle 0^{\circ} = (2 + j10)\tilde{I}_a + 70(\tilde{I}_a - \tilde{I}_A)$$

Ecuación de bucle 2

$$6.93\angle -25^{\circ} = 70(\tilde{I}_a - \tilde{I}_A) + (2 + j10)\tilde{I}_A$$

Solución

$$\tilde{I}_a = 0.1985\angle 8.64^{\circ}\ kA$$

$$\tilde{I}_A = 0.1031\angle 178.71^{\circ}\ kA$$

$$\tilde{V} = 7.2\angle 0^{\circ} - (2 + j10)\tilde{I}_A = 6.7826\angle -16.29^{\circ}\ kV$$

2.10 Resumen y discusión

En este capítulo hemos presentado conceptos básicos para problemas de análisis típicos encontrados en aplicaciones de relés de protección.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2.11 Problemas

Problema P2.1: En una determinada ubicación de un sistema trifásico, un ingeniero mide las siguientes corrientes de fase:

$$\tilde{I}_a 12{,}78 mi_{j9{,}8^o} kA$$

$$\tilde{I}_B 1{,}98 mi^{j79.8^o} kA$$

$$\tilde{I}_C 2{,}47 mi_{j69{,}8^o} kA$$

Calcule el componente de secuencia positiva: $\tilde{I}_1$.

Solución: Los componentes simétricos se calculan directamente con:

$$\begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 2 & \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 12{,}78 \ 9{,}8^0 \\ 1{,}98 \ -79{,}8^0 \\ 2{,}47 \ 69{,}8^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5.2546 \ 5.66^0 \\ 2{,}8813 \ 16{,}30 .30^0 \\ 4.6766 \ .410.45^0 \end{bmatrix}$$

Problema P2.2: Un ingeniero de protección quisiera diseñar un sistema analógico que proporcione el voltaje de secuencia positiva en una ubicación específica de un sistema trifásico. Para este propósito, utiliza tres transformadores como se ilustra en la Figura P2.2. Ayudar al ingeniero de protección a seleccionar los parámetros de los transformadores (relación de transformación) y los valores de la resistencia y el condensador.
de modo que la salida sea el voltaje de secuencia positiva.

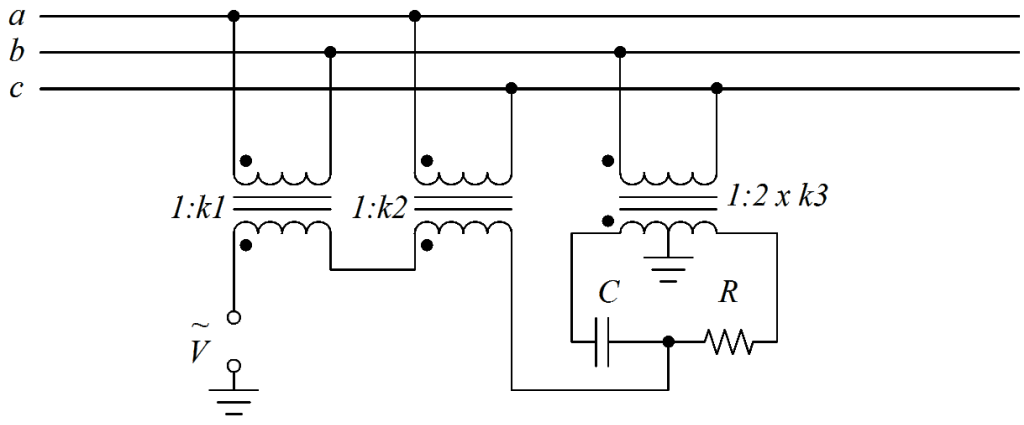


Figura P2.2

Solución: El voltaje de salida es:

$$\tilde{V} \quad k V_1 \tilde{V}_{ab} k \tilde{} \qquad {}_2 \tilde{V}_a \ V_C \ \tilde{} \ k_3 V_B \ V_C \tilde{} \qquad \tilde{} \ \frac{R \quad jX_C}{R \quad jX_C}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Seleccione: $R = X_C$ $\quad \dfrac{R - jX_C}{R + jX_C} = \dfrac{1 - j}{1 + j} = -j$

$$\tilde{V} = (k_1 - k_2) V_2 \angle(\tilde{k}_3 - jk_3) V_1 \angle(k_3 - jk_3)\tilde{V}_3 \qquad 2 \qquad 3 \quad \tilde{C}$$

Para que el voltaje anterior sea de secuencia positiva:

$$(k_1 - k_2) = 1/3$$
$$(k_1 - jk_3) = 1/3\,(0{,}5 - j0.8660254)\,(k_2 - jk_3) = 1/3\,(0{,}5 - j0.8660254)$$

Las ecuaciones anteriores se satisfacen para:

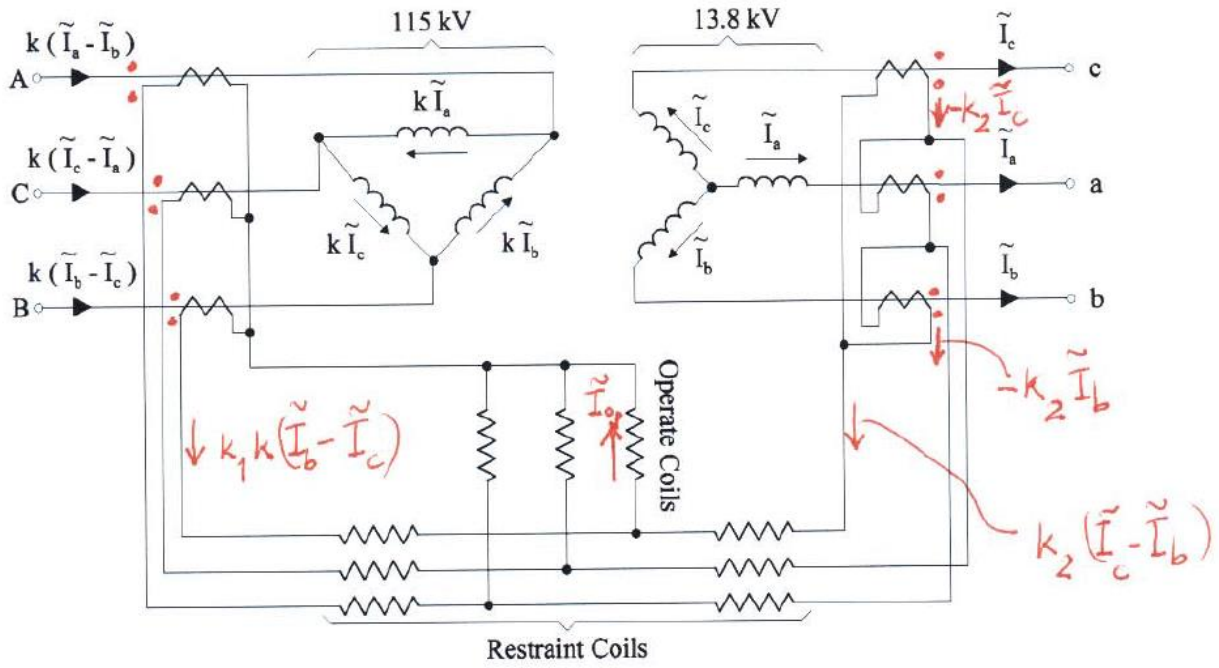
$$k_1 - k_2 = 0.16666$$
$$k_3 = 0.288675$$

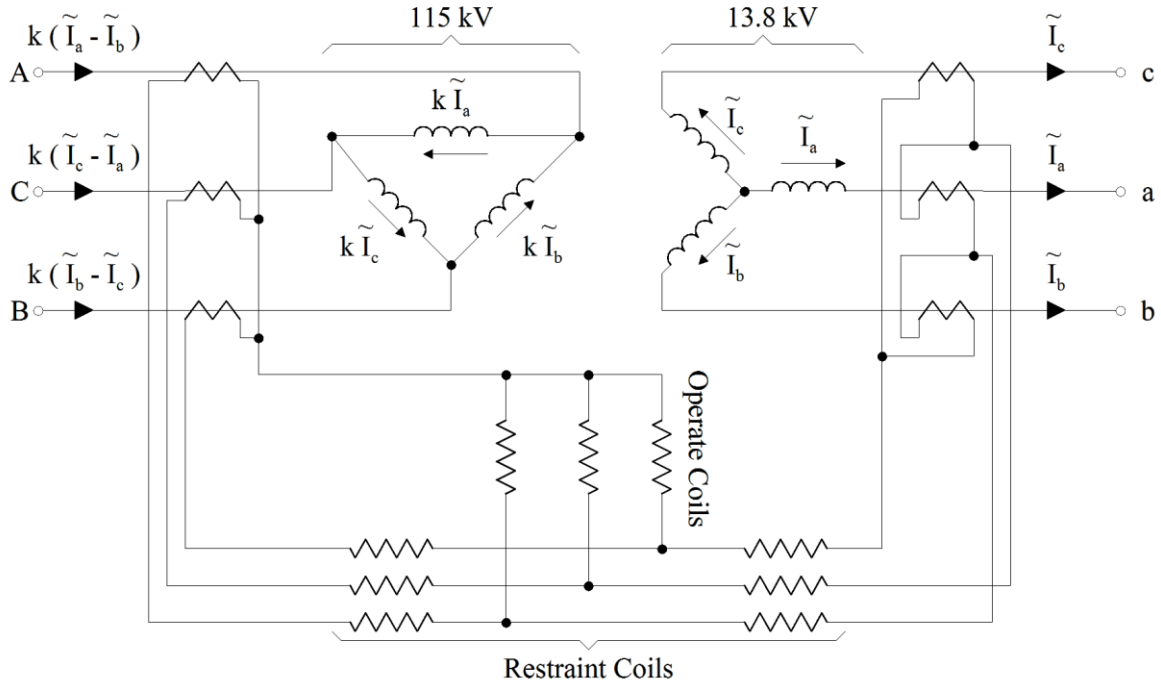
Problema P2.3: Un ingeniero de protección quisiera diseñar un sistema analógico que proporcione el voltaje de secuencia negativa en una ubicación específica de un sistema trifásico. Para ello, utiliza tres transformadores como se ilustra en la figura. Ayude al ingeniero de protección a seleccionar los parámetros de los transformadores (relación de transformación) y los valores de la resistencia y el condensador para que la salida sea la tensión de secuencia negativa.

Problema P2.4: Un transformador trifásico tiene una potencia nominal de 36 MVA, 115 kV / 13,8 kV, conectado delta-estrella. 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
el secundario es nominal, a voltaje nominal y factor de potencia 1.0.

Solución: Consultar esquema de conectividad del transformador trifásico.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020





La corriente de funcionamiento de la bobina es:

$$\tilde{I}_{op} \quad k_1 k \tilde{I}_B \quad \tilde{I}_a \quad k_2 y\tilde{o}_a \quad \tilde{I}_B \text{ , } k \quad \frac{13{,}8}{115\sqrt{3}} \quad 0.0693$$

$$\tilde{I}_{op} \; 0.0693 k_1 \quad k_2 \quad I_B \; \tilde{I}_a \quad \tilde{}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Necesitar Seleccione k_1 y k_2 así que eso $\tilde{I}_{op}$ es mínimo. Usando solo las relaciones de transformación dadas,

Seleccione:

$k_1 \quad \frac{5}{150} \quad y \qquad k_2 \quad \frac{5}{1600}$, luego

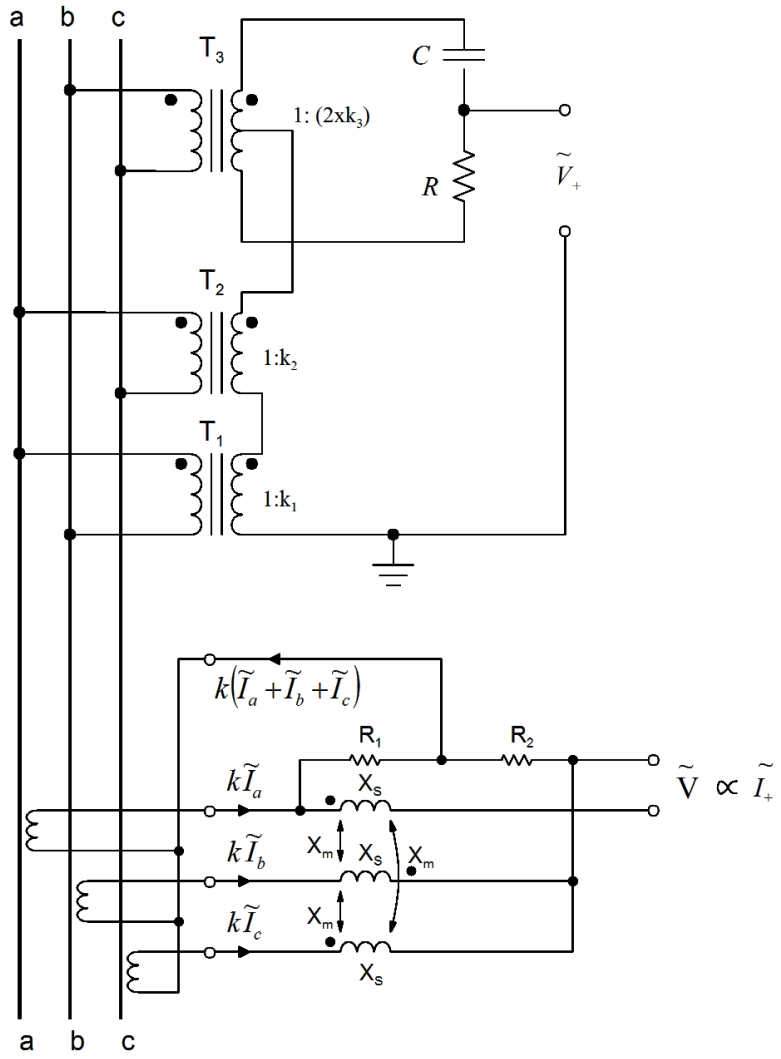
$\tilde{I}_{op} \quad 0.0008156 \quad I_B \tilde{} I_a \quad \tilde{}$

Problema P2.5: Un ingeniero de protección quisiera diseñar un relé direccional que funcione con los voltajes y corrientes de secuencia positiva en el punto de aplicación. Ayude al ingeniero de protección a diseñar un sistema analógico que generará el voltaje y la corriente de secuencia positiva en el bobinas de tensión y corriente del relé.

(a) Dibuje todo el circuito analógico que realizará esta tarea.
(b) Describa las ventajas / desventajas de usar la detección de dirección y corriente de voltaje para secuencia positiva en un relé.

Solución: El circuito se muestra en la siguiente figura.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



La salida del primer circuito es:

$$\tilde{V} \quad k(V_1 \tilde{} \quad {}_a \quad \tilde{V}_B \quad k \quad {}_2 \tilde{V}_a \quad \tilde{V}_C \quad k V_3 \tilde{} \quad {}_C V_B \tilde{} \quad R \quad \frac{R \quad jX_C}{jX_C}$$

Select: $R \quad X_C$

$$\frac{R \quad jX_C}{R \quad jX_C} \quad \frac{1 \quad j}{1 \quad j} \quad j$$

$$\tilde{V} \quad (k_1 \quad k_2) V_a \quad (\tilde{k}_1 \quad jk_3) V_B \quad (k_2 \quad j\tilde{k}_3) V_C \qquad \tilde{}$$

Para que el voltaje anterior sea de secuencia positiva:

$$(k_1 \quad k) \quad 1/3$$
$$(k_1 \quad jk_3) \quad 1/3 \quad (0,5 \quad j0.8660254)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$(k_2 \quad jk_3) \; 1/3 \; (0{,}5 \quad j0.8660254)$$

Las ecuaciones anteriores se satisfacen para:

$$k_1 \; k_{\;2} \quad 0.16666$$
$$k_3 \; 0.288675$$

La salida del segundo circuito es:

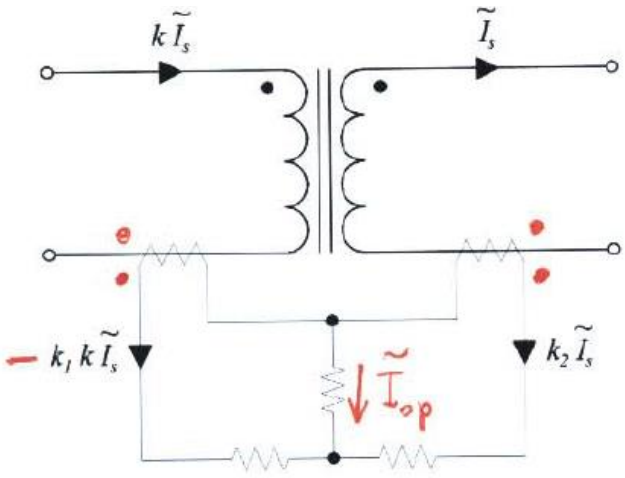
$$\tilde{V} \quad kR_2 I \tilde{}_B \quad \tilde{I}_C \quad kR_1 \tilde{I}_a \; k \;_{X_{metro}} \tilde{I}_B \quad kx_n \tilde{y}_C o \quad kR \;_1 I \tilde{}_a \qquad \frac{R_2}{R_1} \quad \frac{X_{metro}}{R_1 \;_B} I \qquad \frac{R_2}{R_1} \quad \frac{X_{metro}}{R_1} \tilde{I}_C$$

Seleccione:

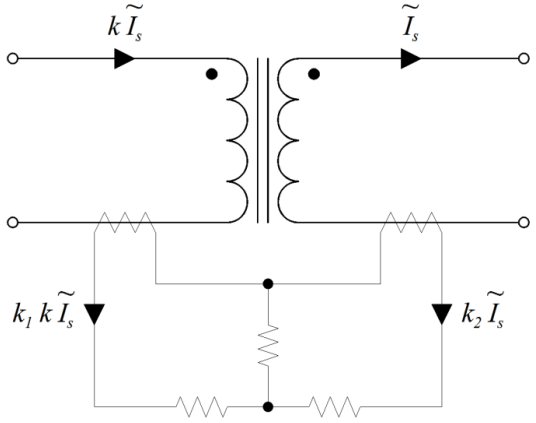
$$\frac{R_2}{R_1} \quad 0{,}5, \qquad \frac{X_{metro}}{R_1} \quad 0{,}866$$

Problema P2.6: Un transformador monofásico tiene una potencia nominal de 1.248 MVA, 13.8kV / 480V. 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 dispone de TC de las siguientes relaciones de transformación: (a) 3000: 5, (b) 2500: 5, (c) 1500: 5, (d) 600: 5, (e) 200: 5 y (e) 100: 5. Seleccione los CT adecuados para esta aplicación y calcule la corriente de operación cuando el transformador cargado en el secundario está nominal, a voltaje nominal y factor de potencia 1.0.

Solución: Consulte el diagrama de conectividad.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



La corriente de funcionamiento de la bobina es:

$$\tilde{I}_{op} \quad k_1 k \tilde{I}_s \quad k_2 \tilde{I}_s, \quad k \quad \frac{480}{13{,}800} \quad 0.0348$$

$$\tilde{I}_{op} \quad 0.0348 k_1 \quad k_2 \quad \tilde{I}_s$$

Necesita seleccionar k1 y k2 para que Iop sea mínimo. Usando solo las relaciones de transformación dadas,

Seleccione:

$$k_1 \quad \frac{5}{100} \quad y \quad k_2 \quad \frac{5}{3000}, \text{ luego}$$

$$\tilde{I}_{op} \quad 0{,}0000725 \tilde{I}_s$$

A carga nominal:

$$\tilde{I}_{op} \quad 0{,}0000725 I_s \tilde{} \; 0{,}0000725 \quad \frac{1.250.000}{480} \quad 0.1885 \; Amperios$$

Problema P2.7: En una determinada ubicación de un sistema trifásico, un ingeniero mide lo siguiente corrientes de fase y tensiones de fase a neutro:

$$\tilde{I}_a \quad 400 Ae^{\,j10} \qquad \tilde{V}_a \; 15 mi^{\,j4} \; kV$$

$$\tilde{I}_B 350 Ae^{\,j110} \qquad \tilde{V}_B 14{,}5 mi^{\,j120} \; kV$$

$$\tilde{I}_C \quad 360 Ae^{\,j240} \qquad \tilde{V}_C \; 14{,}8 mi^{\,j235} \; kV$$

Calcule los componentes simétricos: $I_{1,} \tilde{} \quad \tilde{I}_{2,} \tilde{I}_{0,} \quad y \quad \tilde{V}_{1,} \tilde{V}_{2,} \tilde{V}_{.0}$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Utilice la transformación simétrica directamente en los datos proporcionados.

$$\tilde{V}_{120} \quad \tilde{}_{televisor_{a\,B\,C}}, \quad \tilde{I}_{120} \quad T\tilde{I}_{a\,B\,C}$$

$$T \quad \frac{1}{3} \begin{matrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & a & , \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix} \qquad \tilde{V}_{120} \quad \begin{matrix} 14{,}75 mi_{\angle 3{,}02^0} \\ 0{,}49 mi_{\angle 7{,}43^0} \\ 0{,}33 mi_{\angle 141{,}70^0} \end{matrix} \quad kV$$

$$\tilde{I}_{120} \quad \begin{matrix} 368{,}77 mi_{\angle 6{,}76^0} \\ 9.36 mi_{\angle 113.18^0} \\ 35{,}92 mi_{\angle 29.05^0} \end{matrix} \quad Amperios$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P2.8: En una determinada ubicación de un sistema trifásico, un ingeniero mide las siguientes corrientes de fase y voltajes de fase a neutro:

$$\tilde{I}_a = 200 e^{j10} \qquad \tilde{V}_{an} = 15 mi^{j4}\ kV$$

$$\tilde{I}_B = 160 e^{j110} \qquad \tilde{V}_{bn} = 13{,}5 mi^{j120}\ kV$$

$$\tilde{I}_C = 160 e^{j240} \qquad \tilde{V}_{cn} = 14{,}8 mi^{j235}\ kV$$

Calcule los componentes simétricos: $\tilde{I}_1, \tilde{I}_2, \tilde{I}_0$ y $\tilde{V}_1, \tilde{V}_2, \tilde{V}_0$.

Solución: Utilice la transformación simétrica directamente en los datos proporcionados.

$$\tilde{V}_{120} = \tilde{V}_{abc}, \quad \tilde{I}_{120} = T\tilde{I}_{abc}$$

$$T = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \tilde{V}_{120} = \begin{bmatrix} 14.42 mi^{j3{,}09^0} \\ 0{,}69 mi^{j18{,}98^0} \\ 0{,}50 mi^{j100{,}55^0} \end{bmatrix} kV$$

$$\tilde{I}_{120} = \begin{bmatrix} 172{,}77 mi^{j6{,}93^0} \\ 7.817 mi^{j53{,}0^0} \\ 22.11 mi^{j20.24^0} \end{bmatrix} Amperios$$

Problema P2.9: Considere el sistema de energía eléctrica simplificado de la figura P2.9 que consta de un generador balanceado, una línea de transmisión simétrica y una carga eléctrica simétrica. Cada fase de la línea simétrica tiene una impedancia propia de j9 ohmios. La impedancia mutua entre dos fases cualesquiera es j4 ohmios. Otros parámetros del sistema se indican en la figura.

(a) Calcule y grafique el modelo de secuencia positiva de este sistema.

(b) Calcule la potencia real absorbida por la carga eléctrica utilizando el modelo de secuencia positiva. de la parte (a) ..

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

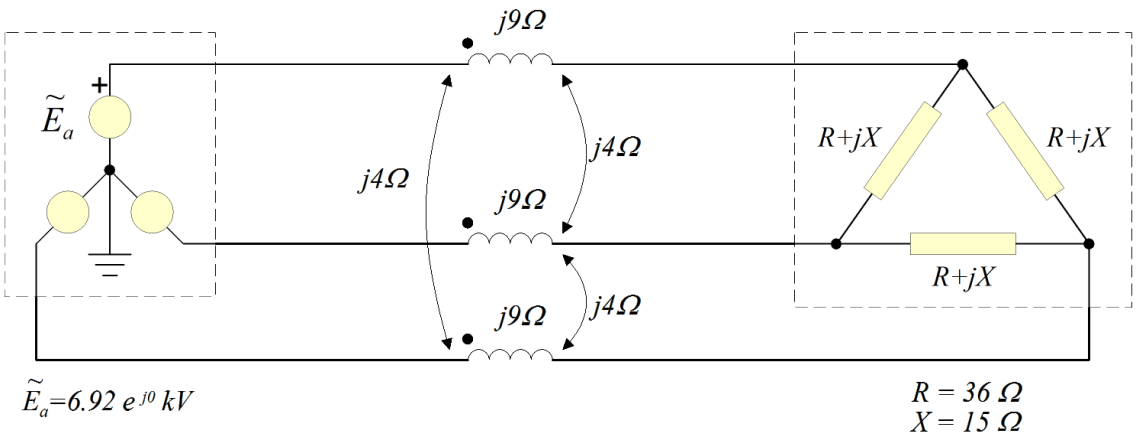


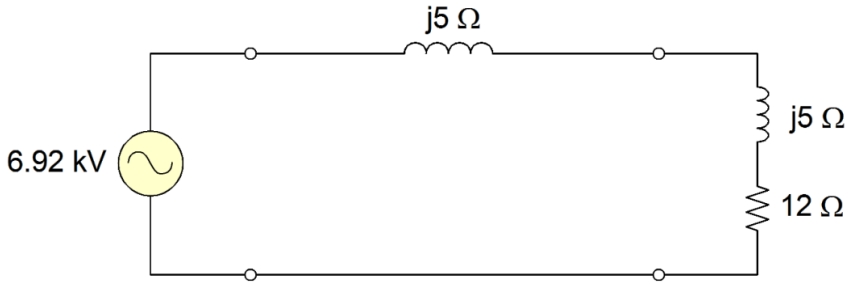
Figura P2.9

Solución: (a) El modelo de secuencia positiva de la carga se calcula simplemente aplicando la transformación simétrica en las ecuaciones de carga. Sea y la inversa de la impedancia de carga. Luego:

$$\tilde{I}_{abc} = y \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \tilde{V}_{abc} = T I_{abc} = y T \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} T^{-1} \tilde{V}_{abc}$$

$$\tilde{I}_{120} = \begin{bmatrix} 3y & 0 & 0 \\ 0 & 3y & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \tilde{V}_{120}$$

La ecuación anterior establece que el circuito de secuencia positiva de la carga consta de una admitancia igual a 3y. Por lo tanto, el circuito de secuencia positiva es (simplemente reemplazando cada componente con su modelo de secuencia positiva):



(b) La corriente de secuencia positiva es:

$$\tilde{I}_1 = \frac{6{,}92}{j5 + 12 + j5} = 0.443 \angle -39.805^\circ \quad kAmperes$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El verdadero poder es:

$$PAG \quad 3\mathrm{Re} \quad \tilde{m}i_{a1}I^{*} \quad 3\mathrm{Re} \quad 6{,}92\ kV \quad 0.443mi_{\beta 39.805_0}\ kA \quad 7.065MW$$

Problema P2.10: Un relé ha registrado los voltajes y corrientes trifásicos en una determinada ubicación de un sistema de energía. Los datos capturados se han almacenado en formato COMTRADE en los archivos PSR_Chapter01_Ex01.cfg y PSR_Chapter01_Ex01.dat.

1. Escriba un programa de computadora para leer los datos de la Fase A al voltaje neutro. Para ello, consulte el IEEE Std C37-111-1999 que describe el formato COMTRADE.
2. Calcule y grafique la frecuencia del voltaje de la fase A al neutro en todo el registro de datos. Utilice un marco de tiempo de dos ciclos.
3. Calcule y grafique el ángulo de fase de la fase A al voltaje neutro en todo el registro de datos. Utilice un marco de tiempo de dos ciclos.
4. Calcule y grafique la magnitud del voltaje de fase A a neutro sobre todos los datos registro. Utilice un marco de tiempo de dos ciclos.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 3 _____ ***3 Modelado para análisis de relés de sistemas de potencia*** _____ ***3***

3.1 Introducción _____ **3**

3.2 Modelado de líneas de transmisión y distribución _____ **5**

3.2.1 Resistencia _____ 12

3.2.2 Inductancia _____ 14

3.2.3 Capacitancia _____ 33

3.2.4 Modelos de línea para estado estable sinusoidal _____ 44

3.2.5 Circuitos equivalentes a la línea de transmisión _____ 59

3.3 Modelado de cables _____ **65**

3.3.1 Metodologías para el cálculo de parámetros de cables _____ 67

3.3.2 Parámetros típicos del cable _____ 67

3.4 Modelado de transformadores _____ **70**

3.4.1 El transformador trifásico ideal _____ 72

3.4.2 Modelo de transformador trifásico no ideal _____ 73

3.4.3 Circuitos de secuencia de transformadores trifásicos _____ 74

3.4.4 Modelo de transformador para cálculos de corriente de irrupción _____ 78

3.4.5 Modelo de transformador para altas frecuencias _____ 79

3.5 Modelado del generador _____ **80**

3.6 Modelos de generación con interfaz de inversor _____ **82**

3.7 Modelado de carga eléctrica _____ **83**

3.7.1 Motores de inducción _____ 84

3.7.2 Modelado de inversor / rectificador _____ 85

3.7.3 Fuentes de alimentación convencionales _____ 87

3.7.4 Iluminación fluorescente _____ 89

3.7.5 Atenuadores _____ 93

3.8 Ejemplos de aplicación _____ **95**

3.8.1 Corrientes de irrupción durante la activación del transformador _____ 95

3.8.2 Rendimiento del transformador durante el flujo de corriente continua en neutro (inducido geomagnéticamente) _____ 95
3.8.3 Corrientes armónicas en transformadores convertidores _____ 95
3.8.4 Tensión inducida en conductores / líneas eléctricas paralelas _____ 95

3.9 Problemas_____ 98

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Conoce tu física y el resto seguirá (RK Kalman)

Capítulo 3

Modelado para retransmisiones de sistemas de potencia Análisis

3.1 Introducción

El sistema de energía comprende generadores, transformadores elevadores / reductores, autotransformadores, líneas de transmisión (aéreas o subterráneas que operan a varios niveles de kV), reactores, condensadores, líneas de distribución, equipos de uso final (clientes), motores, etc. Por ejemplo, la Figura 3.1 ilustra una visualización artística de los sistemas de energía y la Figura 3.2 ilustra los sistemas de distribución típicos (servicios públicos) y equipos de uso final (clientes). El sistema de energía ilustrado y los sistemas de distribución de voltaje medio son diseños típicos de las empresas de servicios públicos estadounidenses para suministrar energía eléctrica a clientes comerciales, residenciales e industriales.

Cualquier método de análisis de sistemas eléctricos debe poder modelar y analizar sistemas similares a los ilustrados en las Figuras 3.1 y 3.2. Los fenómenos a analizar en estos sistemas son numerosos, es decir, frecuencia de potencia, armónicos, transitorios dinámicos, transitorios de conmutación, transitorios de relámpago, transitorios de corriente de entrada, etc. Cada uno de estos fenómenos puede incluir diferentes espectros de frecuencia. Los modelos a utilizar deben reproducir la respuesta del sistema a estos fenómenos con alta fidelidad. En este capítulo examinamos técnicas de modelado para varios componentes del sistema de energía que brindan esta capacidad.

Los diversos componentes del sistema de energía eléctrica que deben modelarse son:

Lineas de transmisión
Transformadores
Generadores
Máquinas de inducción
Condensadores
Reactores
Convertidores
Accionamientos de velocidad ajustable
Fuentes de alimentación
etc.

Algunos de los componentes del sistema de potencia son lineales, es decir, no distorsionan el voltaje y la corriente aplicados mientras que otros lo hacen, es decir, introducen distorsión de la forma de onda, como convertidores, variadores de velocidad, fuentes de alimentación, transformadores, etc.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

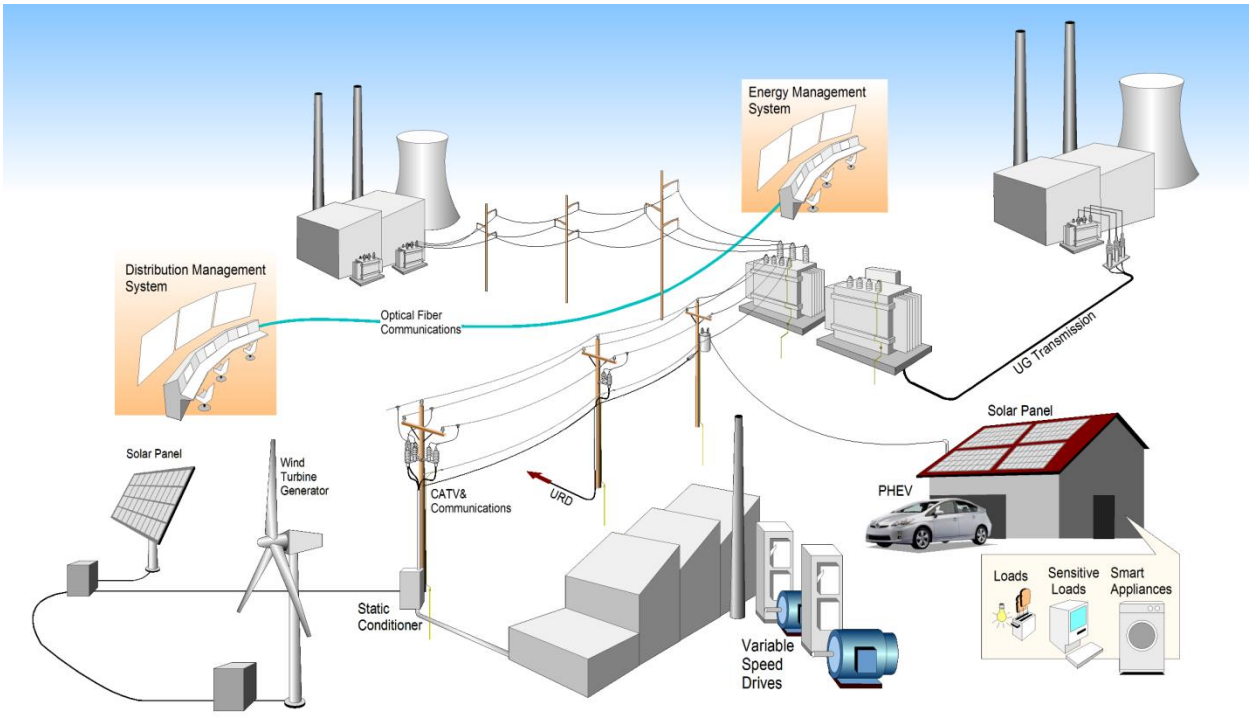


Figura 3.1: Un sistema de energía que comprende generación, transmisión y distribución - Aéreos y subterráneos

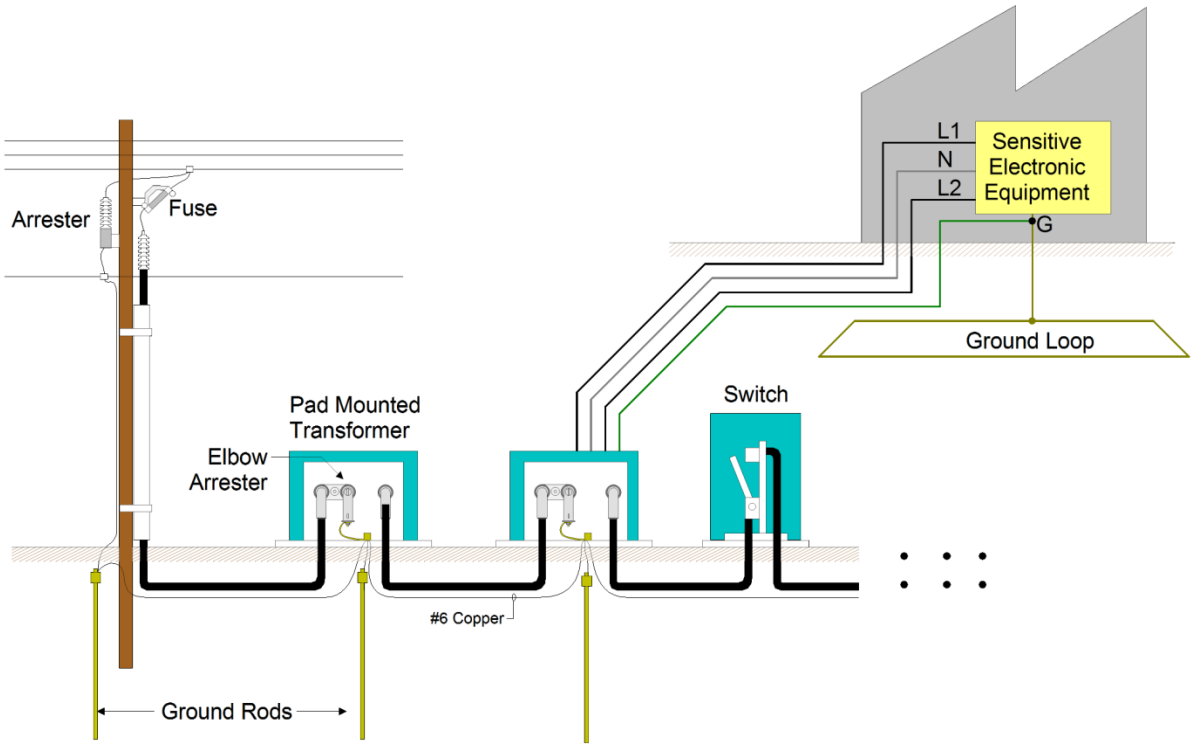


Figura 3.2: Sistemas de distribución aéreos y subterráneos típicos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Aludimos al hecho de que los modelos de componentes deberían reproducir la respuesta de los componentes a entradas y fenómenos específicos con alta fidelidad. Es importante reconocer que la selección del modelo apropiado depende de los fenómenos a estudiar. Por ejemplo, para estudiar los fenómenos de frecuencia industrial en un transformador, será suficiente un modelo simple. Sin embargo, si se van a estudiar los fenómenos de alta frecuencia, será necesario un modelo de transformador totalmente diferente. De manera similar, si se van a calcular las corrientes de entrada del transformador, se debe utilizar un modelo totalmente diferente, específicamente uno que capture la no linealidad del núcleo del transformador y represente adecuadamente la dependencia de la corriente magnetizante del flujo magnético del núcleo del transformador. La selección del modelo también depende del período de tiempo en cuestión. Por ejemplo, Si se va a analizar el estado estacionario del sistema, deben utilizarse modelos de estado estacionario apropiados. Sin embargo, si se van a estudiar los fenómenos de las corrientes de irrupción en los transformadores, se debe emplear otro conjunto de modelos. Por lo tanto, uno debe darse cuenta de que los fenómenos en estudio y el período de tiempo de interés determinarán la selección del modelo adecuado. A continuación se enumeran los fenómenos más habituales que se están estudiando y los períodos de interés.

Fenómenos en estudio

Frecuencia de poder
Cambio de línea
Conmutación de banco de condensadores
Voltaje de recuperación transitorio
Relámpago

Período de preocupación

Estado estable
Corto plazo (segundos)
Milisegundos
Microsegundos

En el resto de este capítulo, se introducirán modelos de los componentes de sistemas de energía más habituales con comentarios sobre su aplicabilidad a fenómenos específicos en estudio. Debe entenderse que la mayoría de los fenómenos que afectan la calidad de la energía son típicamente de frecuencia relativamente baja.

3.2 Modelado de líneas de transmisión y distribución

Las líneas de transmisión y distribución pueden ser de muchas variedades: cables aéreos trifásicos, monofásicos, trifásicos subterráneos, cables monofásicos subterráneos, etc. La distinción entre transmisión y distribución depende del propósito previsto del circuito de potencia. Específicamente si el uso previsto es abastecer a clientes (residenciales, comerciales e industriales) entonces nos referimos a esta línea como distribución. En general, las líneas de distribución operan a media tensión (desde unos pocos kV hasta unos 35 kV) y la mayoría de las veces operan de forma radial. Los circuitos de potencia que operan a voltajes más altos se clasifican normalmente como circuitos de transmisión. Matemáticamente, los métodos para modelar

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los circuitos de transmisión y distribución son idénticos. Presentamos algunas líneas típicas de transmisión y distribución y luego abordamos el modelado de estos componentes.

Los componentes de las líneas aéreas de transmisión y las líneas de distribución se ilustran en la Figura 3.3. Una línea aérea trifásica consta de conductores trifásicos HA, HB y HC, que están suspendidos con aisladores de torres. La mayoría de los diseños incluyen un cable de tierra aéreo (OHGW (**O**ver**H**ead **GRAMO**redondo **W**fuego) o alambre blindado) para proporcionar protección contra rayos. Muchos OHGW también incluyen un tubo con fibras ópticas para comunicaciones. El OHGW generalmente está conectado al neutro del sistema y puede conectarse a tierra en cada torre. El sistema de puesta a tierra de la torre puede constar de un contrapeso (ilustrado en la Figura 3.3), anillos, varillas de puesta a tierra, etc. Una línea de transmisión aérea típica termina en dos subestaciones. El OHGW normalmente está conectado al sistema de puesta a tierra de las subestaciones. La Figura 3.3 ilustra la terminación del OHGW al tapete de tierra de la subestación. En la Figura 3.3 también se ilustra una línea de distribución aérea trifásica. Consta de conductores trifásicos, indicados como LA, LB y LC, y un conductor neutro con conexión a tierra múltiple.

Las líneas eléctricas aéreas están suspendidas en torres o postes. El diseño de las torres de transmisión depende del voltaje de operación de la línea y otras consideraciones de resistencia mecánica. En las Figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se ilustran tres diseños de torre / poste de ejemplo para líneas de 230 kV, 115 kV y 12 kV, respectivamente. Tenga en cuenta que la línea de 12 kV, que se utiliza normalmente en circuitos de distribución, no tiene OHGW. En cambio, tiene un cuarto conductor, el neutro, que está suspendido debajo de los conductores de fase. Si bien eléctricamente el OHGW y el neutro son similares, la diferencia de nombre refleja el hecho de que el OHGW no está diseñado para transportar corriente eléctrica en condiciones normales de funcionamiento, mientras que el neutro está diseñado para transportar la corriente de retorno en condiciones normales de funcionamiento. El tamaño del conductor neutro es comparable al de los conductores de fase y está destinado a transportar potencialmente la corriente a plena carga. La razón de esta práctica es el hecho de que los circuitos de distribución pueden suministrar cargas monofásicas conectadas entre una fase y el conductor neutro. Esta práctica genera condiciones de desequilibrio y el conductor neutro puede transportar una corriente eléctrica sustancial.

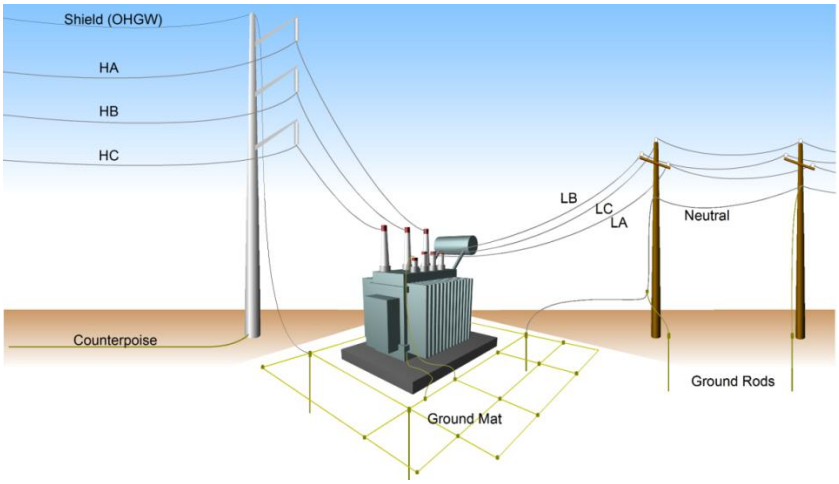


Figura 3.3: Líneas eléctricas aéreas: una línea de transmisión y una de distribución conectadas a través de un transformador de potencia

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

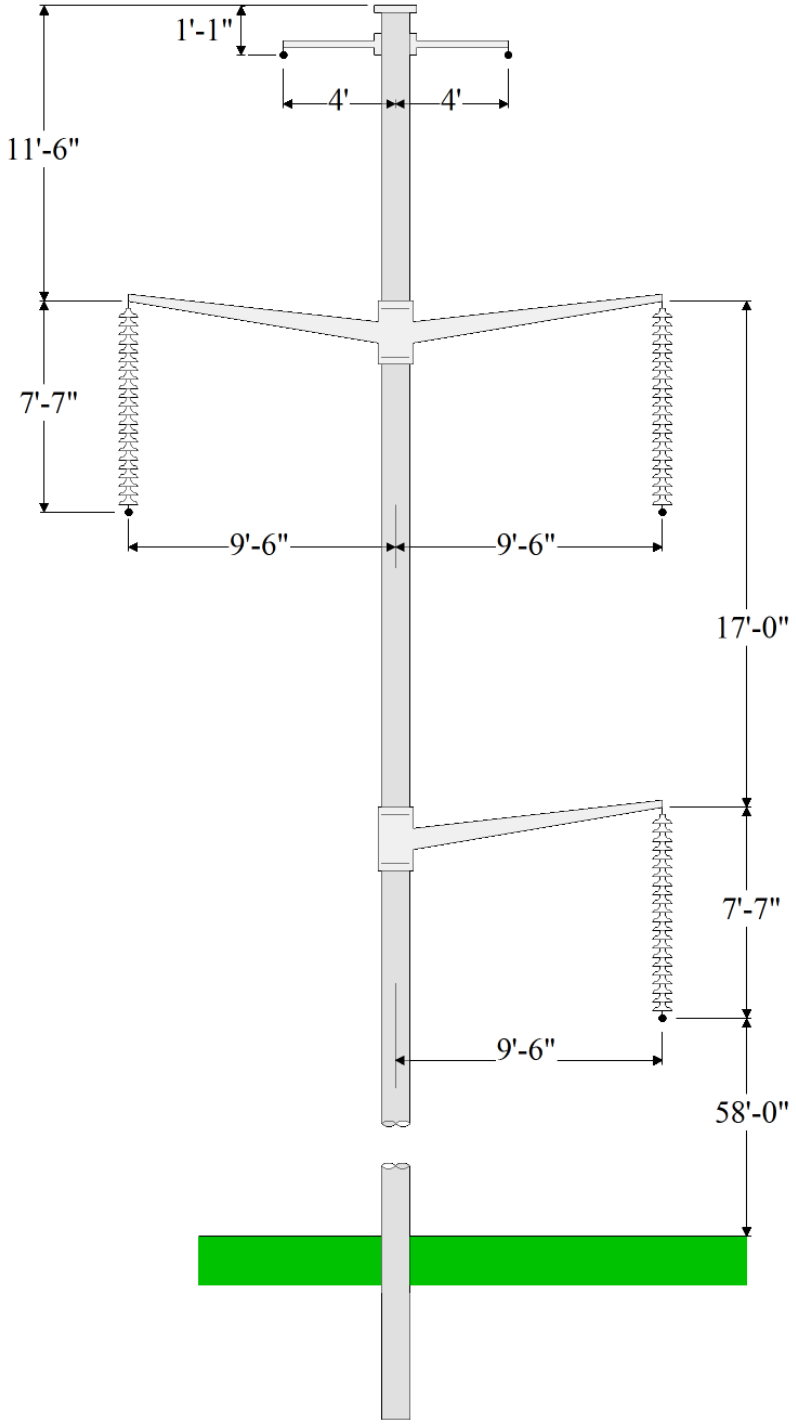


Figura 3.4: Diseño de una torre de transmisión con bastidor en H de 230 kV (Cortesía de Georgia Power Co.)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

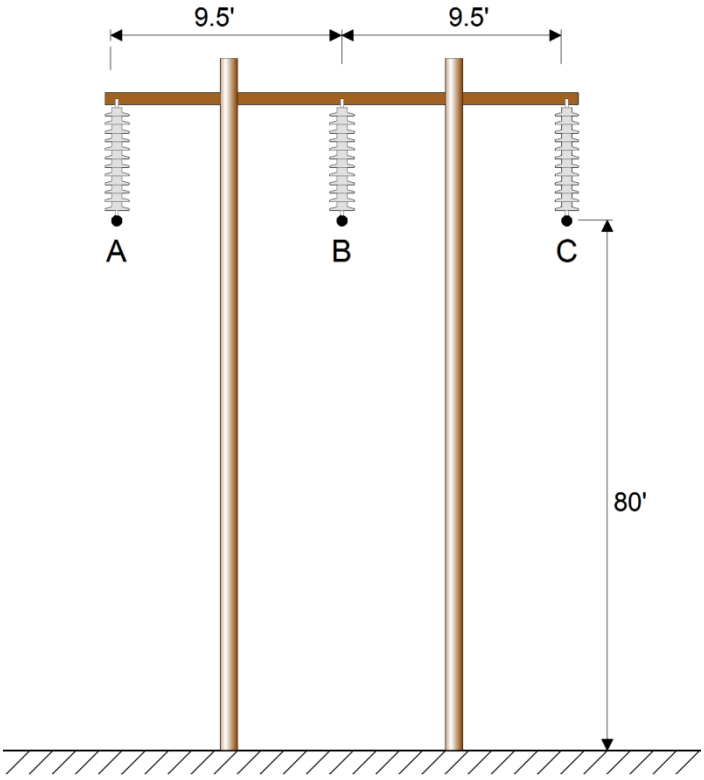


Figura 3.5: Diseño de una torre de transmisión de estructura en H de 115 kV

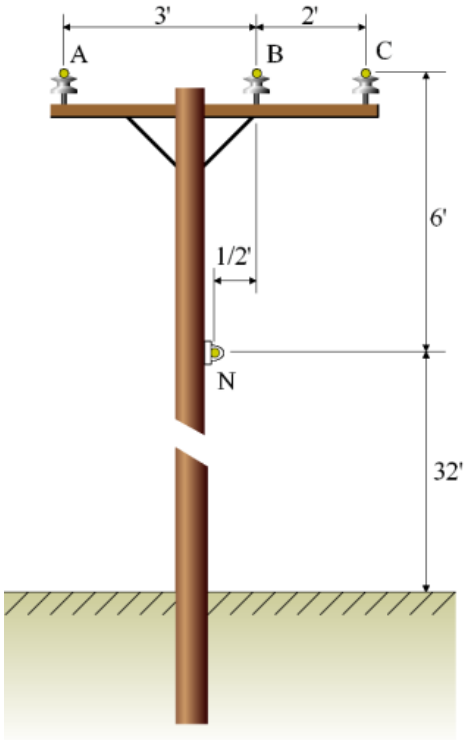


Figura 3.6: Diseño de una distribución unipolar de 12 kV

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los recientes avances en tecnología han hecho de la transmisión de CC una alternativa económicamente atractiva a largas distancias. En la Figura 3.7 se ilustra una línea de transmisión de CC típica. Consiste en dos conductores de haz, los polos positivo y negativo, y un conductor de tierra aéreo.

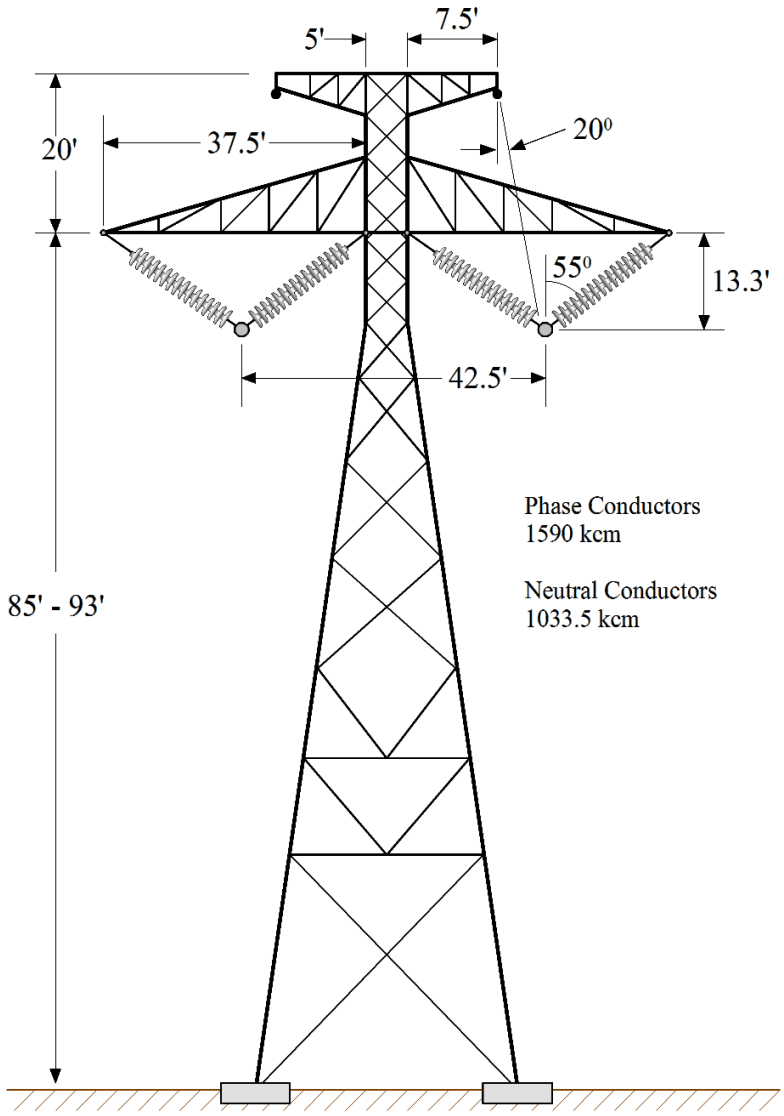


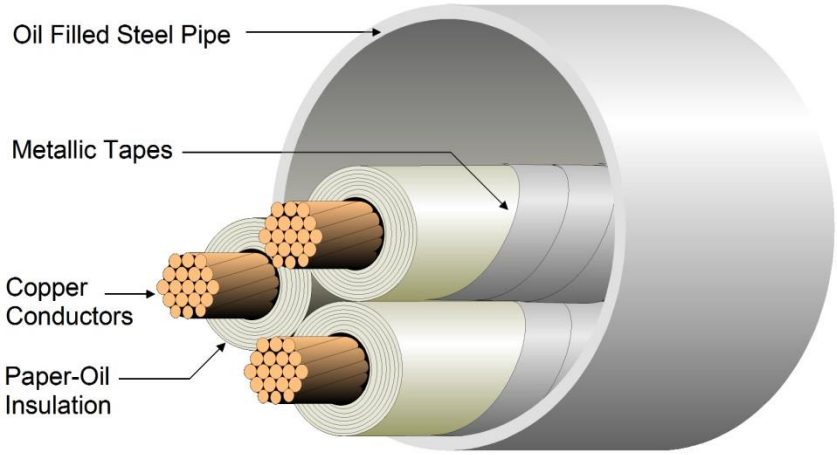
Figura 3.7: Diseño de un Torre HVDC de 400 kV
(Cortesía del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica)

Las líneas eléctricas también se pueden construir a partir de cables eléctricos. Los cables pueden ser cables trifásicos o monofásicos conectados en una disposición trifásica. En la Figura 3.8a se ilustra una construcción trifásica típica con tres cables de alimentación monofásicos y un cable de alimentación trifásico típico La construcción se ilustra en la Figura 3.8b.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)

Figura 3.8: Cables de alimentación típicos: (a) dieléctrico sólido trifásico, (b) aceite trifásico Lleno

Un sistema de distribución comprende líneas eléctricas y equipos reductores de voltaje para el servicio eléctrico en sitios industriales, comerciales y residenciales. Un sistema de distribución puede comprender líneas de transmisión trifásicas, con voltajes de operación típicos de 12 a 35 kV línea a línea, y líneas tomadas trifásicas, bifásicas o monofásicas. La construcción de estas líneas puede ser aérea o subterránea. Estas posibilidades se ilustran en la Figura 3.2. La figura 3.2 sugiere que los sistemas de distribución pueden funcionar (y de hecho funcionan) en condiciones de desequilibrio. Parte de este desequilibrio puede transmitirse al sistema de transmisión. Esto significa que los sistemas de distribución presentan algunos problemas de análisis únicos. Además, los avances recientes en la tecnología de equipos de uso final han dado como resultado cargas eléctricas que pueden interactuar con el sistema de forma dinámica. Por ejemplo, los controladores de motores de estado sólido, rectificadores, etc., inyectan armónicos en el sistema de distribución. El análisis y la comprensión de estos fenómenos requieren que el sistema de distribución sea modelado y comprendido no solo para la frecuencia de potencia (60 Hz en los Estados Unidos, 50 Hz en Europa) sino también para otras frecuencias, como los armónicos de 60 Hz.

Por varias razones técnicas y de seguridad, las instalaciones de energía eléctrica deben estar conectadas a tierra. La puesta a tierra de los sistemas de energía se logra incrustando estructuras metálicas (conductores) en tierra y conectando eléctricamente estos conductores al neutro del sistema de energía. De esta manera se proporciona una baja impedancia entre el sistema de energía neutral y el vasto suelo conductor,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

lo que garantiza que la tensión del neutro, con respecto a tierra, será baja en todas las condiciones. La conexión a tierra es necesaria por varias razones: (a) para asegurar el funcionamiento correcto de los dispositivos eléctricos, (b) para proporcionar seguridad durante condiciones normales o de falla, (c) para estabilizar el voltaje durante condiciones transitorias y (d) para disipar los rayos. En la Figura 3.9 se ilustra un ejemplo de la construcción física de una subestación con el sistema de puesta a tierra subyacente.

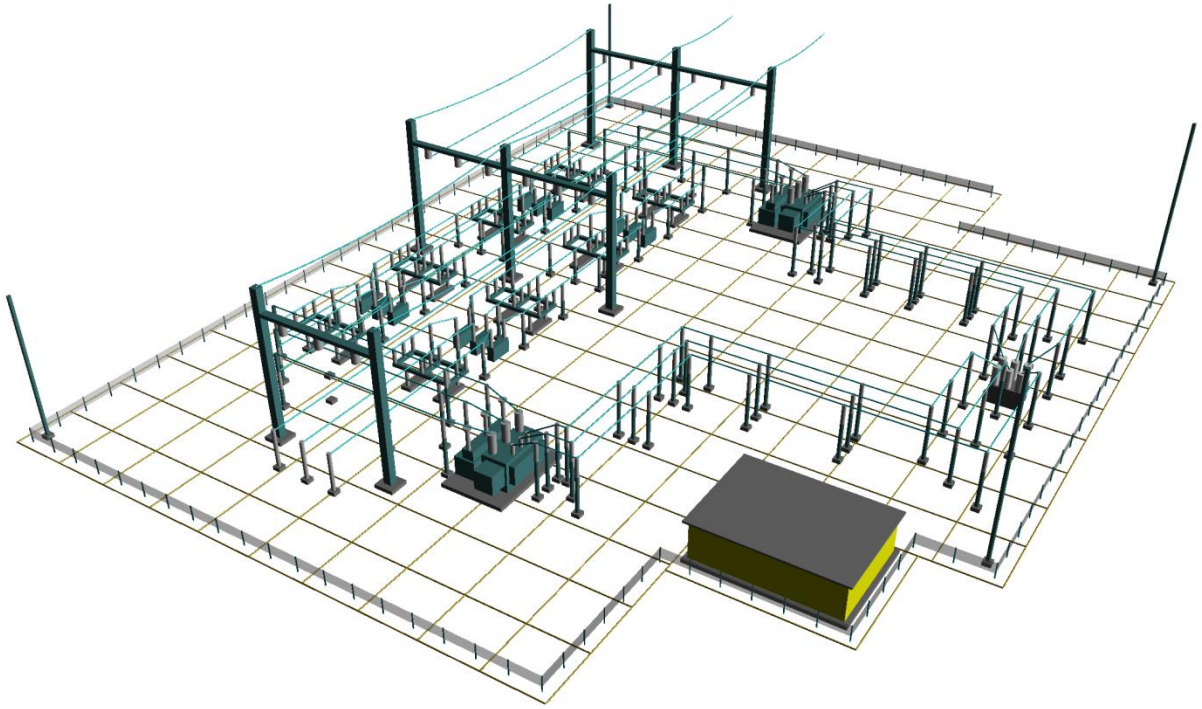


Figura 3.9: Ejemplo de la disposición física de una subestación que ilustra el Puesta a tierra, cercas y equipos eléctricos

Las estructuras físicas descritas se modelan típicamente con modelos matemáticos adecuados. La presentación del modelado de líneas se realizará en varios pasos. Primero, examinaremos los parámetros por unidad de longitud de una línea eléctrica. Estos parámetros son: resistencia, inductancia y capacitancia.

A continuación, se introducirán procedimientos de análisis mediante los cuales se desarrollarán circuitos equivalentes de líneas eléctricas. Dependiendo de los objetivos del análisis, los modelos matemáticos pueden ser diferentes para la misma estructura física. Como ejemplo para el análisis de una línea eléctrica en estado estacionario sinusoidal de 60 Hz, un -circuito equivalente captura completamente el comportamiento de la línea. Sin embargo, para la misma línea, este circuito equivalente es inadecuado para describir transitorios en la línea. En general, se pueden encontrar los siguientes modelos de líneas de transmisión y distribución y aplicaciones relativas:

1. Las líneas eléctricas trifásicas se pueden aproximar en términos de sus circuitos equivalentes de secuencia (secuencia positiva, negativa y cero). Estos modelos representan una aproximación del comportamiento real de una línea. Se utilizan ampliamente para estudios de flujo de energía, análisis de cortocircuitos y estudios de estabilidad.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2. Las líneas eléctricas también se pueden modelar con una representación explícita de la torre de transmisión, cables neutros o cables de tierra, sistemas de puesta a tierra y sistemas de puesta a tierra de subestaciones. Estos modelos son aplicables para cálculos de aumento de potencial de tierra, análisis de seguridad y para diseño de sistemas de puesta a tierra [???].
3. También se pueden desarrollar modelos de parámetros distribuidos de líneas eléctricas. Estos modelos son aplicables para análisis rápidos de transitorios eléctricos (como transitorios de conmutación, transitorios de rayos) y el diseño de protección contra sobretensiones. Estos modelos no se considerarán en este libro.

En esta sección, se presentan las ecuaciones básicas de un modelo de línea de transmisión para bajas frecuencias. Nos enfocamos en la derivación de la resistencia, inductancia y capacitancia de la línea y posterior extracción de circuitos equivalentes apropiados.

3.2.1 Resistencia

La resistencia de los conductores de potencia depende de la frecuencia de la corriente eléctrica. Para ejemplo la resistencia DC (r_{dc} f = 0 Hertz) se puede calcular directamente a partir de la resistividad del material conductor:

$$r_{\text{corriente continua}} \quad \frac{1}{A} \; ohmios / metro$$

dónde es la resistividad del material conductor y A es la sección transversal del conductor.

El cálculo de la resistencia de CA, $r_{ac,}$ de un conductor de potencia puede ser bastante complicado, dependiendo de la geometría (sección transversal) del conductor. Para conductores cilíndricos, la resistencia de CA del conductor se da en términos de funciones de Bessel:

$$r_{C.A} \quad r_{\text{corriente continua}} \frac{ka\, M_0(ka)}{2\, METRO_1(ka)} \text{ pecado } {}_1(ka) \quad {}_0(ka) \quad \frac{ohmios / metro}{4}$$

dónde: $k \quad \sqrt{\,,} \quad 2\, f,$ a es el radio del conductor Nota ka
es un número puro (adimensional)
$METRO_0(ka),\ {}_0(ka)$: son la magnitud y la fase, respectivamente, de la función de Bessel modificada, orden cero y argumento ka.
$METRO_1(ka),\ {}_1(ka)$: Arkansas e la magnitud y la fase respectivamente de la función de Bessel modificada, orden uno, argumento ka.

La tabulación de estas funciones se puede encontrar en las referencias. Por conveniencia, los valores de estas funciones para el valor del argumento hasta 10 se proporcionan en la Tabla 3.1. Derivación de lo anterior
Las ecuaciones para la resistencia de CA de conductores cilíndricos se pueden encontrar en [???].

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Para otras geometrías de sección transversal de conductor, se anima al lector a consultar las referencias.

Tabla 3.1: Módulo y fase de funciones de Bessel modificadas

z	$METRO_0(z)$	$0(z)$	$METRO_1(z)$	$1(z)$	z	$METRO_0(z)$	$0(z)$	$METRO_1(z)$	$1(z)$
0.000	1,0000	0,00	0,0000	135,00	1.300	1.0438	23,75	0,6548	147.07
0,025	1,0000	0,01	0.0125	135,00	1.350	1.0508	25.54	0,6808	148.02
0,050	1,0000	0,04	0.0250	135.02	1.400	1.0586	27,37	0,7070	148,99
0,075	1,0000	0,08	0.0375	135.04	1.450	1.0672	29,26	0,7333	150,00
0,100	1,0000	0,14	0.0500	135.07	1.500	1.0767	31.19	0,7598	151.04
0,125	1,0000	0,22	0.0625	135.11	1.550	1.0871	33.16	0,7866	152.12
0,150	1,0000	0,32	0.0750	135,16	1.600	1.0984	35,17	0.8136	153,23
0,175	1,0000	0,44	0.0875	135,22	1.650	1.1108	37.22	0.8408	154,38
0,200	1,0000	0,57	0,1000	135,29	1.700	1.1242	39.30	0.8684	155,55
0,225	1,0000	0,73	0.1125	135,36	1.750	1,1387	41,41	0.8962	156,76
0,250	1.0001	0,90	0.1250	135,45	1.800	1,1544	43,54	0,9244	158,00
0,275	1.0001	1.08	0,1375	135,54	1.850	1,1712	45,70	0,9530	159,27
0.300	1.0001	1,29	0,1500	135,64	1.900	1,1892	47,88	0,9819	160,57
0.325	1.0002	1,51	0.1625	135,76	1.950	1.2085	50.08	1.0113	161,90
0.350	1.0002	1,75	0,1750	135,88	2.000	1.2290	52,29	1.0412	163,27
0.375	1.0003	2.01	0,1875	136.01	2.050	1.2509	54.51	1.0715	164,66
0.400	1.0004	2,29	0,2000	136.15	2.100	1.2741	56,74	1.1024	166.08
0,425	1.0005	2,59	0.2125	136,29	2.150	1.2986	58,98	1,1339	167,53
0.450	1.0006	2,90	0,2250	136,45	2.200	1.3246	61,22	1.1659	169,00
0.475	1.0008	3,23	0.2375	136,62	2.250	1.3520	63,46	1.1987	170,50
0.500	1,0010	3,58	0,2500	136,79	2.300	1.3808	65,71	1.2321	172.03
0.525	1,0012	3,95	0.2626	136,97	2.350	1.4111	67,95	1.2663	173,58
0.550	1.0014	4.33	0.2751	137,17	2.400	1,4429	70,19	1.3012	175,16
0.575	1.0017	4,73	0.2876	137,37	2.500	1.5111	74,65	1.3736	178,39
0,600	1,0020	5.15	0.3001	137,58	2.600	1.5855	79.09	1.4498	181,70
0,625	1.0024	5,59	0.3126	137,80	2.700	1,6665	83,50	1.5300	185.10
0,650	1.0028	6.04	0.3252	138.03	2.800	1,7541	87,87	1.6148	188,57
0,675	1,0032	6.52	0.3377	138,26	2.900	1.8486	92,21	1.7046	192.11
0,700	1,0037	7.01	0.3502	138,51	3.000	1.9502	96,52	1.7999	195,71
0,725	1.0043	7.51	0.3628	138,76	3.100	2.0593	100,79	1.9011	199,37
0,750	1,0049	8.04	0.3753	139.03	3.200	2.1760	105.03	2.0088	203.08
0,775	1.0056	8.58	0.3879	139.30	3.300	2.3009	109.25	2.1236	206,83
0,800	1.0064	9.14	0.4004	139,58	3.400	2.4342	113,43	2.2458	210,62
0,825	1.0072	9,72	0.4130	139,87	3.500	2.5764	117,60	2.3763	214,44
0,850	1.0081	10.31	0,4256	140,17	3.600	2.7280	121,75	2.5155	218.30
0,875	1.0091	10,92	0.4382	140,48	3.700	2.8894	125,87	2,6640	222.17
0.900	1.0102	11.55	0.4508	140,80	3.800	3.0613	129,99	2.8227	226.07
0,925	1.0114	12.19	0.4634	141,12	3.900	3.2443	134,10	2.9920	229,98
0,950	1.0127	12,86	0.4760	141,46	4.000	3.4391	138,19	3.1729	233,90
0,975	1.0140	13.53	0.4886	141,80	4.500	4.6179	158,59	4.2783	253,67
1.000	1.0155	14.23	0.5013	142,16	5.000	6.2312	178,93	5.8091	273,55
1.025	1.0171	14,94	0.5140	142,52	5.500	8.4473	199,28	7,9253	293,48
1.050	1.0188	15,66	0.5267	142,89	6.000	11.5008	219,62	10.8502	313,45
1.075	1.0207	16.40	0.5394	143,27	6.500	15.7170	239,96	14.8961	333,46
1.100	1.0227	17.16	0.5521	143,66	7.000	21.5479	260,29	20.5003	353,51
1.125	1.0248	17,93	0.5648	144.05	7.500	29.6223	280,61	28.2737	373,59
1.150	1.0270	18,72	0.5776	144,46	8.000	40.8176	300,92	39.0697	393,69
1,175	1.0294	19.52	0.5904	144,87	8.500	56.3586	321.22	54.0807	413,82
1.200	1.0320	20,34	0,6032	145,29	9.000	77.9565	341,52	74,9740	433,96
1.225	1.0347	21.17	0.6161	145,73	9.500	108.0039	361,81	104.0822	454.11
1.250	1.0376	22.02	0,6290	146,17	10.000	149.8476	382.10	144.6705	474,28

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.2.2 Inductancia

Examinamos los métodos de modelado para calcular la inductancia de los circuitos de transmisión. Primero se presentan los fundamentos, seguidos de métodos de análisis más prácticos.

3.2.2.1 Ecuación básica de campo magnético alrededor de un conductor

Conceptualmente, los fenómenos a estudiar se pueden explicar a través de la línea simple de dos conductores ilustrada en la figura 3.10. Suponga que la corriente eléctrica i (t), que depende del tiempo, fluye a través de un conductor y regresa a través del otro conductor. El flujo de corriente genera un campo magnético que depende del tiempo, es decir, sigue la variación temporal de la corriente eléctrica. Considere una longitud infinitesimal dx de conductor. Deja d (t) ser el flujo magnético que une la corriente eléctrica i (t) que fluye en la longitud infinitesimal dx del conductor. Por definicin, el la inductancia de la longitud dx del conductor es dL, donde

$$dL \quad \frac{D\ (t)}{eso)} \qquad (3,1)$$

Dado que el enlace de flujo magnético varía con el tiempo, se inducirá un voltaje dv (t) a lo largo de la longitud dx del director:

$$dv\,(t) \quad \frac{D\ (t)}{dt} \quad dL\frac{di\,(t)}{dt}$$

Ahora suponga que la inductancia del conductor es de L henries por metro; luego

$$dL = L\,dx$$

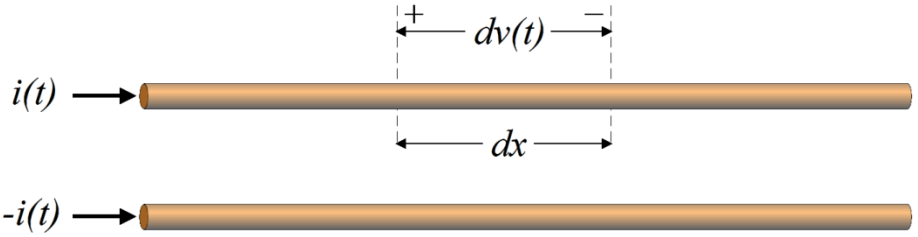


Figura 3.10: Una línea simple de dos conductores

Tras la sustitución en las ecuaciones anteriores y la subsiguiente solución de L, tenemos

$$L \quad \frac{\frac{dv\,(t)}{dx}}{\frac{di\,(t)}{dt}} \text{ H / m (Henries / metro)} \qquad (3,2)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La ecuación (3.1) o (3.2) define la inductancia de un conductor. Específicamente, Eq. (3.1) establece que la inductancia es igual al enlace de flujo magnético dividido por la corriente eléctrica. Alternativamente, la ecuación (3.2) establece que la inductancia es igual al voltaje inducido por unidad de longitud dividido por la derivada en el tiempo de la corriente eléctrica.

Una línea de transmisión es una estructura complicada que comprende dos o más conductores. Nuestro objetivo en este capítulo es caracterizar cada conductor con su inductancia y también cualquier par de conductores con una inductancia mutua.

Introducimos los conceptos básicos considerando el campo magnético de un conductor de sección circular de longitud infinita. Para simplificar, suponga que el material conductor no es magnético. En otras palabras, la permeabilidad del material conductor es $_0$. En la Figura 3.11a se muestra una sección transversal del conductor. El radio del conductor es a. Suponga además que el conductor lleva una corriente eléctrica i (t), que se distribuye uniformemente en la sección transversal del conductor (es decir, densidad de corriente constante). Bajo estos supuestos, es relativamente fácil calcular el campo magnético de la configuración y posteriormente la inductancia de la línea.

Debido a la simetría cilíndrica existente, la intensidad del campo magnético Hen un punto A, ilustrado en la figura 3.11a, será perpendicular a la dirección radial y la magnitud será constante en el contorno circular con centro O y radio r. En otras palabras, la magnitud de la intensidad del campo magnético, H, es función del radio r solamente [es decir, H (r)]. H (r) se calcula con una aplicación directa de la ley de Ampere en la configuración descrita. Hay dos casos.

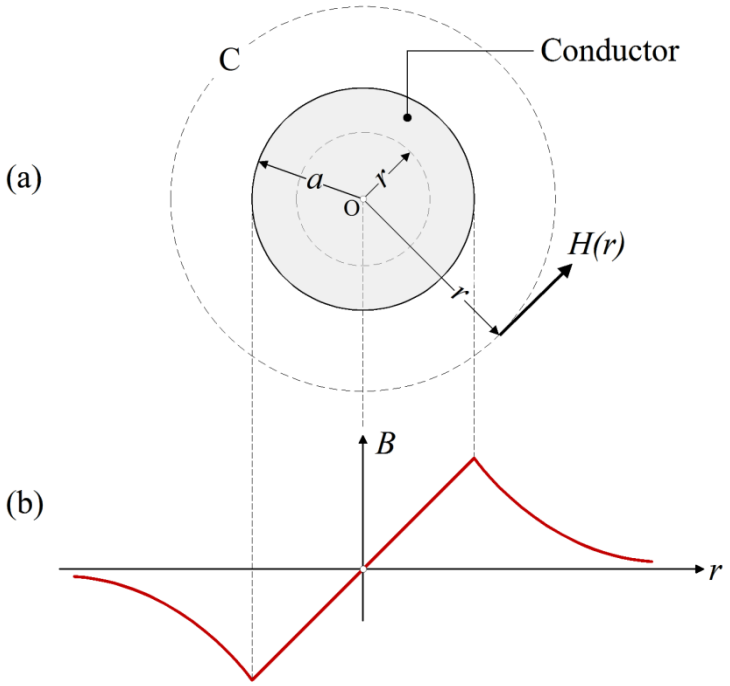


Figura 3.11: Conductor circular infinitamente largo
[(a) Sección transversal, (b) Densidad de flujo magnético a lo largo de una dirección radial]

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Caso a. El punto A se encuentra fuera del conductor:

$$r \quad a$$

La aplicación de la ley de Ampere rinde

$$eso) \quad \underset{C}{\underline{H}}ora) \quad \underline{D} \quad 2 \; rH(r)$$

Tras la solución de H (r), obtenemos:

$$Hora) \quad \frac{eso)}{2 \; r}, \quad r \quad a \qquad (3,3)$$

La densidad de flujo magnético viene dada por

$$B \; r \quad {}_{0}Hora) \quad {}_{0} \qquad \frac{eso)}{2 \; r}, \quad r \quad a \qquad (3,4)$$

Caso b. El punto A se encuentra dentro del conductor:

$$r \quad a$$

La aplicación de la ley de Ampere produce:

La corriente eléctrica dentro de C_2: $$I_{C_2} \quad \underset{C_2}{\underline{Hora}}) \quad \underline{D} \quad \underline{2} \; rH(r)$$

En general, el cálculo de la corriente dentro de la curva C_2 puede ser bastante complicado. Por simplicidad y para bajas frecuencias, introducimos el supuesto simplificador de que el
La densidad de corriente es constante dentro del conductor En este caso:

La corriente eléctrica dentro de C_2: $I_{C_2} \quad \frac{r_2}{a^2} \; eso) \quad \frac{r}{a}^{2} \; eso), \quad r \quad a$

La sustitución y posterior solución de H (r) produce

$$H \; r \quad \frac{1}{2 \; a} \; \frac{r}{a} \; yo(t), r \quad a \qquad (3,5)$$

y

$$B \; r \quad {}_{0}H \; r \quad \frac{{}_{0}}{2 \; a} \; \frac{r}{a} \; yo(t), r \quad a \qquad (3,6)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los resultados se resumen en la figura 3.11b, donde la densidad de flujo magnético B (r) se representa como una función de r a lo largo de una dirección radial.

De la densidad de flujo magnético B, el flujo magnético cruzar cualquier superficie S se calcula a partir de la integral

$$\int_S B \cdot ds$$

Si la superficie S cruza el conductor y dado que la corriente eléctrica se distribuye dentro del conductor, el flujo magnético vinculará porciones variables de la corriente eléctrica. En este caso, es conveniente el uso del concepto de enlace de flujo magnético. El enlace de flujo magnético se define por

$$\int_S w B \cdot ds$$

donde w es la porción de corriente eléctrica vinculada con el flujo magnético infinitesimal $B \, ds$.

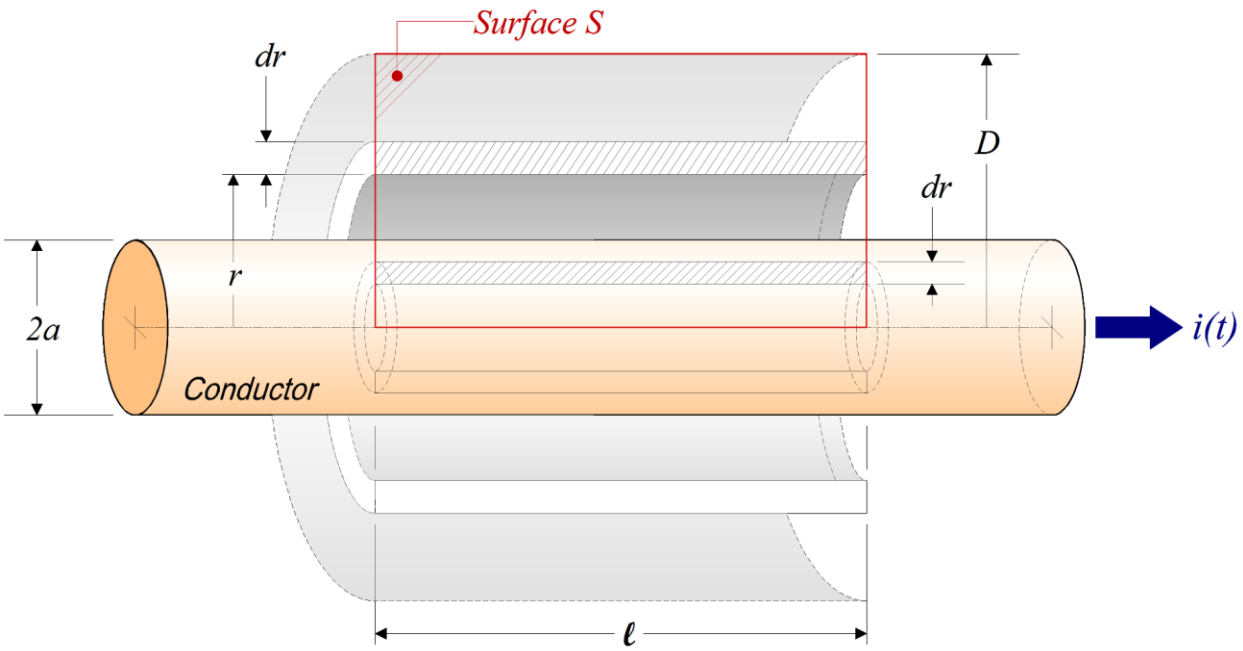


Figura 3.12: Geometría de la superficie S

Dado el enlace de flujo magnético a través de una superficie S, el voltaje inducido v (t) a lo largo del perímetro de la superficie se calcula mediante

$$v(t) = \frac{d\lambda(t)}{dt}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Como ejemplo, considere una superficie rectangular S, de dimensiones y D, ubicado en un plano que pasa por el eje del conductor. La superficie S se define en la Figura 3.12. Considere las dos franjas infinitesimales ilustradas del área *Dr* situado en la superficie S y paralelo al eje del conductor. Una tira infinitesimal se encuentra dentro del conductor a una distancia r_1 *a* desde el eje. El flujo magnético a través de la franja infinitesimal. dS_1 ℓ *dr en r* r_1 *a (*dentro de conductor), enlaces $\frac{r_2}{a_2}$ porción de la corriente eléctrica. Por lo tanto, el enlace de flujo magnético $D_{En\,t\,(}$ *t)* es

$$D_{En\,t\,(}t) \quad \frac{r_2}{a_2} B\,(r) \quad \frac{_0 r\hat{i}\,(t)}{2\ a_4} \ Dr$$

El enlace de flujo magnético de la segunda tira infinitesimal dS_2 *dr en* ℓ r_2 *a (*fuera del conductor), une toda la corriente eléctrica a través del conductor. El enlace de flujo magnético de esta franja infinitesimal $D_{ext\,(}$ *t)* es

$$D_{ext\,(}t) \quad \frac{_0 eso)\ D}{2\ r} r$$

El enlace de flujo magnético total a través de la superficie S es

$$(t) \quad \int_{r\,0}^{a} \frac{_0 r\hat{i}\,(t)}{2\ a_4} \ Dr \quad \int_{r\,a}^{D} \frac{_0 eso)\ Dr}{2\ r}$$

La evaluación de las integrales proporciona el siguiente resultado:

$$(t) \quad \frac{_0 \ell\, eso)}{2 \quad 4} \ \frac{1}{-} \quad I_{norte} \frac{D}{a} \qquad (3,7)$$

La ecuación (3.7) generalmente se escribe en la siguiente forma compacta:

$$(t) \quad \frac{_0 \ell eso)}{2} \text{en} \ \frac{D}{D} \ , \quad D \quad ae_4^{\ \frac{1}{-}} \qquad (3,8)$$

La cantidad d se conoce como el radio medio geométrico del conductor. El significado físico del radio medio geométrico es que un conductor hueco delgado de radio igual al radio medio geométrico y que lleva la misma corriente eléctrica i (t), produce el mismo enlace de flujo magnético que el conductor considerado. Esta interpretación se ilustrará con el siguiente ejemplo.

Ejemplo E3.1: Un conductor hueco infinitamente largo de radio promedio dy espesor infinitesimal transporta como corriente eléctrica i (t). El conductor se ilustra en la Figura E3.1a. Para mayor claridad, se muestra con espesor finito.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

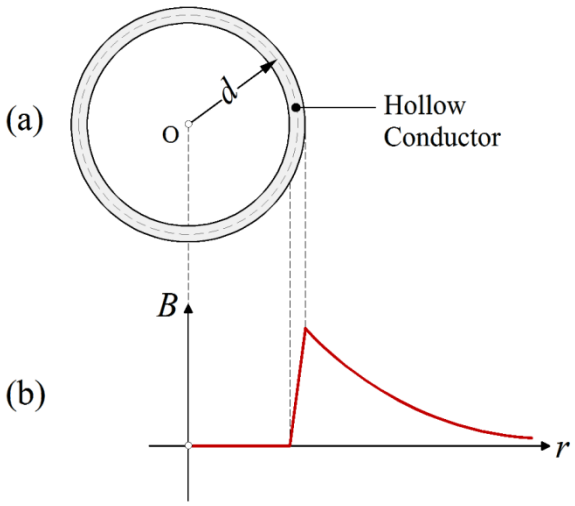


Figura E3.1 Campo magnético alrededor de un conductor hueco que transporta corriente eléctrica

Demuestre que el flujo magnético que une una superficie rectangular de dimensiones y D, con uno - lado largo situado en el eje del conductor, es

$$(t) \quad \frac{_0\ell\,eso)}{2}\text{en}\ \frac{D}{D}$$

Solución: La densidad del campo magnético alrededor de esta configuración se ilustra en la Fig. E3.1b. Específicamente, la densidad del campo magnético es

$$B\,r \quad 0, \qquad r \quad D$$

$$\frac{_0I\ t}{2\ r}, \quad r \quad D$$

El enlace de flujo magnético es

$$(t) \quad _{r\,D}^{D}2\ r\frac{_0eso)}{}\ell\,Dr \quad \frac{_0\ell\,eso)}{2}\text{en}\ \frac{D}{D}$$

Esto completa la prueba.

El voltaje inducido a través del conductor debido al flujo magnético se calcula fácilmente a partir de

$$Vermont \quad \frac{D\ \ t}{dt} \quad \frac{_0\ell}{2}\text{en}\ \frac{D}{D}\ \frac{di\,t}{dt}$$

Por definición, la inductancia del conductor es

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$L_t \quad \frac{t}{I\ t} \quad \frac{{}_0\ell}{2}\,\text{en}\ \frac{D}{D}$$

Por unidad de longitud, la inductancia es

$$L \quad \frac{{}^0}{2}\,\text{en}\ \frac{D}{D} \qquad (3,10)$$

Se debe observar que la inductancia del conductor depende del ancho D de la superficie seleccionada S. Dado que el ancho D puede seleccionarse arbitrariamente, el resultado anterior no tiene ningún significado físico. Esta peculiaridad se produce porque se ha descuidado el camino de retorno de la corriente eléctrica i (t). Es evidente que para calcular la inductancia del conductor de una manera única y significativa, es necesario considerar el circuito completo que incluye la ruta de retorno de la corriente eléctrica. En cualquier situación práctica, todos los conductores u objetos que transporten corriente eléctrica estarán ubicados en un área finita. En este caso, como veremos en secciones posteriores, la inductancia de los conductores se puede definir de forma unívoca. A pesar de la falta de realismo de la configuración considerada,

En resumen, hemos derivado expresiones para la densidad del campo magnético y el enlace de flujo magnético de un conductor portador de corriente. Usaremos estos resultados para el análisis de líneas de transmisión prácticas.

3.2.2.2 Ecuaciones inductivas de una línea multiconductora

En general, una configuración de línea implica varios conductores. Cada conductor transporta una determinada corriente eléctrica. Por consideraciones físicas (conservación de la carga), la suma de las corrientes eléctricas debe ser igual a cero. Tal disposición se muestra en la Figura 3.13. La corriente de cada conductor establecerá un campo magnético a su alrededor que unirá a todos los demás conductores. El resultado neto será un voltaje inducido en cada conductor. Considerando el conductor j, el voltaje inducido estará a lo largo del conductor como se muestra en la Figura 3.13. Para calcular este voltaje, se debe determinar el enlace de flujo magnético por unidad de longitud del conductor.

Considere un marco rectangular con un lado del marco ubicado en el eje del conductor j. El marco se extiende a una distancia x del eje del conductor y su longitud es l. El enlace de flujo a través de este marco con respecto a la corriente a través del conductor j, es decir, el enlace de flujo de el conductor j será

$$_{jx}t) \quad _{jjx}\ t \qquad _{jkx}\ t \qquad _{k}$$

dónde $_{jkx}(t)$ es la contribución del conductor k al enlace de flujo del conductor j.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

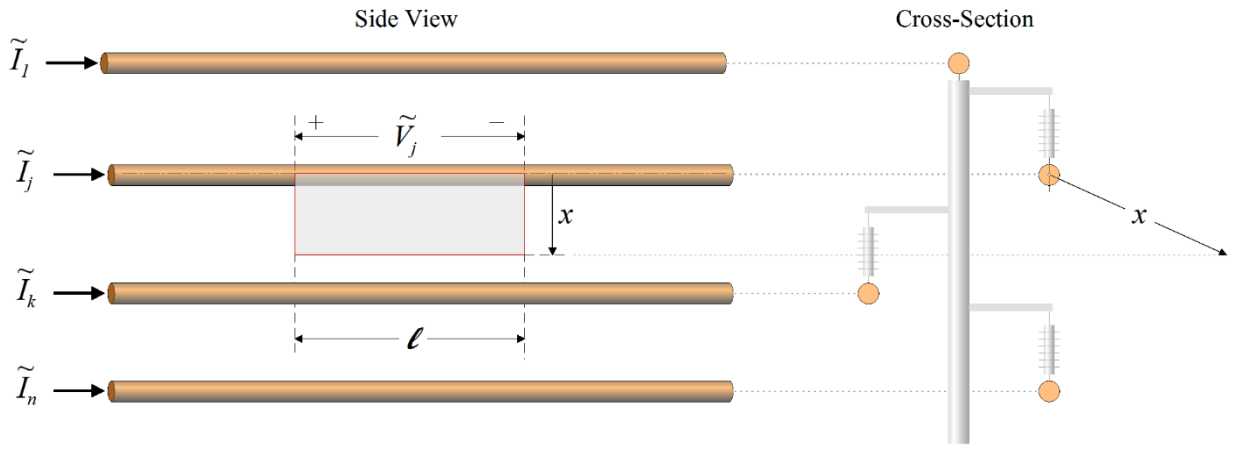


Figura 3.13: Ilustración de voltaje inducido

Para calcular este término, considere la figura 3.14, que ilustra la sección transversal del sistema de conductores (solo se muestran los conductores j y k) y el marco jx. Nos gustaría determinar el enlace de flujo a través del marco jx definido con el eje del conductor j y una línea paralela al conductor j que pasa por el punto x. Tenga en cuenta que la contribución al enlace de flujo magnético de la corriente del conductor j es:

$$\lambda_{jx}(t) \quad \frac{\mu_0 \ell}{2\pi} \ln \frac{D_{jx}}{D_j}$$

También tenga en cuenta que la contribución al enlace de flujo magnético del conductor j de la corriente eléctrica del conductor k es el enlace de flujo magnético a través de la superficie definida con la línea D_{jk}. Este flujo magnético es igual al enlace de flujo a través de la línea mx que viene dada por

$$\lambda_{jkx}(t) \quad \frac{\mu_0 \ell}{2\pi} \ln \frac{D_{kx}}{D_{jk}}$$

Tenga en cuenta que la distancia d_{km} es la misma que la distancia d_{jk}. El enlace de flujo magnético total a través el marco jx se puede formar a partir de la contribución al flujo de todos los conductores, es decir:

$$\lambda_{jx}(t) \quad \frac{\mu_0 \ell}{2\pi} \tilde{I}_j(t) \ln \frac{D_{jx}}{D_j} \quad \sum_k \frac{\mu_0 \ell}{2\pi} \tilde{I}_k \ln \frac{D_{kx}}{D_{jk}}$$

La ecuación anterior se puede escribir en forma compacta de la siguiente manera:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

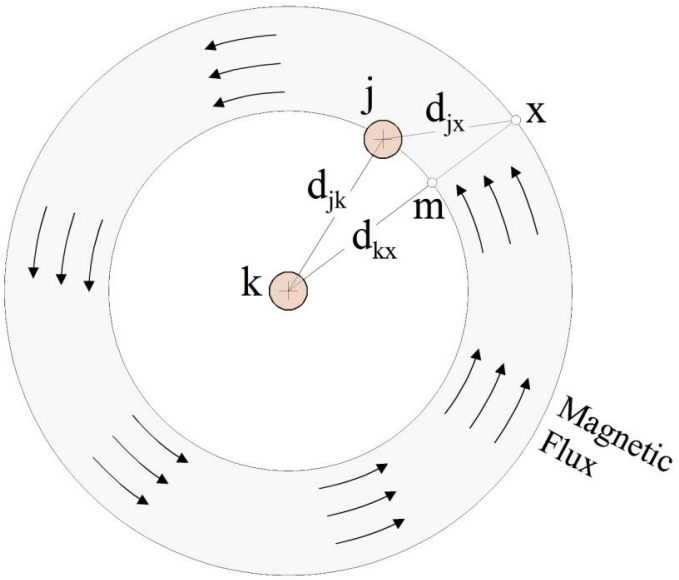


Figura 3.14: Ilustración del flujo magnético a través del plano d_{jx} debido a la corriente eléctrica $i_k(t)$

$$_{jx}t) \quad _{k\,1}^{norte\ 0} \frac{\ell\ eso)}{2} \text{en} \quad \frac{D_{kx}}{D_{jk}}$$

donde n es el número de conductores, D_{jk} es la distancia entre conductores j, k si j k, y D_{jj} es el radio medio geométrico del conductor j.

Es fácil probar que bajo la observación de que $_{k\,1}^{norte} eso)_k$ 0 y cuando el punto x va al infinito:

$$_{jx}t) \quad t \quad _{j} \quad _{k\,1}^{norte\ 0} \frac{\ell\ eso)}{2} \mathrm{I}_{norte} \frac{1}{D_{jk}}$$

Prueba: Dado que la suma de todas las corrientes es igual a cero, entonces la corriente del último conductor n puede ser escrito como la suma negativa de todas las demás corrientes:

$$I_{norte} \ t \quad _{k\,1}^{norte\,1} I_k(t)$$

Tras la sustitución en la expresión del enlace de flujo magnético:

$$_{jx}t) \quad _{k\,1}^{norte\,1\ 0} \frac{\ell}{2} \text{en} \quad \frac{}{D_{jk}} \quad _{k\,1} \frac{\ell}{2} \text{en} \quad \frac{}{D_{jn}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La expresión anterior se puede reescribir de la siguiente forma:

$$_{jx}(t) \quad _{0} \quad ^{norte\,1} \quad \frac{\ell}{2} \text{en} \quad \frac{}{D_{jk}} \qquad _{k1} \quad \frac{\ell}{2} \text{en} \quad \frac{}{D_{jn}} \qquad _{k1} \quad \frac{\ell}{2} \text{en} \quad \frac{}{D_{nx}}$$

Tenga en cuenta que la última suma desaparecerá cuando el punto x llegue al infinito porque cada término se convertirá en cero (logaritmo de 1.0). La segunda suma se puede expresar en términos de la corriente en el conductor n.

Por lo tanto:

$$_{j(}t) \qquad _{k1} \quad ^{norte\ 0} \quad \frac{\ell \text{eso})}{2} \text{en} \quad \frac{1}{D_{jk}}$$

Con esto concluye la prueba.

El voltaje inducido a lo largo del conductor se calcula como la derivada del flujo magnético en el tiempo vinculación del conductor.

$$v_{j}\,t \qquad \frac{D\ (t)}{dt} \qquad _{k1} \quad ^{norte\ 0} \quad \frac{\text{en}}{2} \qquad \frac{1}{D_{jk}} \quad \frac{di\,(t)}{dt}$$

Suponiendo condiciones de estado estable sinusoidal,

$$v_{j}\,t \quad \text{Re} \quad 2V\sqrt{}e^{j\,t}\ \tilde{}_{j}$$

$$I_{k}\,t \quad \text{R} \quad \text{mi}\sqrt{2}\tilde{I}_{k}mi_{j}{}^{t}$$

Tras la sustitución con manipulaciones

$$\tilde{V} \qquad _{k\ 1} \quad \frac{\ell}{2} \qquad \frac{}{D_{jk}}\ \tilde{} \qquad _{k1} \qquad \tilde{}$$

dónde

$$X_{jk} \quad \frac{j\ _{0}\ \ \ell}{2} \text{en} \quad \frac{1}{D_{jk}}$$

Los resultados anteriores se pueden utilizar directamente para determinar el inducido por unidad de longitud de cualquier línea.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.2.2.3 Ecuaciones inductivas de una línea multiconductora por encima de la tierra

Las líneas de transmisión de energía aéreas o subterráneas se caracterizan por el hecho de que la tierra es uno de los caminos para el flujo de la corriente eléctrica. La corriente eléctrica puede fluir hacia el suelo a través del sistema de puesta a tierra (tapete de tierra de la subestación, puesta a tierra de los postes, etc.) y viceversa puede fluir hacia los cables de protección / neutros desde el suelo. Durante las condiciones normales de funcionamiento, algo de corriente eléctrica fluye por el suelo conductor. Esta corriente se genera generalmente por una combinación de fenómenos inductivos, conductores y capacitivos. En general, la magnitud de la corriente de tierra durante las condiciones normales de funcionamiento es comparativamente baja. Durante condiciones de funcionamiento anormales (fallas), una cantidad sustancial de corriente eléctrica puede fluir a través de la tierra. En cualquier caso, la corriente de tierra induce un voltaje a lo largo de la línea de transmisión, afectando así el rendimiento de la línea eléctrica. De hecho, la mayoría de los circuitos de transmisión aérea trifásicos están diseñados de tal manera que durante las fallas a tierra la mayor parte de la corriente de falla fluye a través de la tierra.

La distribución de la corriente en la tierra sigue un patrón complejo y no uniforme. Como resultado, el cálculo de la reactancia inductiva del camino de tierra y la inductancia mutua entre el camino de tierra y los conductores aéreos es muy complejo. En esta sección presentamos las expresiones para las impedancias en serie, derivadas por Carson [???] y Rudenberg [???]. Los resultados se han convertido al sistema métrico de unidades (o sistema inglés) y se han adaptado al sistema de dos conductores sobre la tierra, como se ilustra en la Figura 3.15. Específicamente, considere la configuración más simple de dos conductores aéreos, j y k respectivamente, paralelos a la superficie del tierra y corrientes eléctricas portadoras $\tilde{I}_j$ y yo_k, respectivamente. La configuración se ilustra en la Figura 3.15ay 3.15b. Suponga que no hay otros conductores en las cercanías. Entonces el corriente a través del camino del suelo, es decir, la corriente de tierra $\tilde{I}_{mi}$, es $\tilde{I}_{mi} = \tilde{I}_j + \tilde{I}_k$. Carson [???] ha dado una solución a este problema en términos de una serie infinita compleja. A continuación se proporciona una versión convertida del resultado de Carson (convertido al sistema métrico de unidades) (solo se conservan los primeros términos de la serie infinita). Específicamente, el voltaje inducido a lo largo del conductor a es:

$$\tilde{V}_a = r_a + j\frac{2}{}\text{en}\frac{D'}{D}\frac{}{\text{Automóvil club británico}}(PAG_{\text{Automóvil club británico}} + jQ_{aa})\tilde{I}_a + j\frac{}{2}\text{en}\frac{D'_{ab}}{D_{ab}}(PAG_{ab} + jQ_{ab})\tilde{I}_B$$

Dónde:

r_a es la resistencia de CA del conductor a la frecuencia ω calculada de la siguiente manera:

$$r_a = r_{\text{corriente continua}}\frac{ka\,M_0(ka)}{2\,\text{METRO}_1(ka)}\text{pecado}\frac{}{4}\quad \text{ohmios / metro}$$

$k = \sqrt{\sigma}$ es la conductividad del conductor, y es la frecuencia angular de la corriente eléctrica.

D es el radio medio geométrico del conductor aéreo ***a,*** que se calcula en términos de radio real del conductor *a* como sigue:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$D \quad ae_{4}^{-}$$

dónde : $\frac{^{4\,METRO}{}_{0}\ ka}{ka\ M_{1}\ ka}$ pecado $_{0}\ ka \quad {}_{1}\ ka \quad \frac{3}{4}$

$\tilde{I}_a$ es la corriente a través del conductor aéreo ***a,*** y $\tilde{I}_B$ es la corriente a través del conductor aéreo ***B.*** Los términos $PAG_{Automóvil\ club\ británico}$, $Q_{Automóvil\ club\ británico}$, PAG_{ab}, Q_{ab} se calculan en términos de series infinitas, los primeros términos de los cuales se dan a continuación:

$$PAG_{Automóvil\ club\ británico} \frac{X}{8} \frac{}{3\sqrt{2}\ 16} X_{2}(0{,}6728 \quad \ln)\frac{2}{X} \quad \frac{X_{3}}{45\sqrt{2}} \quad \frac{X_{4}}{1536} \quad \ldots$$

$$Q_{Automóvil\ club\ británico} 0.0386 \ \text{en}\frac{1}{2}\frac{2}{}\frac{}{X} \quad \frac{X}{3\sqrt{2}} \quad \frac{X_{2}}{64} \quad \frac{X_{3}}{45\sqrt{2}} \quad \frac{X_{4}}{384}\ \frac{X_{4}}{384}\ \frac{2}{X}\text{en}-1.0895 \quad \ldots$$

$$PAG_{ab} \frac{y}{8} \quad \frac{y}{3\sqrt{2}} \text{porque} \quad \frac{y_{2}}{\text{dieciséis}}\cos 2 \ (0{,}6728 \ \ln)\frac{2}{y} \quad \frac{y_{2}}{\text{dieciséis}} \ \text{pecado}2 \quad \frac{y_{3}}{45\sqrt{2}}\cos 3 \quad \frac{y_{4}}{1536}\cos 4 \quad \ldots$$

$$Q_{ab}\ 0.0386 \ \text{en}\frac{1}{2}\frac{2}{}\frac{}{y} \quad \frac{y}{3\sqrt{2}} \text{porque} \quad \frac{y_{2}}{64}\cos 2 \quad \frac{y_{3}}{45\sqrt{2}}\cos 3 \quad \frac{y_{4}}{384} \ \text{pecado}4 \quad \frac{y_{4}}{384}\cos 4 \ (\text{en}\frac{2}{y}-1.0895) \quad \ldots$$

dónde:

$$X \quad k_{s}D_{\ Automóvil\ club\ británico}\ 2kh_{\ sa}$$

$$y \quad k_{s}D_{,\ ab\ ,} \qquad \text{pecado}_{1} \quad \frac{D_{ab}}{D_{ab\ ,}}$$

k_s $\sqrt{}$, donde ρ es la resistividad del suelo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

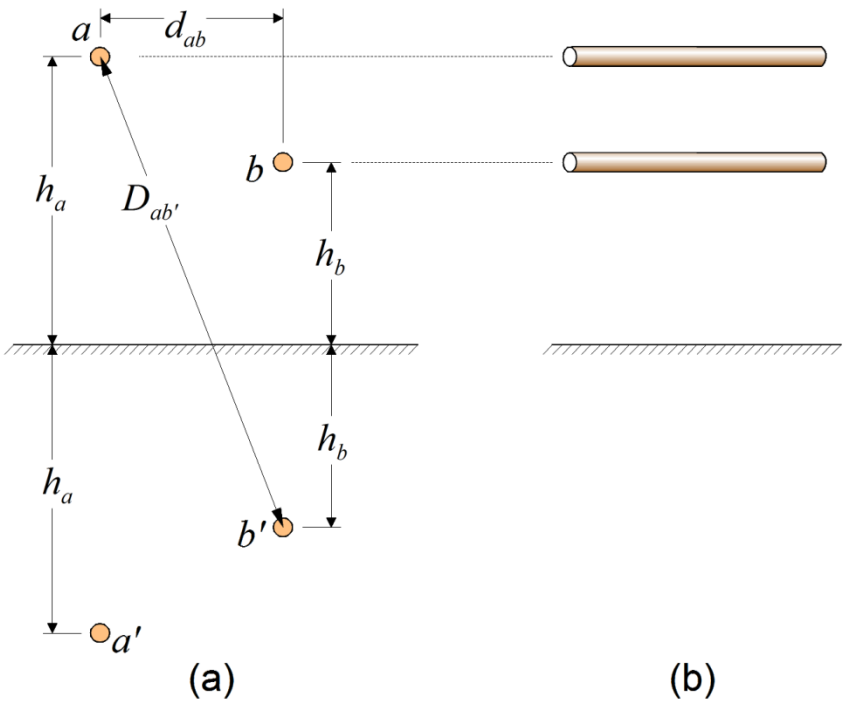


Figura 3.15: Dos conductores de potencia paralelos sobre el suelo

Tenga en cuenta que la ecuación anterior proporciona las impedancias en serie propia y mutua de cualquier conductor o cualquier par de conductores, respectivamente. Específicamente, la impedancia en serie propia del conductor a es:

$$Z_{una\ serie} \quad r_a \quad j \quad \frac{}{2} \text{en} \frac{D}{D} \quad \frac{}{} (PAG \quad jQ)$$

La impedancia en serie mutua entre conductores. ***a*** y ***B*** es:

$$Z_{ab,\ serie} \quad j \quad \frac{}{2} \text{en} \frac{D_{ab'}}{D_{ab}} \quad \frac{}{} (PAG \quad jQ_{a\ B})$$

Las impedancias anteriores se dan por unidad de longitud. Tenga en cuenta que estas ecuaciones se pueden repetir para cualquier conductor y cualquier par de conductores de cualquier disposición compleja de n conductores.

Método de profundidad de retorno equivalente: Este método se obtiene de la solución general (Carson [???]) presentada anteriormente si sólo se retiene el primer término de la serie infinita. Las ecuaciones básicas de este modelo se pueden establecer con la ayuda de la figura 3.15, que ilustra dos conductores horizontales sobre la tierra. Los dos conductores pueden ser las dos fases de una línea, un conductor de fase y un conductor blindado, etc. El voltaje inducido en el conductor ***a*** se expresa en términos de profundidad de retorno equivalente, $D_{mi,}$ definido por

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$D_{mi} \quad 2160\sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad pies \quad 658.368\sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad metros$$

donde ρ es la resistividad del suelo en ohmios-metros, y f es la frecuencia de la corriente eléctrica en Hz. La voltaje inducido por unidad de longitud del conductor a es

$$\tilde{V}_a \quad r_a \; r_{mi} \quad j\frac{\omega}{2}\ln\frac{D_{mi}}{D_a}\tilde{I}_a \quad r_{mi} \quad j\frac{\omega}{2}\ln\frac{D_{mi}}{D_{ab}}\tilde{I}_B$$

$$r_a \; r_{corriente\ continua}\frac{ka}{2}\frac{M_0\ ka}{METRO_1\ ka}\text{pecado}\ _1\ ka\ _0\ ka \quad \frac{\omega}{4} \quad ohmios/metro$$

$$r_{mi} \quad \frac{\omega}{8}, \; k \quad \sqrt{\omega y D_a} \qquad ae^{\frac{-}{4}}$$

$$\text{con} \qquad \frac{4}{ka}\frac{METRO_0\ ka}{M_1\ ka}\text{sinorte}\ _0\ ka \quad _1\ ka \quad \frac{3}{4}$$

a = radio del conductor ***a***
= frecuencia angular
= permeabilidad del espacio libre (4πx10-7 H / m) = conductividad del conductor

$METRO_{0,\ 0}$ = módulo y fase de la función de Bessel modificada de primer tipo y orden cero

$METRO_{1,\ 1}$ = módulo y fase de la función de Bessel modificada de primer tipo y primer orden.

La ecuación anterior proporciona la impedancia en serie propia y mutua de cualquier conductor o cualquier par de conductores, respectivamente. Específicamente, la impedancia en serie del conductor a es:

$$z_{una\ serie} \quad r_a \quad r_{mi} \quad j\frac{\omega}{2}\ln\frac{D_{mi}}{D_a}$$

La impedancia en serie mutua entre conductores. ***a*** y ***B*** es:

$$z_{ab,\ serie} \quad r_{mi} \quad j\frac{\omega}{2}\ln\frac{D_{mi}}{D_{ab}}$$

El método anterior se denomina método de profundidad equivalente de retorno. También se la conoce muchas veces como ecuación de Carson. Esta fórmula simplificada es válida solo para resistividades de suelo habituales (20 a 500 Ohm.m) y para bajas frecuencias como la frecuencia de potencia (50 o 60 Hz), y para configuraciones habituales de líneas aéreas.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Interpretación del método de profundidad equivalente de retorno: Una interpretación física de la El método de profundidad de retorno equivalente se puede proporcionar de la siguiente manera. La profundidad equivalente, D_e define la sección transversal del suelo debajo de la línea por donde retorna la mayor parte de la corriente eléctrica. Por ejemplo, considere el caso simple de un conductor sobre la tierra que lleva una corriente eléctrica y la corriente eléctrica regresa a través de la tierra. La corriente de retorno se esparce por el suelo y la mayor parte de la corriente regresa a la fuente a través de un semicírculo con un radio igual a la profundidad de retorno equivalente. Cuanto mayor sea la frecuencia, menor será el radio. Esta interpretación se aplica a cualquier corriente eléctrica bajo una línea multiconductora, en cuyo caso la corriente de retorno a través de la tierra será la suma negativa de todas las corrientes en los conductores de la línea. En la Figura 3.16 se proporciona una visualización de esta interpretación.

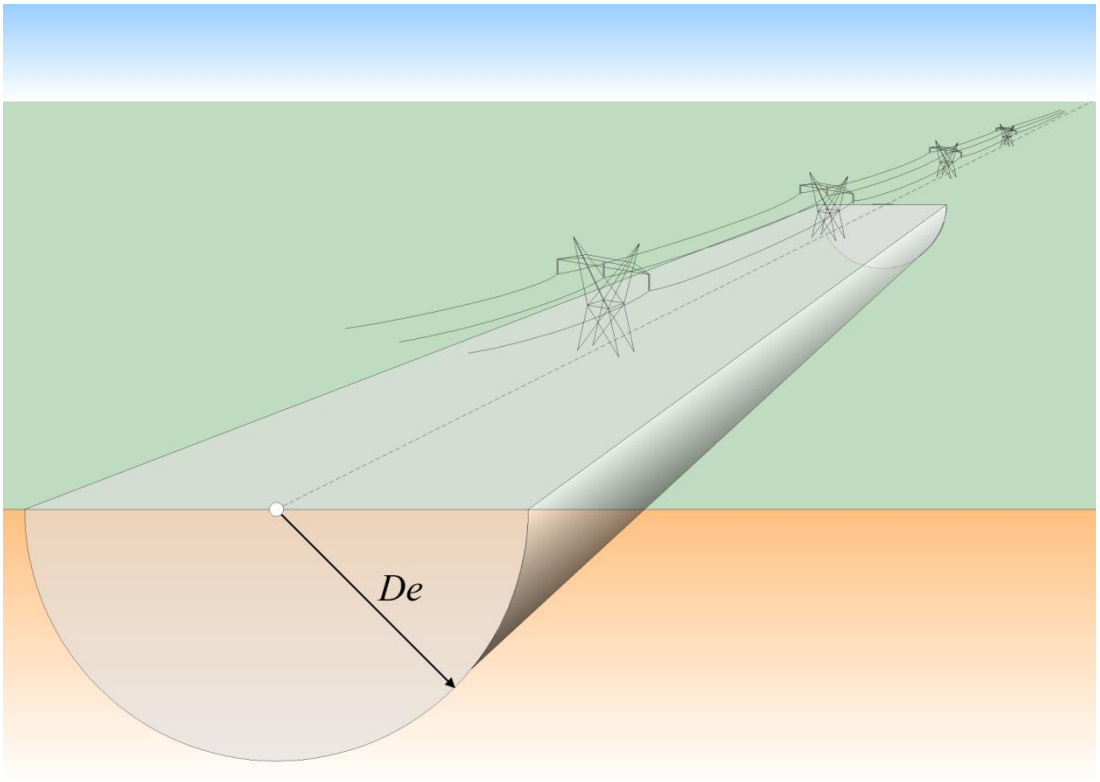


Figura 3.16: Interpretación del método de profundidad equivalente de retorno

Método complejo de profundidad de retorno: Otro método que se proporciona en forma cerrada y es notablemente preciso en un amplio rango de frecuencias es el complejo método de profundidad de retorno. Las ecuaciones básicas de este modelo se pueden establecer con la ayuda de la figura 3.15, que ilustra dos conductores horizontales sobre la tierra. Los dos conductores pueden ser las dos fases de una línea, un conductor de fase y un conductor blindado, etc. El voltaje inducido en el conductor *a* se expresa en términos de la profundidad compleja p [???] [???], definida por:

$$pag \quad \frac{1.0}{\sqrt{j \ /}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

donde ρ es la resistividad del suelo. El voltaje inducido por unidad de longitud del conductor a es

$$\tilde{V} \quad \frac{}{2} \quad \frac{}{D} \quad \sim \quad \frac{}{2} \quad \frac{\sqrt{\qquad\qquad}}{\sqrt{(h_a\ h)^2_B\ D\ \ ^2_{ab}}} \quad \sim$$

$$r_a \ r \ \frac{ka\ M_0\ ka}{\text{corriente continua}\ 2\ METRO_1\ ka}\ \text{pecado}\ \rho \quad ka \quad {}_0 ka \quad \frac{ohmios\ /\ metro}{4}$$

$$k \ \sqrt{\qquad}\ , \text{un} D\ D_a\ ae \ \ ^{\frac{}{4}}$$

$$\text{con} \quad \frac{4\ METRO_0\ ka}{ka\ M_1\ ka}\ \text{pecado}\ {}_0\ ka \quad {}_1\ ka \quad \frac{3}{4}$$

Dónde:

h_a , h_B = alturas de los conductores ayb sobre el suelo (metros)

D_{ab} = separación horizontal entre conductores ***a*** y ***B*** (metros)

a = radio del conductor ***a*** (metros) =
frecuencia angular (rad / s)
= permeabilidad del espacio libre ($4\pi x10^{-7}$ H / m)
= conductividad del conductor (S / m) =
resistividad del suelo (Ωm)

$METRO_{0,\ 0}$ = módulo y fase de la función de Bessel modificada de primer tipo y orden cero.

$METRO_{1,\ 1}$ = módulo y fase de la función de Bessel modificada de primer tipo y primer orden.

La ecuación anterior proporciona la impedancia en serie propia y mutua de cualquier conductor o cualquier par de conductores, respectivamente. Específicamente, la impedancia del conductor en serie ***a*** es:

$$Z_{asre,\ eis} \quad r \quad {}_{\text{Lami}} \quad j \quad \frac{}{2}\ \text{en}\frac{2\ (h_a \quad pag)}{D}$$

La impedancia en serie mutua entre conductores. ***a*** y ***B*** es:

$$z_{\text{serie ab}} \quad r_{mi} \quad j \quad \frac{}{2}\ \text{en}\frac{\sqrt{(h_a \quad h_B\ 2pag)^2 \quad D^2_{ab}}}{\sqrt{(h_a \quad h\ ^2_{B)} \quad D\ ^2_{ab}}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El método anterior se llama *método complejo de profundidad de retorno* que es una aproximación de forma cerrada a la solución de Carson y fue sugerida por Semlyen y Deri [???]. Esta solución de forma cerrada produce un acuerdo notablemente cercano con la solución exacta de Carson en una amplia gama de frecuencias (0 a 10 MHz) para configuraciones típicas de líneas aéreas.

Resumen de los tres métodos: Tenga en cuenta que cada uno de los tres métodos presentados proporciona la impedancia propia y mutua de dos conductores paralelos sobre la tierra. Estos resultados se pueden generalizar fácilmente a una configuración de n conductores sobre el suelo considerando dos conductores a la vez. Específicamente, la impedancia en serie de una línea de alimentación de n conductores es proporcionada por

$$Z \quad R \quad j \quad L \qquad \begin{matrix} R_{11} \quad jX_{11} & R_{12} \quad jX_{12} & \\ R_{norte1} \quad jX_{norte1} & R_{norte2} \quad jX_{norte2} & R_{nn} \quad jX \quad _{nn} \end{matrix}$$

Los elementos de la matriz anterior se pueden calcular con cualquiera de los tres métodos presentados.

Ejemplo E3.2: Considere la línea de energía eléctrica trifásica de la Figura E3.2. Los conductores de fase son ACSR, 556,500 cm, 26 hilos. La línea no tiene un cable de tierra aéreo. La resistividad del suelo ρ es 75 Ωm. Calcule las matrices de resistencia e inductancia de esta línea.
utilizando: (a) La profundidad de retorno equivalente, (b) El método complejo de profundidad de retorno.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

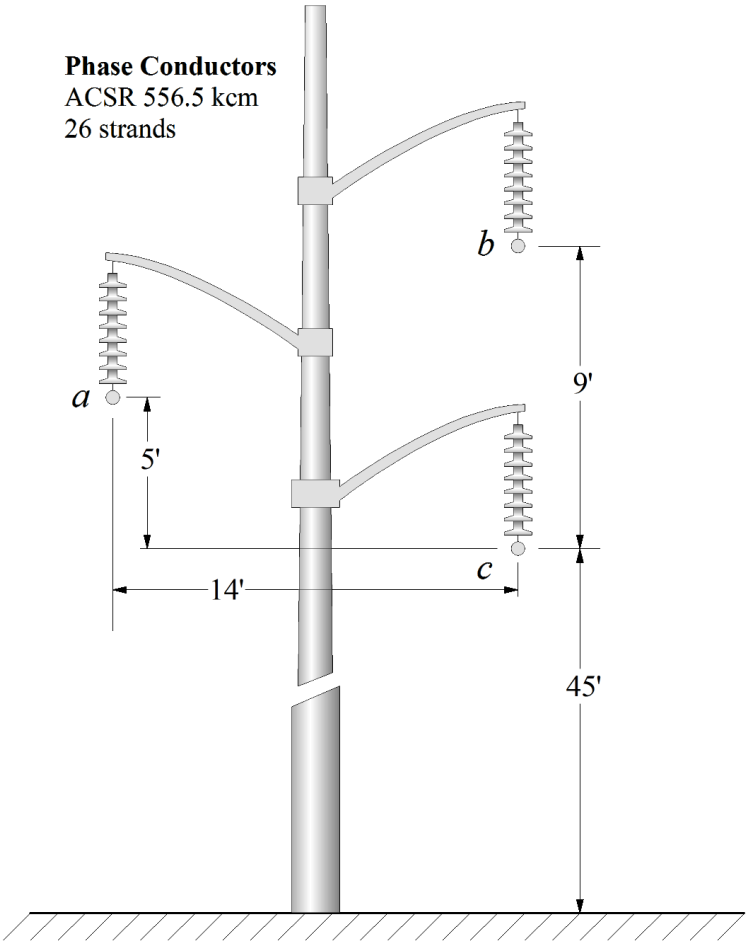


Figura E3.2

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: (a) La impedancia en serie de la línea que utiliza el método de profundidad de retorno equivalente es:

$$R \;\; j\,L \qquad \begin{matrix} r & r_{mi} & r_{mi} & r_{mi} \\ r_{mi} & r & r_{mi} & r_{mi} \\ r_{mi} & r_{mi} & r & r_{mi} \end{matrix} \qquad j\frac{}{2} \qquad \begin{matrix} \text{en}\frac{D}{r_{mi}} & \text{en}\frac{D}{D_{\text{Automóvil club británico}\;mi}} & \text{en}\frac{D}{D_{ab}} & \text{en}\frac{D}{D_{C.A}} \\ \text{en}\frac{D}{r_{mi}} & \text{en}\frac{D}{D_{\text{licenciado en Letras}\;mi}} & \text{en}\frac{D}{D_{\text{cama y desayuno}\;mi}} & \text{en}\frac{D}{D_{\text{antes de Cristo}\;mi}} \\ \text{en}\frac{D}{D_{\text{California}\;mi}} & \text{en}\frac{D}{D_{cb}} & \text{en}\frac{D}{D_{cc}} & \end{matrix}$$

De las tablas de conductores ACSR obtener los siguientes parámetros del conductor:

Resistencia del conductor a 60 Hz, r = 0,1611 Ω / milla = 0,0001 Ω / m.
Radio medio geométrico del conductor: 0,0315 pies.

Además,

$$D_{mi} \;\; 2{,}160\sqrt{\frac{75}{60}} \;\; 2{,}415 \; pie$$

$D_{ab} \;\; D_{\text{licenciado en Letras}}$ 14.56 ft $d_{C.A} \;\; D$

$_{California}$ 14,87 ft $d_{\text{antes de Cristo}} \;\; D_{cb}$ 9.0 ft d

$_{\text{Automóvil club británico}} \;\; D_{\text{cama y desayuno}} \;\; D_{cc}$

0.0315 pie

Tras la sustitución en la fórmula de matriz de impedancia anterior:

$$R \;\; j\,L \;\; 10^{-3}\begin{matrix} 0{,}059 & 0{,}059 & 0{,}059 \\ 0{,}059 & 0{,}059 & 0{,}059 \\ 0{,}059 & 0{,}059 & 0{,}059 \end{matrix} \;\; j10^{-3}\begin{matrix} 0{,}8478 & 0{,}3853 & 0{,}3838 \\ 0{,}3853 & 0{,}8478 & 0{,}4215 \\ 0{,}3838 & 0{,}4215 & 0{,}8478 \end{matrix} \quad \textit{Ohmios / metro}$$

(b) La impedancia en serie de la línea que utiliza el método complejo de profundidad de retorno es:

$$R \;\; j\,L \qquad \begin{matrix} Z_{\text{una serie}} & Z_{\text{ab, serie}} & Z_{\text{ac, serie}} \\ Z_{\text{ba, serie}} & Z_{\text{B,serie}} & Z_{\text{antes de Cristo, serie}} \\ Z_{ca,\;serie} & Z_{\text{cb, serie}} & Z_{\text{C,serie}} \end{matrix}$$

Dónde:

$$Z_{\text{I,serie}} \;\; r_I \;\; j \;\; \frac{}{2}\text{en}\frac{2\,(h_I \quad pag)}{D}\,;I \;\; a\,,_{\text{antes de Cristo}}\,y$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$z_{ik,\ serie} \quad j \quad \frac{}{2}\ \text{en}\frac{\sqrt{(h_I \quad h_k \ 2pag)^2 \quad D^{\ 2}_{Ik}}}{\sqrt{(h_I \quad h_k)^2 \quad D^{\ 2}_{ik}}}\ ik \quad ab,\ bc, \qquad \text{California}$$

$$\text{dónde: } pag \quad \frac{1.0}{\sqrt{j \quad l}}$$

Tras la sustitución se obtiene:

$$pag \quad 281.349 \quad j281.349 \, metro$$

y:

$$R \quad j\,L \quad 10\ 0{,}057\ 0{,}157\ 0{,}057 \quad j10^{\ 3}\ 0{,}3906\ 0{,}8561\ 0{,}4034 \qquad Ohmios\ /\ metro$$
$$0{,}057\ 0{,}057\ 0{,}158 \qquad 0{,}3876\ 0{,}4034\ 0{,}8557$$

Comparando los resultados de (a) y (b) parece que son notablemente cercanos.

3.2.3 Capacitancia

En esta sección discutimos métodos mediante los cuales se puede calcular la capacitancia de una línea de transmisión. Para ello empleamos un enfoque análogo al que se utiliza para calcular la reactancia inductiva de una línea de transmisión. Recuerde que para el cálculo de la reactancia inductiva, se examinó el campo magnético alrededor de la línea de transmisión. Para el cálculo de la capacitancia de la línea, se examinará el campo eléctrico alrededor de la línea. La fuente de este campo eléctrico es la carga eléctrica, que se deposita en la superficie de los conductores de línea. El análisis del campo eléctrico da como resultado un modelo que relaciona la carga eléctrica y la tensión del conductor. La derivada en el tiempo de la carga eléctrica total en la superficie de los conductores es, por definición, la corriente capacitiva (o la corriente de carga) de la línea. Utilizando esta definición, el modelo se puede transformar en una relación entre el voltaje de línea y la corriente capacitiva. La capacitancia de la línea se puede extraer de este modelo.

Este enfoque general se utilizará para introducir el análisis de fenómenos capacitivos en líneas en un procedimiento paso a paso. Específicamente, primero se examinará el caso más simple de un solo conductor circular para establecer las ecuaciones básicas. Luego, el análisis se extenderá a dos conductores paralelos y la configuración general de línea de n conductores.

3.2.3.1 Ecuaciones básicas de campo eléctrico alrededor de un conductor

Considere el caso simple de un conductor circular infinitamente largo. Supondremos que el conductor está cargado eléctricamente y buscaremos la relación entre la carga eléctrica y el voltaje del conductor. Específicamente, suponga que el conductor está cargado con una carga eléctrica q (culombios por metro). Debido a la simetría, la carga eléctrica será uniformemente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

distribuidos en la superficie del conductor. La carga eléctrica genera un campo eléctrico alrededor del conductor. Debido a la simetría, la intensidad del campo eléctrico E se dirigirá radialmente y la magnitud dependerá únicamente de la distancia del punto de observación desde el eje del conductor, como se ilustra en la Figura 3.17:

$$mi \quad Era_r \tag{3,13}$$

Dónde a es $_r$ un vector unitario en la dirección radial r.

Considere un cilindro de longitud y bases circulares de radio r. El eje del cilindro coincide con el eje del conductor, como se ilustra en la Figura 3.17. Sea S la superficie de el cilindro y V su volumen. La aplicación de la ley de Gauss produce:

$$dv \quad \vec{D}.d\vec{s} \quad E.d\vec{s} \quad \rightarrow \tag{3,14}$$
$$V \qquad S \qquad S$$

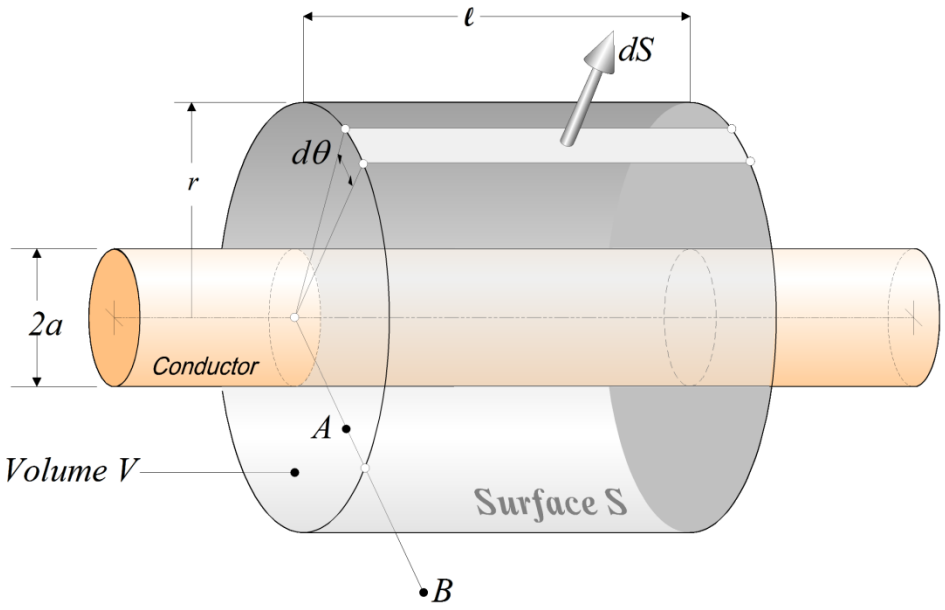


Figura 3.17: Un conductor circular infinitamente largo

dónde

= densidad de carga eléctrica, Cm_3

$\vec{E}$ = intensidad del campo eléctrico

$\vec{D}$ = densidad de campo eléctrico

dv = volumen infinitesimal

$d\vec{s}$ = vector de área de superficie infinitesimal

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La integral de volumen de la densidad de carga eléctrica dentro del volumen del cilindro es igual a la carga eléctrica total encerrada en el volumen. Se puede calcular inmediatamente observando que la carga eléctrica existe solo en la superficie del conductor a una densidad de q culombios por metro. Por lo tanto

$$\int_V dv \; q\ell$$

La integral de superficie en el lado derecho de la ecuación (3.14) se calcula de la siguiente manera:

$$\int_S D.ds \quad \int_{S_1} D.ds \quad \int_{S_2} D.ds \quad \int_{S_3} D.ds$$

donde S_1, S_2 son las bases del cilindro y S_3 es la superficie lateral del cilindro. Tenga en cuenta que debido a que el campo eléctrico está dirigido radialmente, las contribuciones de las bases del cilindro serán desaparecer, es decir,

$$\int_{S_1} D.ds \quad \int_{S_2} D.ds \quad 0.0$$

Como se ha discutido, la magnitud de la intensidad del campo eléctrico *mi* y por lo tanto *D* es un función de la distancia radial r solamente. Así en la s urface S_3, la magnitud de la densidad del campo eléctrico, D (r), es constante. Además, el vector *D* es perpendicular a la superficie S y por lo tanto Paralelo a *ds.* Por lo tanto

$$\int_{S_3} D.ds \quad 2 \; r \; Dr)$$

Sustitución en Eq. (4.2) rendimientos

$$q \quad 2 \; r \; Dr) \quad 2 \; r \; E(r)$$

En la ecuación anterior usamos la relación constitutiva: D (r) = E (r). Solución de la ecuación anterior para E (r) produce:

$$E(r) \quad \frac{q}{2 \; r} \qquad (3,15)$$

El campo eléctrico dentro del conductor es cero.

La intensidad del campo eléctrico calculada proporciona la base para el cálculo de la diferencia de potencial entre dos puntos A y B cualesquiera. Esta diferencia es el voltaje VAB entre el punto A y B, definido por:

$$V_{AB} \quad (A) \quad (B) \quad \int_{C_{AB}} E(r) . d\vec{\ell}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El valor de la integral anterior depende solo de los puntos A y B (se anima al lector a probar eso). Evaluación de los rendimientos integrales:

$$V_{AB} = \int_{C_{AB}} E(r).D = \frac{q}{2} \ln \frac{D_B}{D_A} \qquad (3,16)$$

dónde: D_A y d_B son las distancias de los puntos A y B respectivamente desde el eje de la conductor.

La ecuación (3.16) relaciona la carga eléctrica en el conductor con la diferencia de potencial entre dos puntos ubicados a distancias radiales D_A y d_B, respectivamente, desde el eje del conductor. La ecuación (3.16) es la ecuación básica utilizada en el análisis de la capacitancia de la línea de transmisión.

3.2.3.2. Ecuaciones capacitivas de una línea multiconductora

Considere una configuración de n conductores que son paralelos e infinitamente largos. La sección transversal del conductor es circular. La figura 3.18 muestra una sección transversal de la configuración. Asumir que La carga eléctrica qi (t) por unidad de longitud se ha acumulado en la superficie del conductor i, que se distribuye uniformemente sobre la superficie del conductor. Como primer paso, consideramos el potencial del conductor i con respecto a un punto de referencia X seleccionado arbitrariamente, que se ilustra en la figura 3.18. Para este propósito, el principio de superposición y los resultados de la sección 3.2.3.2 son empleado para ceder

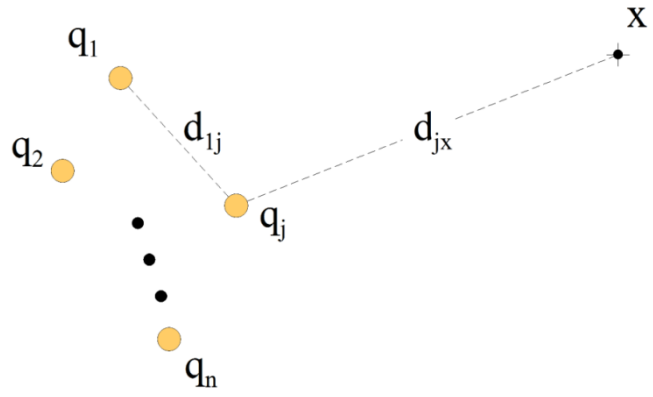


Figura 3.18: Configuración general de conductores n-paralelos

$$V_{ix}(t) = \int_{I(} t) \; x_{(}t) = \frac{1}{2} \sum_{j\,1}^{norte} q_{j(}t) \; en \frac{D_{jx}}{D_{ij}} \qquad (3,17)$$

dónde

d_{ij} = distancia entre los ejes de los conductores ia nd j

D_{jx} = distancia entre el eje del conductor j y el punto X

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$_{I}\ t$ = potencial de conductor ***I*** en el momento t

$_{X}\ t$ = potencial del punto X en el tiempo t

Tenga en cuenta que D_{ii} $a_{I,}$ el radio del conductor ***I.***

La ecuación (3.17) expresa la diferencia de potencial entre conductores ***I*** y un punto x seleccionado arbitrariamente. Si el punto x se lleva al infinito, el voltaje V_{ix} se convertirá en el voltaje absoluto de conductor yo, $V_{I.}$ Para derivar el voltaje absoluto del conductor i, el expresión general para V_{I} es reescrito como:

$$V_{ix}t) \quad \frac{1}{2}\sum_{j\ 1}^{norte} q_{j\,(}t)\,\text{en}\,\frac{1}{D_{ij}} \quad \frac{1}{2}\sum_{j\ 1}^{norte} q_{j\,(}t)\,\text{l}_{\text{norte}}\frac{1}{D_{jx}}$$

Ahora observe que si los n conductores son los únicos objetos con carga eléctrica, la suma de los cargas eléctricas, $q_{1\,(}t)$, ..., $q_{norte(}t)$, debe ser igual a cero, es decir,

$$\sum_{j1}^{norte} q_{j\,(}t) \quad 0 \qquad (3,18)$$

En este caso se puede demostrar que (se anima al lector a probarlo):

$$\lim_{X}\frac{1}{2}\sum_{j1}^{norte} q_{j\,(}t)\,\text{en}\,\frac{1}{D_{jx}} \quad 0 \qquad (3,19)$$

Entonces el voltaje absoluto del conductor i es

$$V_{I\,(}t) \quad \frac{1}{2}\sum_{j\ 1}^{norte} q_{j\,(}t)\,\text{en}\frac{1}{D_{ij}} \qquad (3,20)$$

La prueba del límite de la ecuación. (3.19) sigue.

Prueba: La ecuación (3.18) se resuelve para qn (t):

$$q_{norte}\ t \quad \sum_{j1}^{norte\,1} q_{j}\ (t)$$

Luego sustituya arriba en la cantidad de la ecuación (3.19) y reorganice para obtener.

$$\frac{1}{2}\sum_{j\ 1}^{norte} q_{j}(t)\,\text{en}\frac{1}{D_{jx}} \quad \frac{1}{2}\sum_{j\ 1}^{norte\,1} q_{j}(t)\,\text{en}\frac{1}{D_{jx}} \quad \frac{1}{2}\,q_{\text{norte}}(t)\,\text{en}\,\frac{1}{D_{nx}} \quad \frac{1}{2}\sum_{j1}^{norte\,1} q_{j}(t)\,\text{en}\frac{D_{nx}}{D_{jx}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tenga en cuenta que como X , el radio $\frac{D_{nx}}{D_{jx}}$ 1.0. El logaritmo de esta razón llega a cero. Por lo tanto, la ecuación (3,19).

Es conveniente repetir los supuestos bajo los cuales Eq. (3.20) se ha obtenido:

Supuesto 1: La suma de todos los cargos es igual a cero, $\sum_{j1}^{norte}$ es decir $q_{j(t)}$ 0, y **Supuesto 2:** La la carga eléctrica es distribuidos uniformemente en la superficie de los conductores. Esta suposición es equivalente a: $D_{ij} \gg a_{I,} I \ j.$

La primera suposición es válida para cualquier configuración de línea de transmisión, asumiendo que se han tenido en cuenta todos los conductores. Para las líneas aéreas, dado que el suelo conductor representa uno de los conductores, esto significa que también se debe tener en cuenta la tierra. Este problema se aborda en la siguiente sección. La segunda suposición siempre es válida para circuitos aéreos. Para circuitos con conductores agrupados, cables trifásicos, etc., la suposición puede no dar como resultado resultados precisos. En estos casos, deben emplearse métodos computacionales más sofisticados.

La ecuación (3.20) se puede transformar en una ecuación que relacione la corriente capacitiva del conductor con el voltaje del conductor. Para este propósito, Eq. (3.20) se diferencia con respecto al tiempo, cede.

$$\frac{dv_I(t)}{dt} \quad \sum_{j1}^{norte} \frac{1}{2} \text{en} \ \frac{1}{D_{ij}} \frac{dq_{(t)}}{dt}$$

Por definición, la derivada del tiempo de la carga eléctrica del conductor es la corriente capacitiva del conductor (o corriente de carga):

$$\frac{dq_{j(t)}}{dt} \quad I'_j \ t \text{California} \text{corriente pacitiva del conductor j}$$

Tras la sustitución, tenemos

$$\frac{dv_I(t)}{dt} \quad \sum_{j1}^{norte} \frac{1}{2} \text{en} \ \frac{1}{D_{ij}} \ I' \ t \qquad (3,21)$$

La ecuación (3.21) es la ecuación básica para modelar los efectos capacitivos de una línea eléctrica multiconductora. Para el análisis de estado estable sinusoidal, la ecuación. (3.21) se convierte en una ecuación algebraica. Para ello, recuerde que en condiciones de estado estacionario sinusoidal, la tensión y las corrientes tendrán la siguiente variación temporal general:

$$v_I \ t \quad \text{Re} \ \ 2V\sqrt{e^{j t}} \ \tilde{}_I$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$I'_I\ t \quad \text{Re}\ \ 2E\sqrt{\ }\tilde{de}cir_{j\,t}$$

dónde $\tilde{V}_p y\ yo\ '$ sõn números complejos que representan los fasores del voltaje y el capacitivo Actual. Sustitución en la ecuación. (3.21) y solución para $\tilde{V}_I$ Nos da

$$\tilde{V}_I \quad \overset{norte}{\underset{j\,1}{}} \frac{1}{j2} \ln\text{orte} \frac{1}{\overline{D}_{ij}} \tilde{I}'_{j,} I\ 1, 2, ..., norte \qquad (3,22)$$

donde dii = ai, el radio del conductor i.

Es conveniente definir las siguientes cantidades:

$$X'_{ij} \quad \frac{1}{j2} \text{en} \frac{1}{D_{ij}}\ \text{I}\ \ \text{j ohm metros} \qquad (3.23a)$$

$$X'_{ii} \quad \frac{1}{j2\ \ a_I} \text{en} \frac{1}{} \text{ ohm metros} \qquad (3.23b)$$

que se llamará el componente de separación de la reactancia capacitiva y el conductor componente de la reactancia capacitiva respectivamente. Estas cantidades dependen de la geometría y el material de los componentes de la reactancia capacitiva. Usando estas variables, Ecuación (3.22) toma la siguiente forma simple:

$$\tilde{V}_I \quad \overset{norte}{\underset{j\ 1}{}} X_{ij} \tilde{I}_I{}' \qquad (3,24)$$

Se observa que se han tabulado los componentes de la reactancia capacitiva para todos los conductores disponibles comercialmente. Como en el caso de los componentes de la reactancia inductiva, tenga en cuenta que el El lector matemáticamente riguroso se sentirá ofendido por las expresiones para x'ii y x'ij, ya que involucrar los términos en $\frac{1}{a_I}$ y $\text{en}\frac{1}{D_{ij}}$. Debe observarse que si las cantidades ai y dij son expresado en las mismas unidades, el resultado final será correcto. Por este motivo se ha aceptado que ai y dij se expresarán en pies en el entendido de que cada cantidad x'ii, x'ij no tiene sentido si se considera individualmente.

En resumen, los efectos capacitivos de una línea eléctrica se representan con la ecuación. (3,21). Específicamente, para cada conductor en una línea eléctrica, se puede escribir una ecuación que relacione la corriente capacitiva de los conductores y la derivada en el tiempo del voltaje del conductor. Para el análisis de estado estable sinusoidal, estas ecuaciones se convierten en un conjunto de ecuaciones algebraicas [Ecuación (3.24)] que relaciona los fasores de las corrientes capacitivas del conductor al fasor de la tensión del conductor.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.2.3.3 Ecuaciones capacitivas de una línea multiconductora por encima de la tierra

La mayoría de las líneas de transmisión aéreas tienen cables de tierra para protegerlas de los rayos. Las líneas de distribución aéreas tienen conductores neutros para un retorno de corriente desequilibrado. Todas las líneas eléctricas aéreas están suspendidas sobre la tierra. Los cables neutros / de tierra y la tierra son medios conductores en las proximidades de la línea que pueden estar cargados con carga eléctrica debido al campo eléctrico de la línea. Alternativamente, estos medios conductores alteran el campo eléctrico de la línea y afectan la capacitancia de la línea. En esta sección examinamos métodos mediante los cuales se pueden cuantificar los efectos de los cables de tierra y neutros o aéreos sobre la capacitancia de la línea.

El efecto de los cables neutros / de tierra se puede calcular de forma sencilla tratando estos cables de la misma forma que los conductores de fase. Debe observarse que el voltaje de los cables neutros / tierra será muy diferente del voltaje de los conductores de fase. En realidad, el voltaje de los cables neutros o de tierra es aproximadamente cero en condiciones normales de funcionamiento. Para las aplicaciones habituales, se supone que el voltaje de los cables neutros o de tierra es exactamente cero.

El cálculo del efecto de la tierra sobre la reactancia capacitiva de una línea, en general, es un problema difícil. Para simplificar el análisis, se asume que la tierra es un medio semi-infinito perfectamente conductor. En este caso, la teoría de las imágenes se aplica directamente, lo que arroja un procedimiento de análisis bastante simple. En concreto, el problema de una línea de transmisión situada sobre tierra se sustituye por otro problema equivalente que no incluye la tierra, pero incluye las imágenes de los conductores con respecto a la superficie de la tierra.

Considere una línea multiconductora por encima de la tierra. El espacio alrededor de la línea consta de dos medios: un medio no conductor y uno altamente conductor. Suponga que la interfaz es un plano, como se ilustra en la figura 3.19. Los conductores de la línea están ubicados en el medio no conductor. El conductor de tierra está cargado con carga eléctrica. Los conductores cargados establecerán un campo eléctrico en el medio 1. El campo eléctrico en el medio 2 será cero ya que el medio 2 es un conductor perfecto. La teoría de las imágenes [???] garantiza que el campo eléctrico en el espacio del medio 1 establecido por el conductor cargado es idéntico al campo eléctrico generado por dos conductores, el conductor original ubicado en el espacio libre, y otro que es el imagen geométrica del conductor real con respecto a la interfaz plana de los dos medios. Si la carga eléctrica del conductor es q, la carga eléctrica de su imagen es -q. Esta condición garantiza que la intensidad del campo eléctrico en la interfaz será perpendicular a la interfaz del plano. Por tanto, las condiciones de contorno del problema coinciden. Una consecuencia de esta condición es que si el
El voltaje del conductor es V, el voltaje de su imagen será -V.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

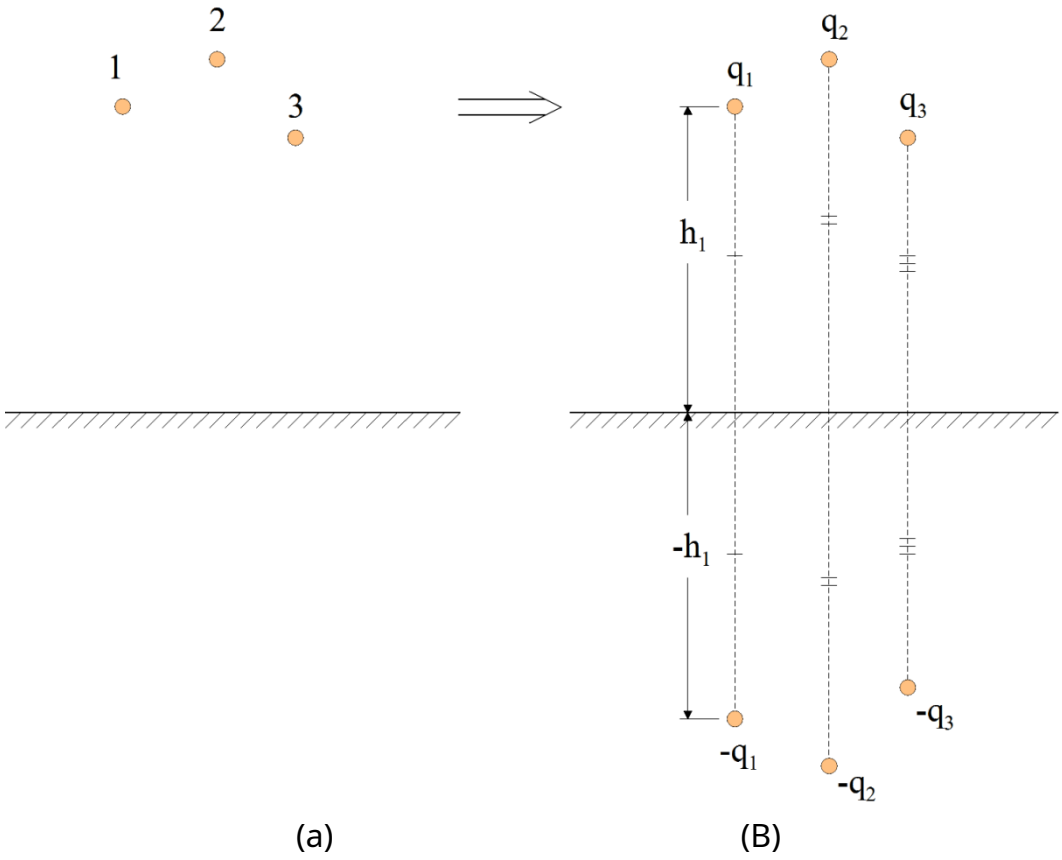


Figura 3.19: Línea multiconductora por encima de la tierra
[(a) Disposición del conductor, (b) Disposición del conductor y de la imagen]

Considere la línea de transmisión general suspendida sobre la tierra, como se ilustra en la Figura 3.19a. La aplicación de la teoría de las imágenes da como resultado la configuración equivalente de la Figura 3.19b. Posteriormente, las corrientes capacitivas de los conductores se calculan de la siguiente manera: Las tensiones de los conductores, $\tilde{V}_1, \tilde{V}_2, ..., \tilde{V}_{norte}$ se expresan en términos de las corrientes capacitivas $\tilde{I}_1, \tilde{I}_2, ..., \tilde{I}_n$. En este análisis también se incluyen las corrientes capacitivas de las imágenes. El voltaje del conductor lo haré ser:

$$\tilde{V}_I \quad X \overset{norte}{\underset{j1}{}} {}'_{ij} \tilde{I}_j \quad \overset{norte}{\underset{j1}{}} x'_{ij} y o_j, \quad I \quad 1, 2, ..., norte \qquad (3,26)$$

dónde:

$$X'_{ij} \quad \frac{1}{j2} \text{en} \frac{1}{D_{ij}}$$

$$X'_{ij'} \quad \frac{1}{j2 \quad D} \text{I}_{\text{norte}} \frac{1}{ij'}$$

D_{ij} = distancia entre conductores i, j

$D_{ij'}$ = distancia entre los conductores i, y la imagen del conductor j (que es la misma como la distancia entre el conductor j y la imagen del conductor i)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La ecuación (3.26) se reescribe combinando los términos con la misma corriente eléctrica, obteniendo el forma compacta:

$$\tilde{V}_I \sum_{j=1}^{norte} \frac{1}{j2} \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}} \tilde{I}'_{j,I} \quad I = 1, 2, \ldots, norte \tag{3,27}$$

Suponiendo que los voltajes $\tilde{V}_1, \tilde{V}_2, \ldots, \tilde{V}_{norte}$ son conocidas, Eq. (3.27) se resuelve para proporcionar la capacitiva corrientes $\tilde{I}_1, \tilde{I}_2, \ldots, \tilde{I}_{norte}$. La tierra también llevará corrientes capacitivas, $\tilde{I}'_{mi}$ que viene dado por el ecuación

$$\tilde{I}'_{mi} \sum_{j=1}^{norte} \tilde{I}'_j$$

El procedimiento se ilustra con un ejemplo que involucra una línea trifásica.

Ejemplo E3.3: Considere la línea trifásica del Ejemplo E3.2 ilustrada en la Figura E3.2. Calcule la matriz de capacitancia de esta línea (a) ignorando el efecto tierra y (b) teniendo en cuenta el efecto tierra. Compare la capacitancia de secuencia positiva con y sin el efecto tierra.

Usando el resultado (b) calcule la corriente capacitiva de esta línea de transmisión asumiendo que está conectada a una fuente balanceada de 115 kV y la longitud de la línea es de 10 millas.

(a) Solución ignorando el efecto Tierra

Usando la fórmula para los términos de la matriz de reactancia capacitiva:

$$X'_{ij} \quad \frac{1}{j2} \text{en} \frac{1}{D_{ij}}$$

La matriz de reactancia capacitiva X con D_{ij} expresado en pies es:

$$X_j = \begin{matrix} 155.15 & -127,70 & -128,69 \\ -127,70 & 155,15 & -104,76 \\ -128,69 & -104,76 & 155,15 \end{matrix} \quad \text{METRO metro}$$

La reactancia de secuencia positiva se calcula como la diferencia entre el yo y el promedio de los términos mutuos, de la siguiente manera:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$X_1 \quad X_s X \quad (X_{metro} \quad \frac{1}{3} X)_{11} (X_{22} \quad X)_{33} \quad \frac{1}{3} \quad {}_{12} \quad {}_{13} \quad {}_{23}$$

$$155.15 \quad (127,70 + 128,69 + 104,76) METRO\ metro \quad 275,53 METRO\ metro$$

y la capacitancia de secuencia positiva se obtiene de la capacitiva de secuencia positiva reactancia como:

$$C_1 \quad \frac{1}{X_1} \quad \frac{1}{377 \quad 275,53\ 10_6} F/m \quad 9.6269 pF/m$$

(b) Solución que incluye el efecto Tierra

Usando la fórmula para los términos de la matriz de reactancia capacitiva:

$$X'_{ij} \quad \frac{1}{j2} \text{en} \frac{D_{ij'}}{D_{ij}}$$

El primer término diagonal es:

$$X'_{11} \quad \frac{1}{j2} \text{en} \frac{D_{11'}}{D_{11}} \quad \frac{1}{j60\ 4\ {}_2\ 8.854\ 10\ {}_{12}} \text{en} \frac{38,48 metro}{0.0118 metro} \quad metro \quad 374,72 METRO\ metro$$

Calculando los términos restantes de manera similar, la matriz de reactancia capacitiva completa X es como sigue:

$$X \quad j \begin{matrix} 374,72 & 94,17 & 88,95 \\ 94,17 & 378,39 & 114,33 \\ 88,95 & 114,33 & 369,70 \end{matrix} \quad METRO\ metro$$

Como en el inciso a), la reactancia de secuencia positiva se calcula como la diferencia entre el promedio términos propios y mutuos, de la siguiente manera:

$$X_1 \quad X_s X \quad (X_{metro} \quad \frac{1}{3} X)_{11} (X_{22} \quad X)_{33} \quad \frac{1}{3} \quad {}_{12} \quad {}_{13} \quad {}_{23}$$

$$\frac{1}{3}(374,72 + 378,39 + 369,70\ 94,17\ 88,95\ 114,33) METRO\ metro \quad 275.11 METRO\ metro$$

y la capacitancia de secuencia positiva se obtiene de la capacitiva de secuencia positiva reactancia como:

$$C_1 \quad \frac{1}{X_1} \quad \frac{1}{377 \quad 275.11\ 10^{\ 6}} F/m \quad 9.6413 pF/m$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tenga en cuenta que, como se esperaba, la capacitancia de secuencia positiva real es ligeramente superior al valor calculado ignorando el efecto tierra. (El error en este caso es solo del 0,15% y generalmente disminuye con la altura de la línea).

Para calcular la corriente de carga, evaluamos la matriz de susceptancia capacitiva $\boldsymbol{B = j\omega C}$ como el inverso de $\boldsymbol{X}$:

$$B \; j C \; j \begin{matrix} 2.938 & 0.5710 & 0.5303 \\ 0.5710 & 3{,}0621 & -0{,}7985 \\ 0.5303 & -0{,}7985 & 3{,}0794 \end{matrix} \; nS/m$$

y por lo tanto:

$$C \begin{matrix} 7.7933 & -1{,}5145 & -1{,}4067 \\ -1.5145 & 8.0271 & -2.1180 \\ -1{,}4067 & -2.1180 & 8.1685 \end{matrix} \; pF/m$$

y finalmente la corriente capacitiva se calcula multiplicando la matriz de susceptancia por el vector de voltaje correspondiente a un sistema balanceado línea a línea de 115 kV, como sigue:

$$I \; j CV \; jBV \; jB \begin{matrix} 66.390 / 0^0 \\ 66{,}390 / -120^0 \\ 66{,}390 / 120^0 \end{matrix} \begin{matrix} 3.7268 / 90.578^0 \\ 3{,}9696 / -26.961^0 \\ 4.0069 / -153.550^0 \end{matrix} \; A$$

Tenga en cuenta que aunque el voltaje está equilibrado, la corriente de carga no está equilibrada debido a la asimetría de la capacitancia de la línea.

3.2.4 Modelos de línea para estado estable sinusoidal

Consideramos las condiciones de funcionamiento sinusoidales de estado estable. En este caso, los voltajes y corrientes impuestos en la línea de transmisión varían sinusoidalmente con la frecuencia f. Dado que la línea es un sistema lineal, las corrientes y voltajes en cualquier punto, y, de la línea variarán sinusoidalmente con el tiempo. Así, en general,

$$yo(y, t) \quad \text{Re} \; \sqrt{2}\tilde{Yo}(y) \, e^{j t} \qquad (3.32a)$$

$$v(y, t) \quad \text{Re} \; \sqrt{2}\tilde{V}(y) \, e^{j t} \qquad (3.32b)$$

dónde $\tilde{Yo}(y), \tilde{V}$ y son números complejos (fasores) y = 2 F. Los modelos de una línea soltero o trifásica en las condiciones descritas se desarrollan en las siguientes secciones.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.2.4.1: Línea de transmisión monofásica

Sean r, L y C la resistencia, inductancia y capacitancia, todas por unidad de longitud de una línea monofásica. Si consideramos una longitud infinitesimal *dy* de esta línea, el modelo de parámetros agrupados de la longitud infinitesimal se muestra en la Figura 3.20.

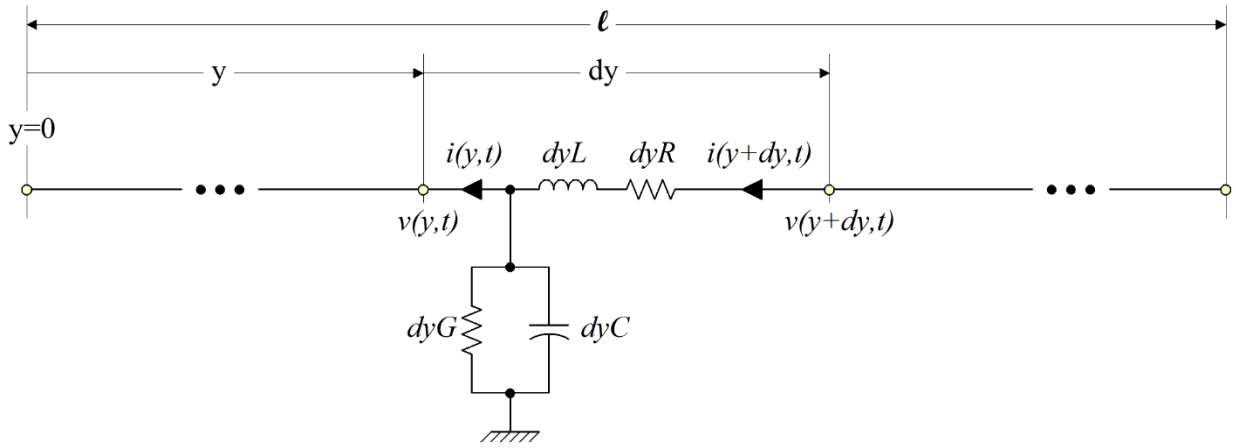


Figura 3.20: Línea de transmisión con parámetros distribuidos

Aplicando la ley de voltaje y corriente de Kirchoff a este circuito:

$$v\ y\ dy, t \quad v\ y, t \quad dyRi\ y\ dy, t \quad dyL \quad \frac{di\ y\ dy, t}{dt}$$

$$I\ y\ dy, t \quad I\ y, t \quad dyGv\ y, t \quad dyC \quad \frac{dv\ y, t}{dt}$$

Dividiendo ambas ecuaciones por *dy* y tomando el limite como *dy* va a cero, se obtiene:

$$\frac{v\ y, t}{y} \quad \text{Rhode Island}\ y, t \quad L\frac{I\ y, t}{t}$$

$$\frac{I\ y, t}{y} \quad Gv\ y, t \quad C\ \frac{v\ y, t}{t}$$

La diferenciación de la primera ecuación con respecto ay, produce:

$$\frac{^2v\ y, t}{y^2} \quad R\frac{I\ y, t}{y} \quad L\frac{^2I\ y, t}{y\ t} \quad RGv\ y, t \quad R\ C\frac{v\ y, t}{t} \quad L\frac{^2I\ y, t}{y\ t}$$

Diferenciación de la segunda ecuación con respecto a t y sustituyendo el resultado de arriba la ecuación uno obtiene:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{^{2}v\ \ y,t}{y_2}\quad RGv\,y,t\quad RC\frac{v\ \ y,t}{t}\quad {}_{L\ GRAMO}\frac{v\ \ y,t}{t}\quad C\frac{^{2}v\ \ y,t}{t_2}$$

$$RGv\ \ y,t\quad RC\ \ LG\ \ \frac{v\ y,t}{t}\quad LC\frac{^{2}v\ \ y,t}{t_2}$$

En resumen, las ecuaciones diferenciales de una línea monofásica son:

$$\frac{^{2}v\ y,t}{y^2}\quad RGv\ \ y,t\quad RC\ \ LG\ \ \frac{v\ y,t}{t}\quad LC\frac{^{2}v\ \ y,t}{t_2}$$

$$\frac{v\ \ y,t}{y}\quad {}_{Rhode\ Island\ \ y,t\ \ L}\frac{I\ \ y,t}{t}$$

Tras la sustitución de las Ecs. (3.32) en las ecuaciones anteriores, obtenemos

$$\sqrt{2}\,\mathrm{Re}\,mi_{j\,t}\ \frac{D_2\tilde{V}(y)}{dy^2}\quad \sqrt{2}\,\mathrm{Re}\ \left[\ {}_2LCV(años)\ \ j\ (GL\ \ CR)\,V(años)\ \ GRV(\tilde{y})\right]e_{j\,t}$$

$$\sqrt{2}\,\mathrm{Re}\,mi^{\,j\,t}\ \frac{d\tilde{V}(años)}{dy}\quad \sqrt{2}\,\mathrm{Re}\quad mi_{j\,t\,(}R\ \ j\,L)\,yo\tilde{}(y)$$

La ecuación anterior debe satisfacerse para cualquier tiempo t. Así, los coeficientes de las funciones de tiempo en los dos lados de la ecuación debe ser idéntico, dando.

$$\frac{D_2\tilde{V}(y)}{dy^2}\qquad {}_2LC\ \ j\ (GL\ \ CR)\ \ GRAMO\ \ V(y)$$

$$\frac{d\tilde{V}(años)}{dy}\quad R\ \ j\,L\ \ Yo\tilde{}(y)$$

Tras la factorización de la expresión del lado derecho, tenemos

$$\frac{D_2\tilde{V}(y)}{dy_2}\quad (R\ \ j\,L)(G\ \ j\,C)\,V(y)\ \ \tilde{}\qquad (3.33a)$$

$$\frac{d\tilde{V}(años)}{dy}\quad (R\ \ j\,L)\,yo\,\tilde{}(y)\qquad (3.33b)$$

Ahora definamos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$z_s \quad \frac{1}{y_s} \quad R \quad j L =$ Impedancia en serie por unidad de longitud de la línea a frecuencia.

$y_{sh} \quad \frac{1}{z_{sh}} \quad GRAMO \quad j C =$ admitancia de derivación por unidad de longitud de la línea a frecuencia

Con la nueva notación, la ecuación (3.33) se convierte en

$$\frac{D_2 \tilde{V}(y)}{dy_2} \quad z y_{sh} \tilde{V}(y) \qquad (3.34a)$$

$$\frac{d\tilde{V}(y)}{dy} \quad z_s \tilde{Yo}(y) \qquad (3.34b)$$

Las ecuaciones (3.34) representan la línea monofásica modelo en estado estable sinusoidal. El general solución de Eq. (3.34a) es

$$\tilde{V}(y) \quad ae^{py} ser_{py} \qquad (3,35)$$

donde a, b son constantes que dependen de las condiciones de contorno de la línea, y

$$pag \sqrt{z_s y_{sh}} \quad \sqrt{\quad ^2 LC \quad j \ (GL \quad RC) \ GRAMO} \qquad (3,36)$$

Tenga en cuenta que p depende de la frecuencia angular. Las dimensiones de la constante p son la inversa de la longitud. La constante p caracteriza la propagación de voltaje a través de la línea de transmisión. Por esta razón se le llama constante de propagación. Las partes real e imaginaria de la constante de propagación se denominarán constante de atenuación y de fase, respectivamente. Es decir, p = + j , dónde es la constante de atenuación y es la constante de fase.

La solución general para el fasor de corriente eléctrica. $\tilde{Yo}(y)$ se obtiene sustituyendo la Ec. (3.35) en la ecuación. (3.34b). El resultado es

$$\tilde{Yo}(y) \quad \frac{pag}{z_s} (ae_{py} \ ser_{py})$$

Observa eso

$$\frac{pag}{z_s} \sqrt{\frac{y_{sh}}{z_s}}$$

Definir

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$Z_0 \quad \frac{1}{Y_0} \quad \sqrt{\frac{z_s}{y_{sh}}} \qquad (3,37)$$

Tenga en cuenta que la cantidad Z_0 tiene dimensiones de impedancia y es característico de la línea de transmisión considerada. Se llamará impedancia característica de la línea. En términos de impedancia característica Z_0, la ecuación de la corriente de línea se convierte en

$$\tilde{Y}o\,(y) \quad \frac{a}{Z_0} mi_{py} \frac{B}{Z_0} mi_{py} \; Y_0 ae_{py} \; Y_0 ser_{py} \qquad (3,38)$$

En resumen, la solución general para los fasores de voltaje y corriente en una ubicación y de una línea monofásica viene dada por las ecuaciones (3.35) y (3.38). La solución se expresa en términos de la constante de propagación p, la impedancia característica Z_0, y dos constantes ay b. Las cantidades p y Z_0 dependen de los parámetros de la línea, mientras que las constantes a, b dependen de las condiciones de contorno. Si se dan suficientes condiciones de contorno, por ejemplo, la tensión y la corriente de los terminales en un extremo de la línea, las constantes ayb se pueden expresar en función de los datos de contorno.

Como ejemplo, asumiremos que se sabe que el voltaje y la corriente en el extremo receptor de la línea de la Figura 3.1 son V_R y I_R. Tenga en cuenta que el extremo receptor de esta línea se caracteriza con y = 0. Luego

$$\tilde{V}(y \quad 0) \quad \tilde{V}_R \quad a \quad B$$

$$\tilde{Y}o\,(y \quad 0) \quad \tilde{I}_R \quad \frac{a}{Z_0} \quad \frac{B}{Z_0}$$

Al resolver las dos ecuaciones anteriores para las constantes ayb obtenemos

$$a \quad \frac{\tilde{V}_R \quad Z_0 \tilde{I}_R}{2}$$

$$B \quad \frac{\tilde{V}_R \quad Z_0 \tilde{I}_R}{2}$$

La sustitución en las ecuaciones (3.8) y (3.9) nos da

$$\tilde{V}(y) \; V_R \; \tilde{} \quad \frac{mi_{py} \quad mi_{py}}{2} \quad Z_0 \tilde{I}_R \frac{mi_{py} \quad mi^{\,py}}{2} \quad \tilde{V}_R \text{aporrear}(py) \quad Z_0 \tilde{I}_R \text{sinh}\, py) \qquad (3.39a)$$

$$\tilde{I} \quad \frac{\tilde{}}{Z_0} \frac{}{2} \quad \tilde{} \quad \frac{}{2} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad (3.39b)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las ecuaciones (3.39) proporcionan los fasores de voltaje y corriente en cualquier ubicación y a lo largo de la línea en términos de voltaje y corriente en el extremo receptor de la línea (y = 0). De especial interés son los voltaje y corriente en el otro extremo de la línea (y =):

$$\tilde{V} \quad \tilde{} \quad \ell \quad \tilde{} \quad \ell \quad \tilde{} \quad \ell$$
$$\tilde{I} \quad \tilde{} \quad \ell \quad \tilde{} \quad \ell \quad \tilde{} \quad \ell$$

En notación matricial compacta:

$$\begin{matrix} \tilde{V}_S & \text{aporrear}(pag\ell) & Z_0 \sinh pag) & \tilde{V}_R \\ \tilde{I}_S & Y_0 \sinh pag\ell) & \text{aporrear}(\ell pag) & \tilde{I}_R \end{matrix}$$

Esta ecuación establece que el voltaje y la corriente del extremo de envío son una combinación lineal del voltaje y la corriente del extremo de recepción, y viceversa. Tres parámetros describen este modelo completamente: (a) la impedancia característica de la línea Z0; (b) la constante de propagación de la línea, p; y (c) la longitud de la línea, . Tenga en cuenta que el modelo depende solo del producto p y la impedancia característica Z0. Alternativamente, los siguientes parámetros describen completamente el línea de transmisión monofásica: (a) A aporrear $pag\ell$, (B) $B \quad Z_0$ pecado $pag\ell$, y C) $C \quad Y_0$ pecado $pag\ell$. En términos de los parámetros A, B, C, las ecuaciones lineales (3.39) se vuelven

$$\tilde{V}_S \quad A\tilde{V}_R \quad B\tilde{I}_R \qquad (3.40a)$$
$$\tilde{I}_S \quad C\tilde{V}_R \quad A\tilde{I}_R \qquad (3.40b)$$

Estos parámetros se conocen como la constante A, B, C de la línea. Tenga en cuenta que

$$A_2 \quad antes de Cristo \quad \text{aporrear}_2 \ell pag \quad \text{pecado}_2 \quad pag \quad 1.0$$

Por tanto, los parámetros A, B y C no son independientes. El conocimiento de los dos es suficiente para determinar el tercero.

El modelo anterior de una línea de transmisión monofásica se puede representar con un circuito equivalente. La derivación de circuitos equivalentes se analiza en la sección 3.2.5.

3.2.4.2 Línea de transmisión trifásica

El mismo análisis se puede aplicar a las líneas de transmisión trifásicas. Suponiendo sinusoidal estable estado, las ecuaciones (3.30a) y (3.31b) de la línea de transmisión trifásica se convierten en

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{d^2\tilde{V}(y)}{dy^2} \quad (R \quad j\,L)(G \quad j\,C)\,V(y)\tilde{} \tag{3.41a}$$

$$\frac{d\tilde{V}(y)}{dy} \quad (R \quad j\,L)\,yo\tilde{}(y) \tag{3.41b}$$

Defina las siguientes matrices:

$$Z_s \quad R \quad j\,L$$

$$Y_{sh} \quad GRAMO \quad j\,C$$

Luego

$$\frac{D_2\tilde{V}(y)}{dy^2} \quad Z_s Y_{sh}\tilde{V}(y) \tag{3.42a}$$

$$\frac{d\tilde{V}(y)}{dy} \quad Z_s\tilde{Yo}(y) \tag{3.42b}$$

Las ecuaciones diferenciales matriciales anteriores en variables complejas describen completamente el desempeño de una línea de transmisión trifásica general. La solución de estas ecuaciones para condiciones de contorno específicas producirá las corrientes eléctricas y los voltajes de cualquier fase en cualquier ubicación de la línea. Sin embargo, la solución de las ecuaciones anteriores es bastante difícil. En la siguiente sección discutimos las transformaciones que descomponen las ecuaciones matriciales (3.42) en ecuaciones escalares. De esta forma, la solución de las ecuaciones matriciales (3.42) se reduce a la solución de un conjunto de ecuaciones escalares.

3.2.4.3 Descomposición modal

El modelo de una línea de transmisión trifásica en condición de estado estable sinusoidal se define mediante las ecuaciones (3.42). La solución de estas ecuaciones es en general compleja porque las matrices Z_s, Y_{sh} son matrices completas que dan como resultado un conjunto de tres ecuaciones diferenciales acopladas. Para simplificar la solución, observe que es posible encontrar una transformación T del vector voltaje y corriente $\tilde{V}(y)$ y $Yo\,\tilde{}(y)$ como sigue:

$$\tilde{V}(y) \quad \tilde{televisor_{m}\,y)} \quad \text{o} \quad \tilde{V}_{m}\,y) \quad T \quad {}^{1}\tilde{V}(y) \tag{3.43a}$$

$$\tilde{Yo}(y) \quad \tilde{TI}^{metro}(y) \quad \text{o} \quad Yo\tilde{}^{metro}(y) \quad T \quad Yo^{1}\tilde{}(y) \tag{3.43b}$$

donde T es un 3 3 matriz, $\tilde{V}_{m}\,y)$ son los voltajes transformados en la ubicación y de la línea, y $\tilde{I}_{m}\,y)$ son las corrientes transformadas en la ubicación y de la línea. Sustitución de la transformación anterior en la ecuación (3.42) y la subsiguiente pre-multiplicación de la ecuación resultante por T da como resultado

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{D_2 \tilde{V}_{(m)}(y)}{dy_2} \quad T_1 Z Y_{ss} T V_h(\tilde{m})(y) \quad T_1 Z \, TT_1 Y_{sh} \text{televisor} \quad \tilde{}_{(m)}() \; y \qquad (3.44a)$$

$$\frac{d\tilde{V}_{(m)}(y)}{dy} \quad T_1 Z_s T \tilde{I}_{(m)}(y) \qquad (3.44b)$$

Ahora suponga que T ha sido seleccionado de tal manera que las matrices $T_s^{-1} Z T$ y $T^{-1} Y T_{sh}$ están matrices diagonales. En este caso, las ecuaciones (3.44) representan seis ecuaciones diferenciales desacopladas. Los voltajes $\tilde{V}_m(y)$ se llaman los voltajes modales de la línea y la transformación T se llama una matriz de transformación modal. Del mismo modo, las corrientes $\tilde{I}_m(y)$ se llaman corrientes modales. La procedimientos se llama descomposición modal. Las ventajas de la descomposición modal son obvias. La solución de las ecuaciones desacopladas (3.44) es idéntica a los métodos de solución para líneas monofásicas.

3.2.4.4 Modelos de secuencia

Un caso especial de descomposición modal da como resultado lo que se conoce como modelos de secuencia de una línea trifásica. Específicamente, muchas líneas de transmisión están transpuestas o su construcción es tal que los parámetros mutuos (inductancia, capacitancia) son aproximadamente los mismos para cualquier par de fases y los autoparámetros de fase también son aproximadamente los mismos para las tres fases. Por esta razón, se justifica aproximar una línea eléctrica trifásica con una línea simétrica. Matemáticamente, esto equivale a suponer que las matrices Z e Y 'tienen las siguientes estructura simétrica:

$$Z_s \quad \begin{matrix} Z_{s,s} & Z_{s,m} & Z_{s,m} \\ Z_{s,m} & Z_{s,s} & Z_{s,m} \\ Z_{s,m} & Z_{s,m} & Z_{s,s} \end{matrix}$$

$$Y_{sh} \quad \begin{matrix} y_{sh,s} & y_{sh,m} & y_{sh,m} \\ y_{sh,m} & y_{sh,s} & y_{sh,m} \\ y_{sh,m} & y_{sh,m} & y_{sh,s} \end{matrix}$$

Tenga en cuenta que si las matrices Z_s y Y_{sh} no tienen este formulario, que suele ser el caso, se ponen de esta forma utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Z_{s,s} \quad \frac{1}{3} \; Z \; \text{Z cama y desayuno Automóvil club británico} \quad Z_{cc}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$z_{s,\text{metro}} \frac{1}{3} \; z_{ab} \quad {}_{z\text{antes de Cristo}} z_{ca}$$

$$y_{sh,\,s} \quad \frac{1}{3} \; y_{\text{Automóvil club británico y desayuno}} y_{cc}$$

$$y_{sh,\text{metro}} \frac{1}{3} \; y_{ab} y_{\text{antes de Cristo}} y_{\text{california}}$$

El producto $Z_s Y_{sh}$ de las dos matrices se calcula

$$Z_s Y_{sh} \quad \begin{matrix} 1 & 2 & 2 \\ 2 & 1 & 2 \\ 2 & 2 & 1 \end{matrix}$$

dónde

$$1 \quad z_{s,\,s} y_{sh,\,s} \quad 2 z_{s,\,m} y_{sh,\,m}$$

$$2 \quad z_{s,\,m} y_{sh,\,m} \quad z_{s,\,s} y_{sh,\,m} \quad z_{s,\,m} y_{sh,\,s}$$

Ahora, bajo el supuesto de simetría discutido, se define la matriz de transformación modal T como sigue:

$T \quad \begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{matrix}$, dónde $a \quad mi^{\,j120^0}$. Tenga en cuenta que la inversa de esta matriz es:

$$T^{-1} \quad \frac{1}{3} \begin{matrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix}$$

Los voltajes modales $\tilde{V}^m y)$ en este caso se denotará por

$$\tilde{V}_{120\,(}\, y) \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1(y\,) \\ \tilde{V}_{2\,(}\, y) \\ \tilde{V}_{0\,(}\, y) \end{matrix}$$

y las corrientes modales se denotarán por

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{I}_{120}(y) \quad \begin{matrix} \tilde{I}_1(y) \\ \tilde{I}_2(y) \\ \tilde{I}_0(y) \end{matrix}$$

Al sustituir esta transformación modal en la ecuación (3.44), obtenemos

$$\frac{D^2\tilde{V}_{120}(y)}{dy^2} \quad MV_{seq}\tilde{I}_{120}(y) \tag{3.45a}$$

$$\frac{d\tilde{V}_{120}(y)}{dy} \quad ZI_{seq}\tilde{I}_{120}(y) \tag{3.45b}$$

dónde

$$METRO_{seq} \quad \begin{matrix} metro_1 & 0 & 0 \\ 0 & metro_1 & 0 \\ 0 & 0 & metro_0 \end{matrix}$$

$$Z_{seq} \quad \begin{matrix} z_1 & 0 & 0 \\ 0 & z_1 & 0 \\ 0 & 0 & z_0 \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} metro_1 \\ metro_0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} 1 & 2 \\ 1 & 2 \end{matrix} \quad \begin{matrix} p^2ag \\ p^2ag_0 \end{matrix}$$

$$z_1 \quad z_s \quad z_{metro}$$

$$z_0 \quad z_s \quad 2z_{metro}$$

Las ecuaciones matriciales (3.45) representan seis ecuaciones escalares. Es conveniente escribir los seis escalares ecuaciones explícitamente y las agrupó en tres grupos de dos de la siguiente manera:

$$\frac{D^2\tilde{V}_1(y)}{dy^2} \quad p^2ag\tilde{V}_2(y) \tag{3.46a}$$

$$\frac{d\tilde{V}_1(años)}{dy} \quad z_1\tilde{I}_1(y) \tag{3.46b}$$

$$\frac{D^2\tilde{V}_2(y)}{dy^2} \quad p^2ag\tilde{V}_2(y) \tag{3.47a}$$

$$\frac{d\tilde{V}_2(y)}{dy} \quad z_1\tilde{I}_2(y) \tag{3.47b}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{d^2\tilde{V}_0(y)}{dy^2} = p_0^2\tilde{V}_0(y) \qquad (3.48a)$$

$$\frac{d\tilde{V}_0(y)}{dy} = z_0\tilde{I}_0(y) \qquad (3.48b)$$

Ahora es evidente que las ecuaciones (3.46), (3.47) y (3.48) representan tres líneas monofásicas. Nosotros se referirá a la Ecuación (3.46) como el modelo de secuencia positiva de la línea, a las Ecuaciones (3.47) como el modelo de secuencia negativa y a las Ecuaciones (3.48) como el modelo de secuencia cero de la línea. Tenga en cuenta que los parámetros (p, z) del modelo de secuencia negativa son idénticos a los del modelo positivo $_1$ $_1$ modelo de secuencia. Colectivamente, nos referiremos a la Ecuación (3.45) o de manera equivalente. Las ecuaciones (3.46), (3.47) y (3.48) como modelo de secuencia de una línea trifásica. Los voltajes y corrientes modales se denominarán componentes simétricos de las corrientes y voltajes. Además, los parámetros de los modelos de secuencia se definen de la siguiente manera:

p_1 p_0 se denominarán constantes de propagación de secuencia positiva (o negativa) y cero del línea.

z_1 z_0 se llamará serie de secuencia positiva (o negativa) y cero por unidad de longitud impedancia de la línea.

Con el fin de completar la discusión del modelo de secuencia, recuerde que

$$METRO_{seq} = T^{-1}Z_sY_{sh}T$$

Considera lo siguiente:

$$METRO_{seq} = T^{-1}Z_sY_{sh}T = T^{-1}Z_sTT^{-1}Y_{sh}T = Z_{s,seq}Y_{sh,seq}$$

dónde:

$$Z_{s,seq} = T^{-1}Z_sT \qquad Y_{sh,seq} = T^{-1}Y_{sh}T$$

Tras la evaluación de $Y_{sh,seq,}$ tenemos

$$Y_{sh,seq} = \begin{bmatrix} y_{sh,1} & 0 & 0 \\ 0 & y_{sh,1} & 0 \\ 0 & 0 & y_{sh,0} \end{bmatrix}$$

dónde

$$y_{sh,1} = y_{sh,s} - y_{sh,m}$$

$$y_{sh,0} = y_{sh,s} + 2y_{sh,m}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tenga en cuenta que y$_1$, y $_0$son la derivación de secuencia positiva (o negativa) y cero por unidad de longitud admisión de la línea.

En términos de los parámetros y $_1$, y $_0$, las constantes de propagación p $_1$, p $_2$ y p son $_0$

$$pag_1 \quad pag_2\sqrt{z_{s,1}y_{sh,1}} \tag{3.49a}$$

$$pag_0\sqrt{z_{s,0}\,y_{sh,0}} \tag{3.49b}$$

y las impedancias características:

$$Z_0 \quad Z \quad {}^{2}_{0} \quad \sqrt{\frac{z_{s,1}}{y_{sh,1}}} \tag{3,50a}$$

$$Z_0^0 \quad \sqrt{\frac{z_{s,0}}{y_{sh,0}}} \tag{3.50b}$$

En resumen, la aplicación de la simétrica transformación de componentes en la línea trifásica ecuaciones da como resultado los modelos de secuencia de la línea (es decir, los modelos de secuencia positiva, negativa y cero). Cada modelo es idéntico a un modelo de línea monofásico. Los parámetros de los modelos de secuencia positiva son iguales a los parámetros del modelo de secuencia negativa.

Es conveniente una interpretación física de los modelos de secuencia de una línea de transmisión trifásica. Para este propósito, suponga que solo un componente simétrico del voltaje o la corriente es prese presente una corriente de secuencia positiva, es decir $\tilde{I}$

Las corrientes de fase reales $\tilde{I}_{a(}y), yo\ _{B(}y), yo\ _{C(}\ y)$ se obtienen de la transformación inversa T-1:

$$\tilde{I}_{a\,B\,C}(\ y)\ \ T \quad \begin{matrix} \tilde{Y}_{1}{}_{0}\,y \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_{1\,(}y) \\ \tilde{I}_{1}(\ S.M_{\,j120^{\circ}} \\ \tilde{Y}_{1}o\ (y)\ e_{\,j240^{\circ}} \end{matrix}$$

Como se desprende de la ecuación anterior, las corrientes trifásicas están equilibradas y son de secuencia positiva. El caso se muestra en la Figura 3.22a, que ilustra las corrientes trifásicas. Nota que la corriente eléctrica en el suelo es cero.

Simila el componente de secuencia negativa está presente e las es decir, yo , th corrientes de fase reales son

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

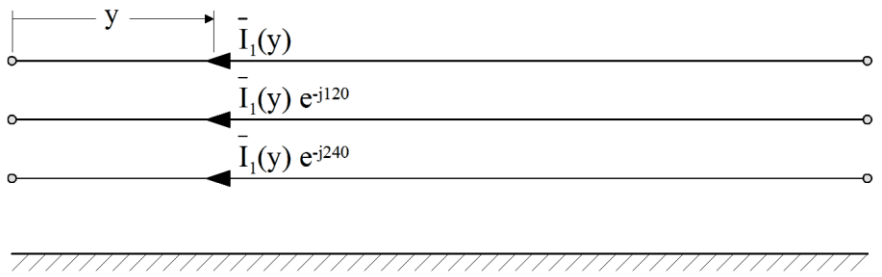
$$\tilde{I}_{abc}(y) = T \begin{bmatrix} 0 \\ \tilde{I}_2(y) \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_2(y) \\ \tilde{I}_2(y) e^{j120^\circ} \\ \tilde{I}_2(y) e^{j240^\circ} \end{bmatrix}$$

Una vez más, como se desprende de la ecuación anterior, las corrientes trifásicas están equilibradas pero son de secuencia negativa. El caso se muestra en la Figura 3.22b, que ilustra las corrientes trifásicas. Tenga en cuenta que la corriente eléctrica en la tierra es cero.

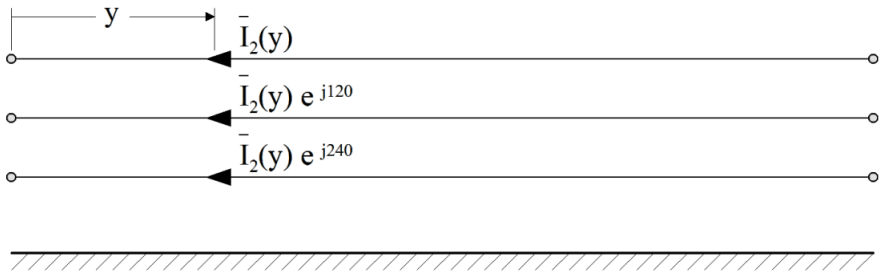
Finalmente, el componente de secuencia cero está presente, las corrientes de fase reales son, es decir,

$$\tilde{Y}_{abc}(y) = T \begin{bmatrix} 0 \\ \tilde{I}_0(y) \\ \tilde{I}_0(y) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_0(y) \\ \tilde{I}_0(y) \\ \tilde{I}_0(y) \end{bmatrix}$$

Como se desprende de la ecuación anterior, las tres corrientes de fase son idénticas. La secuencia no se puede definir para estas corrientes, de ahí el nombre "secuencia cero". La corriente de tierra será la negativa de la suma de las corrientes de fase [es decir, $3\tilde{I}_0(y)$]. El caso se muestra en la Figura 3.22c.

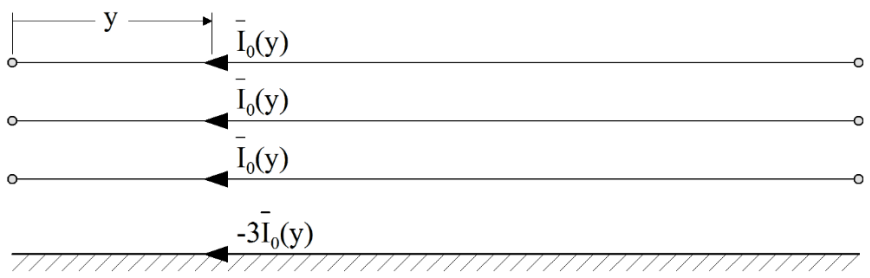


(a)



(B)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(C)

Figura 3.20: Ilustración de los componentes simétricos en una línea de transmisión

(a) Componentes de secuencia positiva, (b) Componentes de secuencia negativa, (c) Componentes de secuencia cero

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Ejemplo E3.4: Considere la línea de transmisión del ejemplo E3.2 y del ejemplo E3.3. Calcule los parámetros de secuencia de la línea.

Solución: La matriz Z de la línea, calculada a 60 Hz y luego simetrizada es:

$$Z \begin{matrix} 0.2323\ j0{,}8901 & 0{,}0593\ j0{,}4330 & 0{,}0593\ j0.4330 \\ 0.0593\ j0{,}4330 & 0{,}2323\ j0{,}8901 & 0{,}0593\ j0.4330 \\ 0.0593\ j0{,}4330 & 0{,}0593\ j0{,}4330 & 0{,}2323\ j0.8901 \end{matrix} 10^{3}\ ohmios/metro$$

La matriz Y 'de la línea, calculada a 60 Hz y luego simetrizada es:

$$Y' \begin{matrix} j3.0331 & j0.5556 & j0.5556 \\ j0.5556 & j3.0331 & j0.5556 \\ j0.5556 & j0.5556 & j3.0331 \end{matrix} 10^{9}\ S/m$$

El producto ZY 'es

$$ZY' \begin{matrix} -2.2186+ jo.6387 & -0.5782+ j0.0178 & -0.5782+ j0.0178 \\ -0.5782+ j0.0178 & -2.2186+ jo.6387 & -0.5782+ j0.0178 \\ -0.5782+ j0.0178 & -0.5782+ j0.0178 & -2.2186+ jo.6387 \end{matrix} 10^{12}\ \text{metro}^{-2}$$

Tras la aplicación de la transformación T, tenemos

$$z_1 (0.\quad 173\ j0.4571)\quad 10^{3}\ /\ \text{metro}$$

$$z_0 (0.3509\quad j1.7561)\ 10^{3}\ /\ \text{metro}$$

$$y'_1\quad j3.5887\ 10^{9}\ S/m$$

$$y'_0\quad j1.9219\ 10^{9}\ S/m$$

$$\text{metro}_1\quad (1.6404\ j0.6209)\ 10^{12}\ \text{metro}^{-2}$$

$$\text{metro}_0\quad (3.375\ j0.6743)\ 10^{12}\ \text{metro}^{-2}$$

Las constantes de impedancia y propagación características de los componentes de la secuencia son:

$$Z_0^1\quad \sqrt{\frac{z_1}{y'_1}}\quad 369 mi_{j10.365}$$

$$pag_1\quad pag_2\quad \sqrt{z_1 y'_1}\ 1.3244\ 10^{6}\ mi_{j}^{79,63}\ \text{metro}^{-1}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Componentes de secuencia cero:

$$Z_0^0 \quad \sqrt{\frac{z_0}{y'_0}} \quad 965 mi \; j^{5,65} \quad ohmios$$

$$pag \quad \sqrt{z_0 y'_0} \; 1.\; 8552 \; 10^{6} mi_j^{84,35} \quad \text{metro}^{-1}$$

En resumen de esta sección, la transformación de componente simétrico proporciona una herramienta para la solución simplificada de las ecuaciones de una línea multifásica. También produce los modelos de secuencia de una línea trifásica. En este caso el análisis de líneas trifásicas se reduce al análisis de tres líneas de transmisión monofásicas, los modelos de línea de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero.

3.2.5 Circuitos equivalentes a la línea de transmisión

En la sección anterior hemos desarrollado modelos de líneas monofásicas, así como trifásicas, en condiciones de estado estacionario. Los modelos están en términos de los parámetros A, B, C o, alternativamente, en términos de impedancia característica, constante de propagación y longitud de línea. Una representación alternativa de las líneas de transmisión en condiciones de estado estacionario es mediante circuitos equivalentes. Este enfoque es más atractivo debido a la familiaridad de los ingenieros con los circuitos. Esta sección presenta el cálculo de circuitos equivalentes a partir de los parámetros de la línea de transmisión. Solo se demostrará el caso de la línea monofásica. Dado que una línea trifásica se puede reducir a tres líneas monofásicas mediante la transformación de componentes simétricos, la extensión a líneas trifásicas se dejará al lector como ejercicio.

Considere las ecuaciones (3.40) de una línea monofásica en términos de corrientes y voltajes terminales. De la teoría de la realización se sabe que se puede encontrar un circuito de dos puertos que se describe con las mismas ecuaciones. Además, este circuito de dos puertos no es único. De la multiplicidad de circuitos equivalentes, un circuito en particular ha sido popular entre los ingenieros de energía: el equivalente. Este circuito se presenta a continuación.

A una línea de transmisión con constantes A, B, C, corresponde un -circuito equivalente con elementos Y , Y ' como en la Figura 3.21. Los elementos Y , Y ' de El -Los circuitos equivalentes se calculan expresando primero las corrientes de los terminales de línea como una función de los voltajes de los terminales de línea y las siguientes aplicación de la teoría de circuitos. Específicamente, las corrientes de los terminales de línea en función del terminal de línea Los voltajes en términos de los parámetros A, B y C, son:

$$\tilde{I}_1 \; V_1 \frac{A}{B} \sim \quad \frac{1}{B} \tilde{V}_2 \qquad (3.51a)$$

$$\tilde{I}_2 \quad \frac{1}{B} \tilde{V}_1 \quad \frac{A}{B} \tilde{V}_2 \qquad (3.51b)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

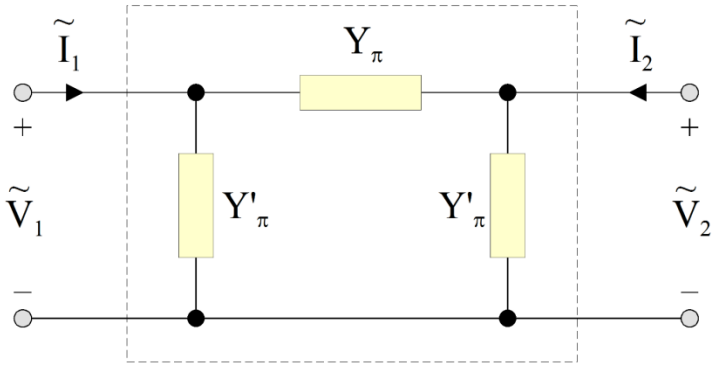


Figura 3.21: -circuito equivalente

Por otro lado, la ecuación para el circuito de la Figura 3.23 es:

$$\tilde{I}_1 \quad (Y \quad Y')\tilde{V}_1 \quad Y\tilde{V}_2$$
$$\tilde{I}_1 \quad Y\tilde{V}_1 \quad (Y' \quad Y)\tilde{V}_2$$

Para la equivalencia, debe cumplirse lo siguiente:

$$Y \quad \frac{1}{B} \qquad (3.52a)$$

$$Y' \quad \frac{A\,1}{B} \qquad (3.52b)$$

Las ecuaciones (3.52) definen los parámetros del -circuito equivalente de una línea. Estos parámetros son la admitancia en serie del circuito equivalente, Y , y la admitancia en derivación del circuito equivalente, Y ' . Los parámetros de impedancia del circuito equivalente será:

$$Z \quad \frac{1}{Y} \quad B \quad Z_0 \text{sinh}\, pag)$$

$$Z' \quad \frac{1}{Y'} \quad \frac{B}{A\,1} \quad \frac{Z_0 \sinh pag)}{\text{aporrear}(pag)\;1}$$

Nominal -Circuito equivalente: El nominal -circuito equivalente de una línea de transmisión es una aproximación de los equivalentes exactos. En general, estas aproximaciones son válidas para líneas cortas; por tanto, se utiliza alternativamente el nombre "equivalente de línea corta". Considera el -circuito equivalente descrito por los parámetros Z , y Z ' , como se derivó anteriormente. El nominal -El circuito equivalente se obtiene aproximando las funciones de seno y coseno hiperbólicas. Específicamente, asumiendo que pag << 1, (este supuesto es equivalente al supuesto de línea corta, es decir es pequeño), las funciones se expanden en una serie y luego solo se conservan los términos principales:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\text{pecado} \quad pag\ell \quad pag\ell$$

$$\text{porque} \quad pag\ell \quad 1 \quad \frac{(pag\ell)^2}{2}$$

Sustitución de las aproximaciones anteriores en las ecuaciones de los parámetros Z , y Z ' , rinde:

$$Z \quad Z_0 pag\ell \quad z\ell \quad r \quad jL \quad \ell \tag{3.53a}$$

$$Z' \quad \frac{Z_0 pag\ell}{1 \quad \frac{pag\ell}{2}^2 \quad 1} \quad 2\frac{z'}{\ell} \quad \frac{2}{gramo \quad jC \quad \ell} \tag{3.53b}$$

Normalmente, la aproximación nominal pi-equivalente se puede hacer cuando el producto pl es pequeño. Por ejemplo, para una precisión del 0,1%, debería ser inferior a 0,025. Para el modelo de 60 Hz, esto significa una línea de aproximadamente menos de 12 millas.

El cálculo de circuitos equivalentes para una línea de transmisión se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E3.5: Considere el modelo de secuencia positiva de la línea trifásica del ejemplo E3.4. Los parámetros calculados son Z0 = 369e-j10.36 ohmios yp = 1,3244 10-6 ej79.63 m-1. Suponga que la línea tiene 85 millas de largo y calcule:

(a) El -circuito equivalente.
(b) El nominal -circuito equivalente.
(c) Compare los dos modelos

Solución: Primero, los parámetros A, B, C de la línea se calculan de la siguiente manera:

$$pag\ell \quad 0.18113e^{j79.63^\circ}$$

$$\cosh p\ell \quad 0,984659 \quad j0.005809 \quad 0.984676e^{j0.34^\circ}$$

$$\sinh p\ell \quad 0.032092 \quad j0.177323 \quad 0.180204e^{j79.74^\circ}$$

$$A \quad 0.984676e^{j0.34^\circ}, \quad B \quad 66.4953e^{j69.38^\circ}, \quad C \quad 0.000488e^{j90.1^\circ}$$

(a)
$$Z = B = (23,417 + j62,235)$$
$$Z' \quad \frac{B}{A \quad 1} \quad (8.489 \quad j4053.59)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La -El circuito equivalente se ilustra en la figura E6.1a.

(B) $Z \quad z\ell_0 \; Z\, p\ell \quad 66{,}837\text{mi}^{j69.27^\circ} \quad (23.658 \;\; j62.509)$

$$Z' \quad \frac{2z'}{\ell} \quad \frac{2Z_0}{p\ell g} \quad 4079.42e^{\;j90^\circ} \quad (\;j4074.4)$$

El nominal -El circuito equivalente se ilustra en la Figura E3.6c.

(C) Los dos circuitos equivalentes están muy cerca.

Ejemplo E3.6: Una línea de transmisión trifásica tiene lo siguiente por unidad de longitud positiva parámetros de secuencia

Resistencia: R = 0.08 ohmios / milla L = 1.1

Inductancia: 10-6 Henries / metro

Capacidad: C = 10,8 10-12 faradios / metro

La línea tiene 200 millas de largo.

a) Calcule la secuencia positiva -circuito equivalente de la línea. Calcule la

B) secuencia positiva nominal circuito equivalente de la línea.

Solución:

a) z = 0,08 + j0,667 /mi y

= j6.551 10-6 S / milla

$$Z_C \quad \sqrt{\frac{z}{y}} \quad 320{,}28 \quad 3.418 \quad 319{,}71 \;\; j19.10$$

$$\sqrt{zy} \;\; 0.4196\; 86{,}58 \quad 0.0250 \;\; j0.4189$$

$$Z' \;\; Z_C \text{ pecado} \quad \ell \quad 130.417\; 83{,}36 \quad = 15{,}08 + j\,129{,}64$$

$$\frac{y'}{2} \quad \frac{1}{Z_C} \tanh \frac{}{2} 1{,}19\; 10^{-6} \;\; j6.646\; 10^{-4}\, S$$

$$\frac{2}{y}, = 2{,}682 - j\,1504{,}2$$

b) Los parámetros nominales del circuito equivalente son:

$$Z = zl = 16 + j133.4 \quad = 134{,}35 \;/\; \underline{83{,}16}^{0}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{2}{Y} \quad \frac{2}{y} = 1526{,}5$$

Los resultados de este ejemplo se muestran en la Figura E3.9.

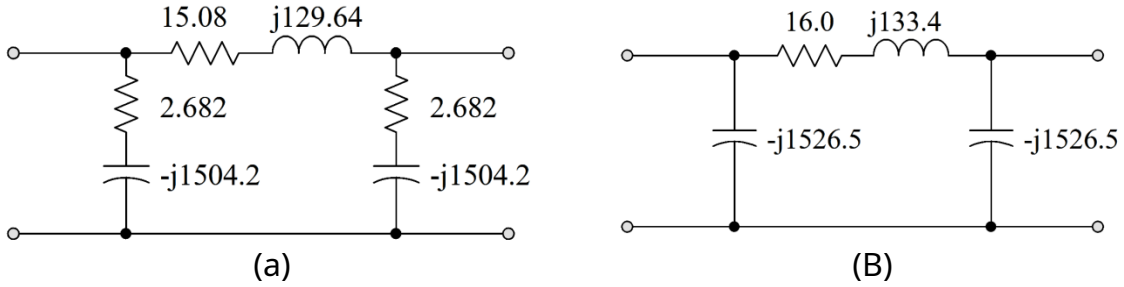


Figura E3.6: Circuitos equivalentes de secuencia positiva
(a) Circuito equivalente a pi, (b) Circuito equivalente a pi nominal
(Todos los valores indicados están en ohmios)

Los métodos de cálculo anteriores para los parámetros de líneas y circuitos equivalentes de líneas se han demostrado para la frecuencia de potencia fundamental. Se pueden aplicar los mismos procedimientos para cualquier frecuencia. Como ejemplo, aplicamos estos procedimientos computacionales para los parámetros de línea y circuitos equivalentes para los 7_{th} armónico (420 Hz).

Ejemplo E3.6: Considere la línea de transmisión de 230 kV de la Figura E3.6. Para simplificar, suponga que los conductores de fase son de aluminio de una pulgada de diámetro de conductividad 40,000,000 S / m. La línea tiene 57 millas de largo. Calcule la secuencia positiva, negativa y cero. -circuito equivalente de la línea para el 7_{th} armónico. Por simplicidad, descuide los cables de protección.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

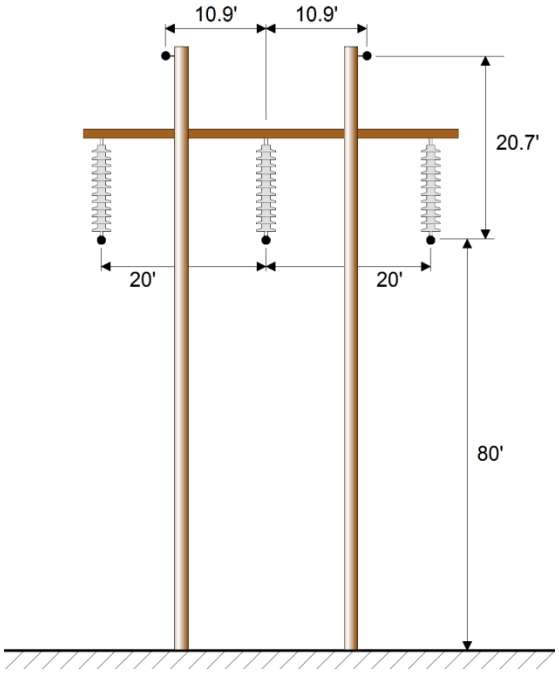


Figura E3.6

Solución: Las matrices de resistencia e inductancia se calculan utilizando las ecuaciones de Carsons. La

los resultados son:

$$k \quad k\sqrt{\quad 364,26 metro_1}$$

ka = 4.625

$$METRO_{0\,(}ka) \quad 4,7$$

$$_0(ka) \quad 162,0_0$$

$$METRO_{1\,(}ka) \quad 4.3$$

$$_{1\,(}ka) \quad 260,0_0$$

$$r_{C.A} \quad 9,96X10_{\,5}\ ohmios / m$$

0.5689

$$D \quad ae_{\,4} \quad \bar{0}.011016 metro \quad 0.03614\ pie$$

$$r_{mi} \quad 0,00159F \quad 0,6678 ohmios / mi \quad 41,5X10_{\,5}\ ohmios / m$$

$$D_{mi} \quad 2160\sqrt{\frac{}{F}} \quad 1.053,97\ pie \quad 321.25 metro$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$R = 10^{-5}\begin{bmatrix} 51,46 & 41,5 & 41,5 \\ 41,5 & 51,46 & 41,5 \\ 41,5 & 41,5 & 51,46 \end{bmatrix} \Omega / metro$$

$$L = 10^{-6}\begin{bmatrix} 2.056 & 0,793 & 0,654 \\ 0,793 & 2.056 & 0,793 \\ 0,654 & 0,793 & 2.056 \end{bmatrix} H/m$$

$$C = 2\begin{bmatrix} 8.253 & 2.087 & 1.416 \\ 2.087 & 8.253 & 2.087 \\ 1.416 & 2.087 & 8.253 \end{bmatrix}^{-1} = 2\begin{bmatrix} 0.1312 & 0.0294 & 0.0151 \\ 0.0294 & 0,1360 & 0.0294 \\ 0.0151 & 0.0294 & 0.1312 \end{bmatrix}$$

De las matrices anteriores se obtienen los siguientes parámetros:

Secuencia positiva / negativa:

$$r_1 = 99,6\ \Omega/metro, \qquad L_1 = 1,3093\ H/m, \qquad C_1 = 8.758\ pF/m$$

Secuencia cero:

$$r_0 = 1344,6\ \Omega/metro, \qquad L_0 = 3.5493\ H/m, \qquad C_0 = 4.651\ pF/m$$

Los parámetros de los circuitos equivalentes son:

Secuencia positiva / negativa

3.3 Modelado de cables

Los cables de alimentación son muy habituales para los sistemas de distribución de media y baja tensión. Recientemente, hemos visto un mayor uso de cables de transmisión UG de 138 kV a 345 kV. Existe una variedad de diseños de cables. La figura 3.22 ilustra una construcción de cable de voltaje medio neutro concéntrico. La Figura 3.23 ilustra una construcción de cable trifásico (voltaje medio o alto). La Figura 3.24 ilustra un cable de voltaje secundario de tres hilos (2x120V).

Los diseños de cables tienen geometrías bastante complicadas y el análisis y el cálculo precisos de sus parámetros es muy complejo y, a todos los efectos prácticos, se realiza mediante modelos informáticos. En este capítulo, presentamos la base y los procedimientos computacionales para la evaluación de los parámetros de los cables. A la teoría le siguen ejemplos de parámetros de cable para geometrías de cable habituales.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

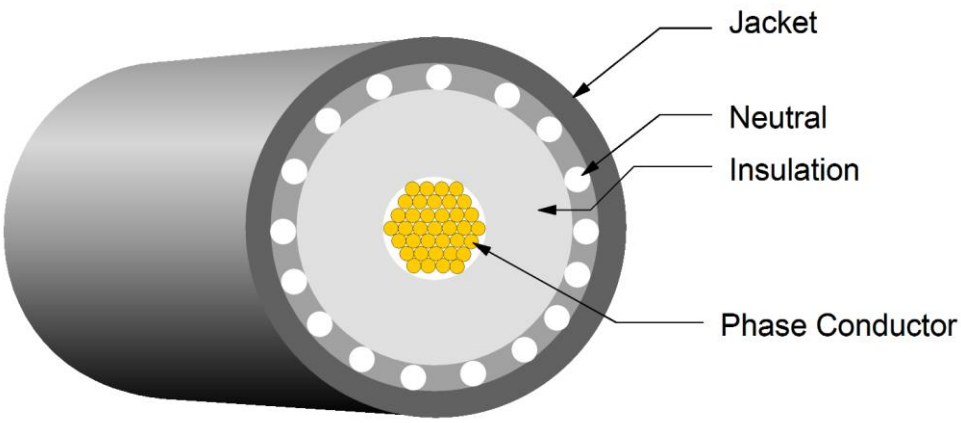


Figura 3.22: Cable concéntrico neutro de media tensión

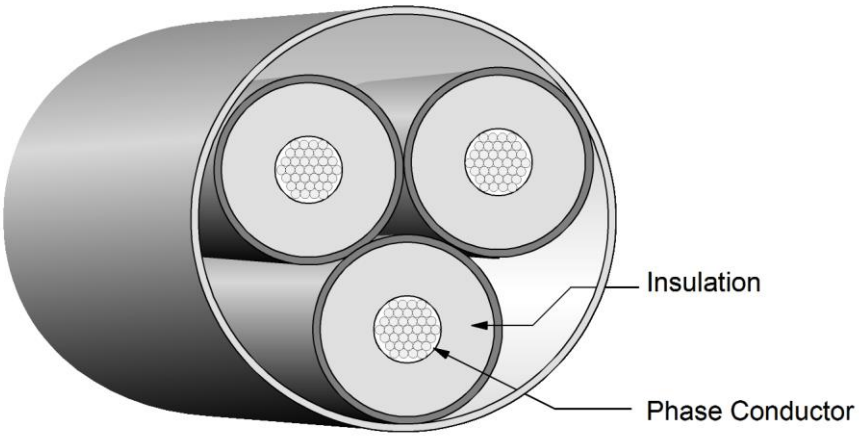


Figura 3.23: Cable trifásico de media tensión

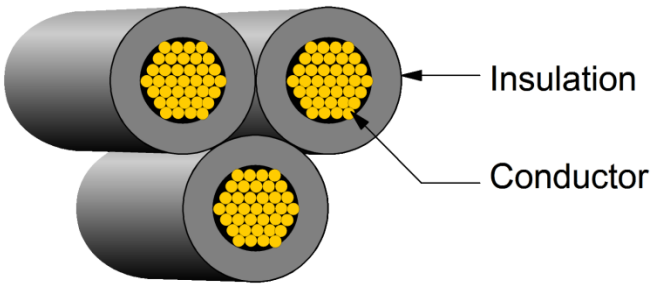


Figura 3.24: Cable de clase 600V del sistema secundario

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

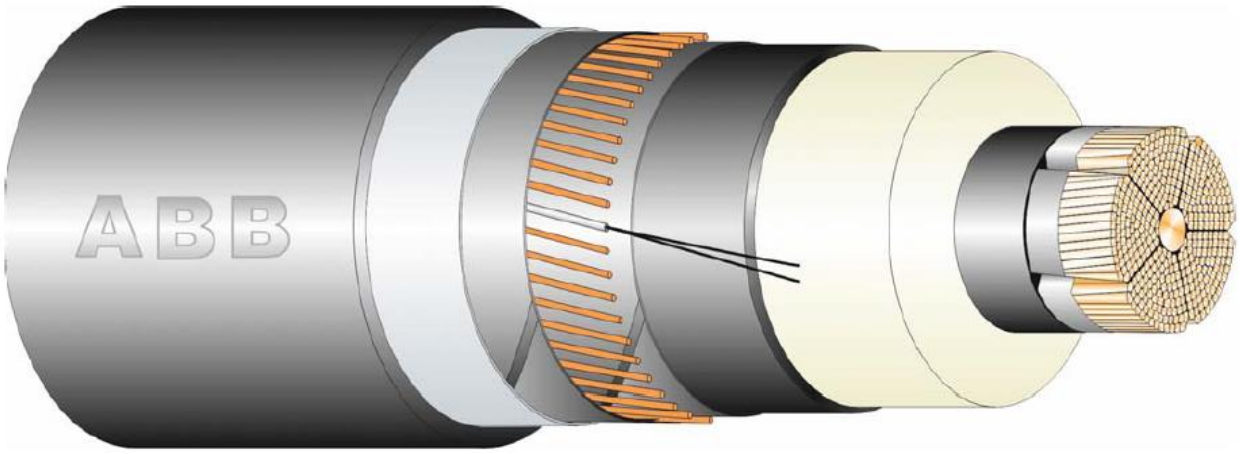


Figura 3.25: Cable de transmisión de 135 kV, 3000 kcm - Fabricante: ABB
(tenga en cuenta las fibras en un tubo de metal que ocupa la ubicación de un cable de blindaje de cobre)

3.3.1 Metodologías para el cálculo de parámetros de cables

para ser agregado

3.3.2 Parámetros típicos de cables

Las figuras que siguen presentan variaciones típicas de los parámetros del cable neutro concéntrico frente a la frecuencia. Se debe observar que si bien la reactancia del cable es bastante insensible a la resistividad del suelo, la resistencia del cable es bastante sensible a la resistividad del suelo, especialmente a medida que la frecuencia aumenta. A todos los efectos prácticos, los parámetros de los cables se calculan mediante ordenador programas.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

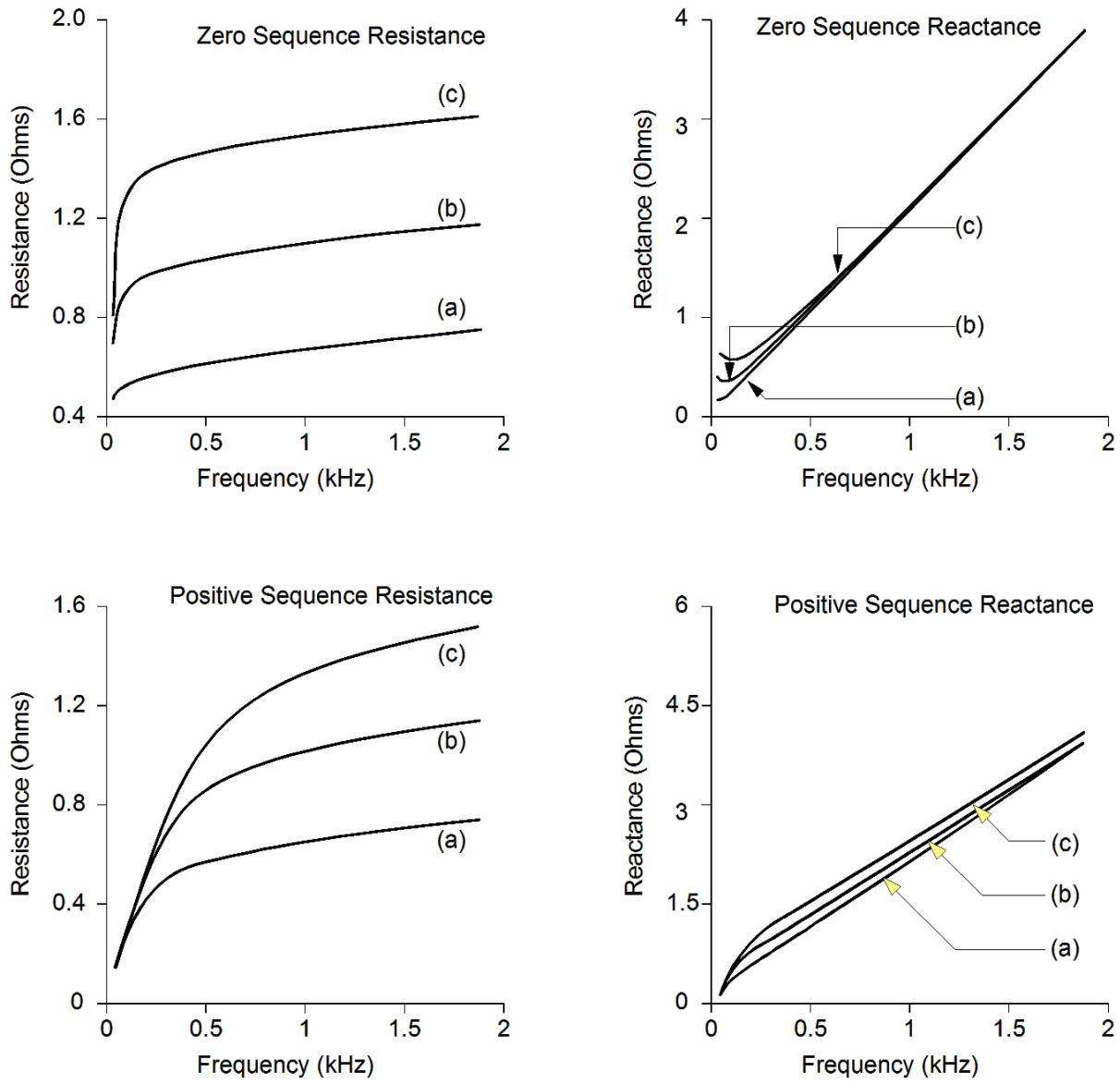


Figura 3.25: Análisis paramétrico de parámetros de secuencia de cable neutro concéntrico de 15 kV
[(a) Resistividad del suelo de 10 ohm.m, (b) Resistividad del suelo de 100 ohm.m, (c) Resistividad del suelo de 1000 ohm.m]

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

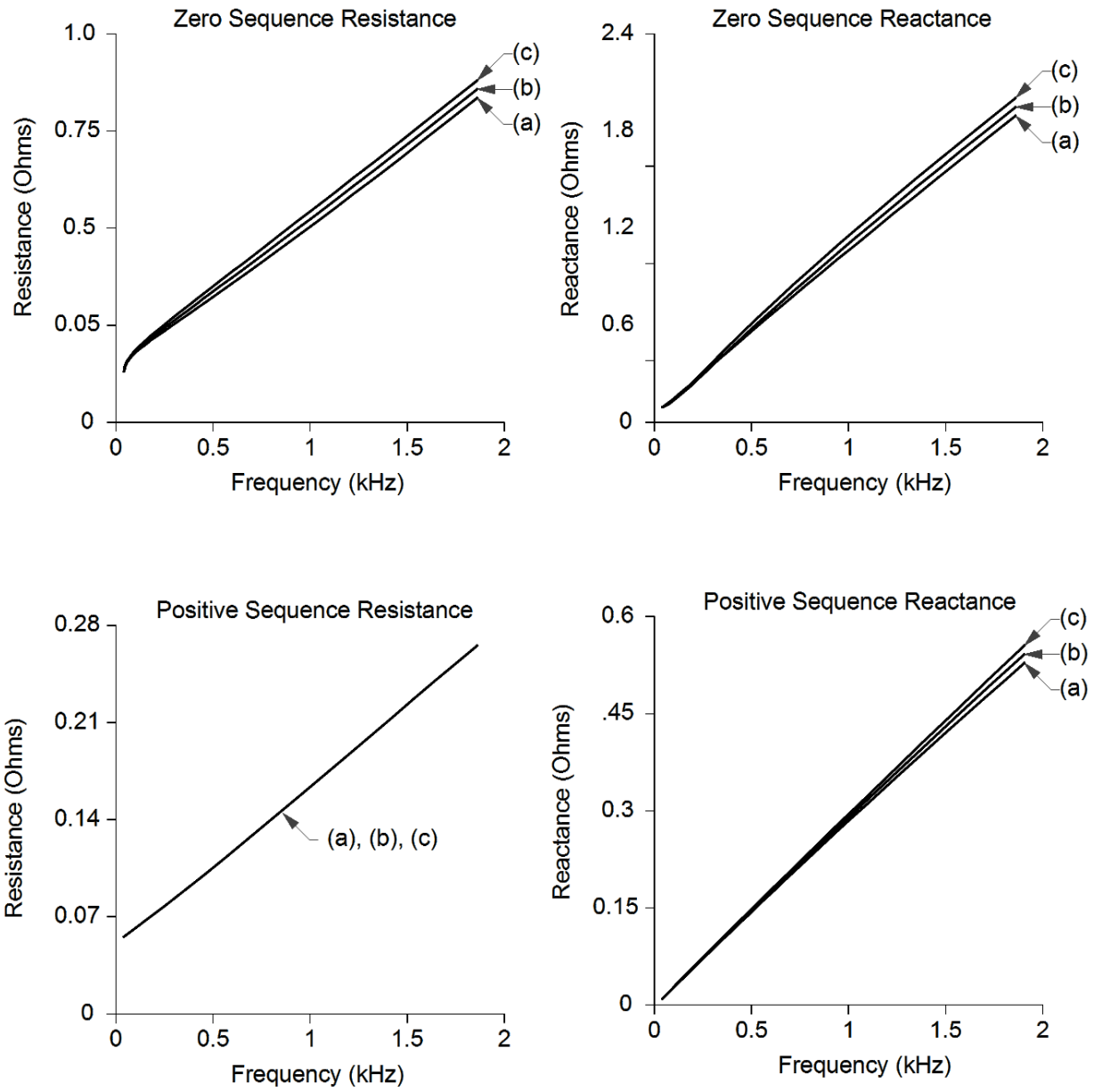


Figura 3.26: Análisis paramétrico de parámetros de secuencia de cables de 600 V
[(a) Resistividad del suelo de 10 ohm.m, (b) Resistividad del suelo de 100 ohm.m, (c) Resistividad del suelo de 1000 ohm.m]

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.4 Modelado de transformadores

Los transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos, dos devanados o múltiples devanados, y algunos devanados pueden tener toma central. En general, las bobinas de un transformador están eléctricamente aisladas entre sí, lo que permite el aislamiento de los circuitos que pueden conectarse a estas bobinas. Los transformadores trifásicos se pueden construir de varias formas. En la figura 3.27 se ilustran tres de las construcciones más habituales. La figura 3.27a ilustra un transformador de tipo núcleo trifásico. El núcleo tiene tres patas, en cada pata hay dos vueltas para un total de seis vueltas. De manera similar, la figura 3.27b ilustra un transformador de tipo carcasa que también tiene seis devanados. La figura 3.27c ilustra un "banco" de tres transformadores monofásicos. Esta disposición también tiene seis devanados. Los seis devanados de cualquier configuración (a), (b) o (c) se agrupan en dos grupos de tres, el primario y el secundario. Por ejemplo, en la Figura 3.27a, el primario puede ser los tres devanados ubicados en la parte superior de cada pata y el secundario pueden ser los otros tres devanados. Tanto el devanado primario como el secundario se pueden conectar en configuraciones delta o en estrella que conducen a cuatro posibles disposiciones de un transformador trifásico: (a) delta-delta,
(b) estrella-delta, (c) delta-estrella y (d) estrella-estrella. Estos arreglos se representan esquemáticamente en la Figura 3.28. Tenga en cuenta que desde el punto de vista del circuito, todas las construcciones de transformadores trifásicos son similares, es decir, todos tienen seis devanados agrupados en tres fases. Sin embargo, el circuito magnético de cada una de estas construcciones es diferente. Por ejemplo, el banco de transformadores trifásicos consta de tres circuitos magnéticos independientes. Los transformadores trifásicos tipo carcasa y núcleo se caracterizan por tener circuitos magnéticos acoplados de las tres fases.

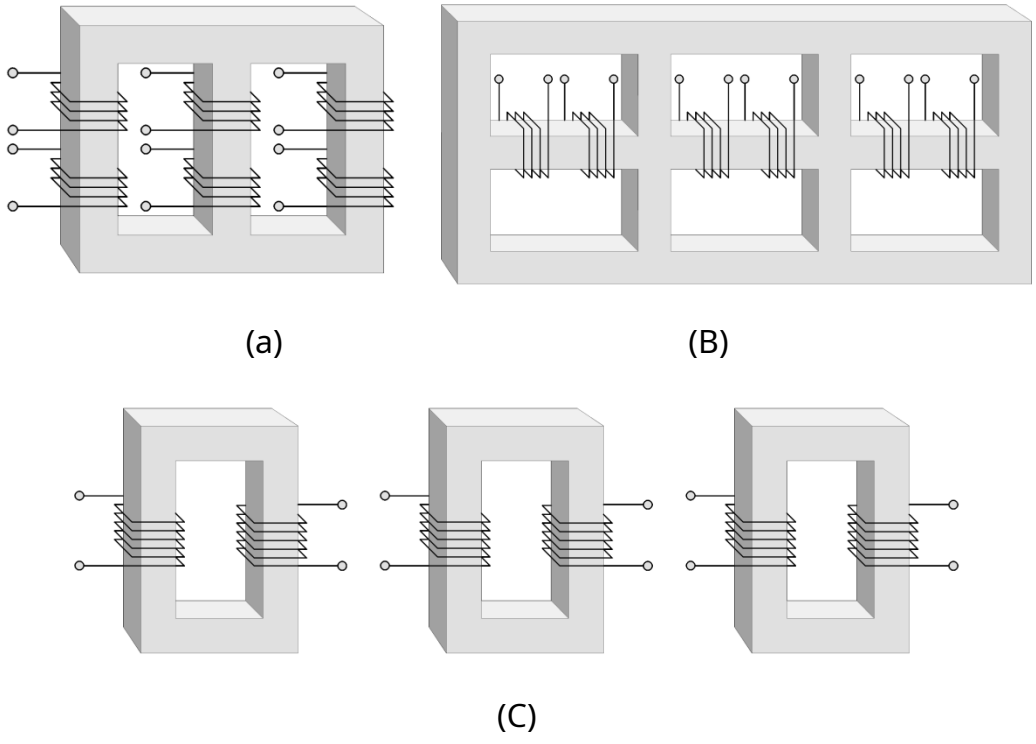


Figura 3.27: Transformadores trifásicos
(a) Núcleo Type, (b) Tipo de carcasa, (c) Banco de transformadores trifásicos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El modelo de banco de transformadores trifásicos es el más sencillo ya que consiste en la interconexión de tres transformadores monofásicos. Reemplazando cada uno de los transformadores monofásicos por su circuito equivalente, se obtiene el circuito equivalente del transformador trifásico. Esto se ha hecho en la Figura 3.29 donde se ha utilizado el circuito equivalente simplificado de un transformador monofásico. La Figura ilustra una conexión delta-estrella.

En los párrafos siguientes consideraremos primero el modelo ideal de transformador trifásico con el fin de examinar sus características básicas. Luego se estudiará el modelo de transformador no ideal. El uso de la transformación simétrica al modelo de transformador trifásico

dar como resultado los modelos de secuencia.

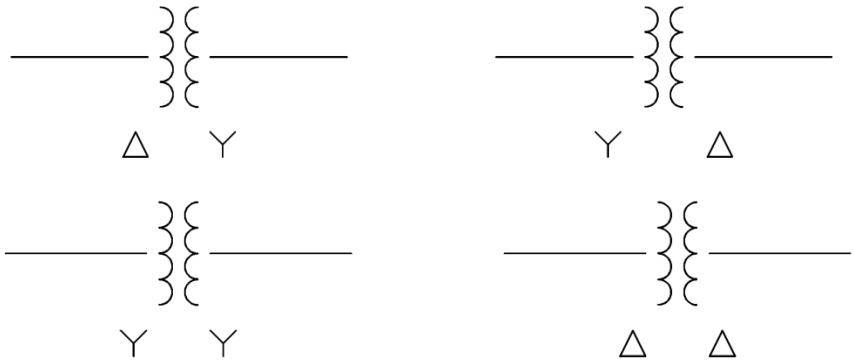


Figura 3.28: Representación esquemática de transformadores trifásicos

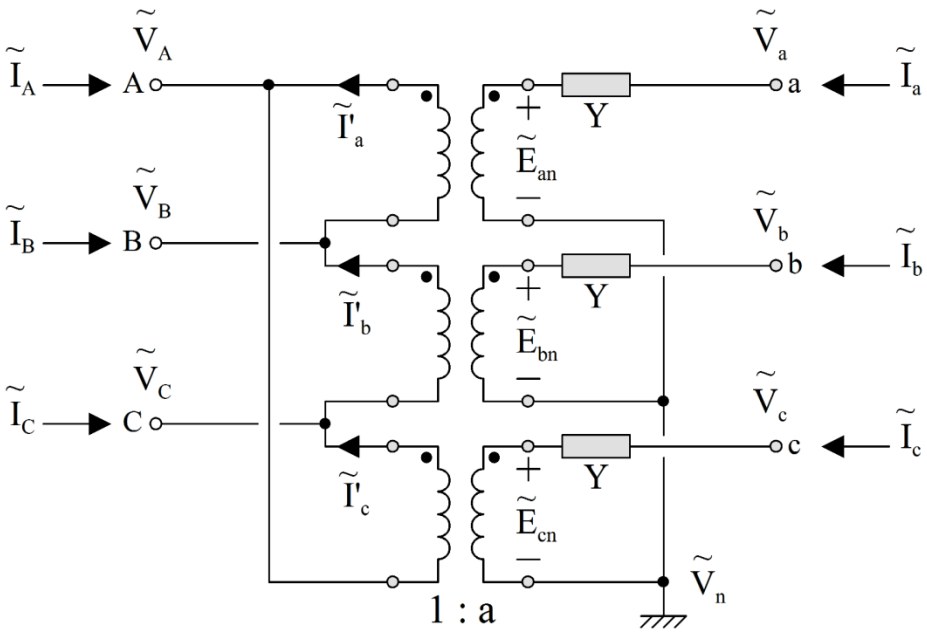


Figura 3.29: Modelo de transformador trifásico conectado Delta-Wye

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.4.1 El transformador trifásico ideal

Un transformador trifásico ideal consta de tres transformadores monofásicos ideales. El transformador de la Figura 3.29 será ideal si Y (cortocircuito). Las relaciones de voltaje de un transformador trifásico ideal son:

$$\tilde{V}_{AB} \quad una^{1}\tilde{V}_{un}$$
$$\tilde{V}_{\text{antes de Cristo}} \quad a^{1}\tilde{V}_{bn}$$
$$\tilde{V}_{California} \quad a^{1}\tilde{V}_{cn}$$

En condiciones de funcionamiento equilibradas, los voltajes serán:

$$\tilde{V}_{Bn} \quad \tilde{V}_{Un}e^{j120^{o}}$$
$$\tilde{V}_{Cn}\tilde{V}_{Un}mi^{j240^{o}}$$
$$\tilde{V}_{bn}\tilde{V}_{un}mi^{j120^{o}}$$
$$\tilde{V}_{cn}\tilde{V}_{un}mi^{j240^{o}}$$

Tenga en cuenta que:

$$\tilde{V}_{AB} \quad \tilde{V}_{Un}\tilde{V} \quad \tilde{V}_{Bn} \quad \tilde{V}_{Un} \quad \tilde{V}_{Un}e^{j120^{o}} \quad \sqrt{3}\tilde{V}_{Un}e^{j30^{o}}$$
$$\tilde{V}_{\text{antes de Cristo}} \quad \tilde{V}_{Bn} \quad \tilde{V}_{Cn}\tilde{V}_{Un} \quad mi^{j120^{o}} \quad \tilde{V}_{Un}e^{j120^{o}} \quad \sqrt{3}\tilde{V}_{Un}mi^{j90^{o}} \quad \sqrt{3}\tilde{V}_{Bn}mi^{j30^{o}}$$
$$\tilde{V}_{California} \quad \tilde{V}_{Cn}\tilde{V} \quad \tilde{V}_{Un} \quad \tilde{V}_{Un}mi^{j120^{o}} \quad \tilde{V}_{Un}e^{j120^{o}} \quad \sqrt{3}\tilde{V}_{Un}mi^{j210^{o}}$$

Ahora se puede encontrar la relación entre los voltajes primario y secundario.

$$\tilde{V}_{Un} \quad \frac{mi^{j30^{0}}}{a\sqrt{3}}\tilde{V}_{un}$$
$$\tilde{V}_{Bn} \quad \frac{mi^{j30^{0}}}{a\sqrt{3}}\tilde{V}_{bn}$$
$$\tilde{V}_{Cn} \quad \frac{mi^{j30^{0}}}{a\sqrt{3}}\tilde{V}_{cn}$$

Las ecuaciones anteriores indican que el modelo equivalente por fase (secuencia positiva) de un transformador trifásico ideal conectado delta-estrella es un transformador ideal monofásico con transformación proporción $\text{norte} \quad a\sqrt{3}e^{j30^{0}}$.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.4.2 Modelo de transformador trifásico no ideal

El modelo de transformador trifásico no ideal puede derivarse de la interconexión adecuada de los transformadores monofásicos no ideales. Para simplificar, asumimos que cada transformador monofásico está representado con su modelo simplificado no ideal. Para el caso de una estrella delta transformador conectado, el resultado se ilustra en la Figura 3.29.

Para el circuito de la figura 3.29, las siguientes relaciones son válidas:

$$\tilde{I}_a = (\tilde{V}_a - \tilde{mi}_a)\,Y \qquad \tilde{I}'_a = a\tilde{i}_a$$
$$\tilde{I}_B = (\tilde{V}_B - \tilde{mi}_B)\,Y \qquad \tilde{I}'_B = a\tilde{i}_B$$
$$\tilde{I}_C = (\tilde{V}_C - \tilde{mi}_C)\,Y \qquad \tilde{I}'_C = a\tilde{i}_C$$

$$\tilde{mi}_a = A(\tilde{V}_A - \tilde{V}_B) \qquad \tilde{I}_{Una} = \tilde{Yo}\,\tilde{V}_a - \tilde{I}'_a$$
$$\tilde{mi}_B = A(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C) \qquad \tilde{I}_B = \tilde{I}'_{ab} - \tilde{I}'_a$$
$$\tilde{mi}_C = A(\tilde{V}_C - \tilde{V}_A) \qquad \tilde{I}_C = \tilde{Yo}_B\,\tilde{yo}'$$

Tras la eliminación de las variables $\tilde{mi}_a, \tilde{mi}_B, \tilde{mi}_C$ y Yo, yo_B a I_C y expresando las corrientes restantes en función de los voltajes obtenemos un conjunto de seis ecuaciones que, escritas en matriz notación, son:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I} \\ \tilde{I}_B^a \\ \tilde{I}_C \\ \tilde{I}_A \\ \tilde{I}_B \\ \tilde{I}_C \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & a & a & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & a & a \\ 0 & 0 & 1 & a & 0 & a \\ a & 0 & a & 2a^2 & a^2 & a^2 \\ a & a & 0 & a_2 & 2a_2 & a_2 \\ 0 & a & a & a_2 & a_2 & 2a_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V} \\ \tilde{V}^a \\ \tilde{V}^B \\ \tilde{V}_A^C \\ \tilde{V} \\ \tilde{V}_C^B \end{bmatrix}$$

Tenga en cuenta que la ecuación anterior expresa la relación entrada / salida del transformador trifásico.
En forma de matriz compacta, la ecuación anterior se puede escribir como

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{abC} \\ \tilde{I}_{ABC} \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} I & aE \\ aE_T & una\ F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V} \\ \tilde{V}_{ABC}^{abC} \end{bmatrix}$$

donde I es la matriz de identificación 3x3, y las matrices E y F son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$E = \begin{matrix} 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \end{matrix} \qquad F = \begin{matrix} 2 & 1 & 1 \\ 1 & 2 & 1 \\ 1 & 1 & 2 \end{matrix}$$

Las ecuaciones anteriores representan el modelo simplificado de un transformador trifásico conectado en estrella delta. El mismo procedimiento puede proporcionar los modelos para otras conexiones, es decir, conexiones delta-delta, estrella-estrella y estrella-triángulo.

3.4.3 Circuitos de secuencia de transformadores trifásicos

Los transformadores trifásicos son elementos trifásicos inherentemente simétricos. Esto significa que al aplicar la transformación simétrica, su modelo se puede transformar en tres circuitos equivalentes, a saber, los circuitos equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero. El procedimiento se ilustrará en un modelo de transformador conectado delta-estrella desarrollado en el párrafo anterior. Debe entenderse que el procedimiento se aplica igualmente a cualquier otra configuración.

Las tensiones y corrientes de fase se sustituyen por sus correspondientes componentes simétricos de la siguiente manera:

$$\tilde{I}_{a\,B\,C} \quad TI\tilde{}_{120}$$

$$\tilde{I}_{A\,B\,C} \quad T\tilde{I}'_{120}$$

$$\tilde{V}_{a\,B\,C} \quad televisor\tilde{}_{120}$$

$$\tilde{V}_{A\,B\,C} \quad televisor\tilde{}'_{120}$$

Reemplazando las cantidades de fase con los componentes simétricos, la ecuación para los tres transformador de fase se convierte en:

$$\tilde{I} \qquad \tilde{}$$

$$\tilde{I}_{120} \qquad \tilde{}_{120}$$

Tenga en cuenta que por evaluación directa, se aplica lo siguiente:

$$T\,{}_1ESO \quad I$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$T_1 ET \quad \begin{matrix} \sqrt{3}mi_{j30^o} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{3}mi_{j30^o} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{matrix}$$

$$TE^{-1}T^{T} \quad \begin{matrix} \sqrt{3}mi_{j30^o} & 0 & 0 \\ 0 & \sqrt{3}mi^{j3;^o}{}_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{matrix} \qquad T_1 PIE \quad \begin{matrix} 3\,0 & 0 \\ 0\,3 & 0 \\ 0\,0 & 0 \end{matrix}$$

Al sustituir y agrupar las seis ecuaciones en tres grupos de dos obtenemos:

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1 & Y_1 & \tilde{V} & \sqrt{3}sí^{\,j30^o} & V_1 \\ \tilde{I}_1' & & \sqrt{3}sí_{\,j}{}^{30^o} & V_1 & 3\,un^2 YV_1' \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} \tilde{I}_2 & Y & \tilde{V}_2 & \sqrt{3}sí_{\,j3} & {}^{0^o}V_2' \\ \tilde{I}_2' & & \sqrt{3}sí^{\,0^o}V^{j3} & \tilde{}_2 & 3un^2 YV_2' \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} \tilde{I}_0 & YV_0, \\ \tilde{I}_0' & 0 \end{matrix}$$

Tenga en cuenta que las relaciones anteriores representan tres conjuntos independientes de ecuaciones correspondientes a tres circuitos equivalentes que se ilustran en la figura 3.30. Un ejemplo ilustrará el procedimiento.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

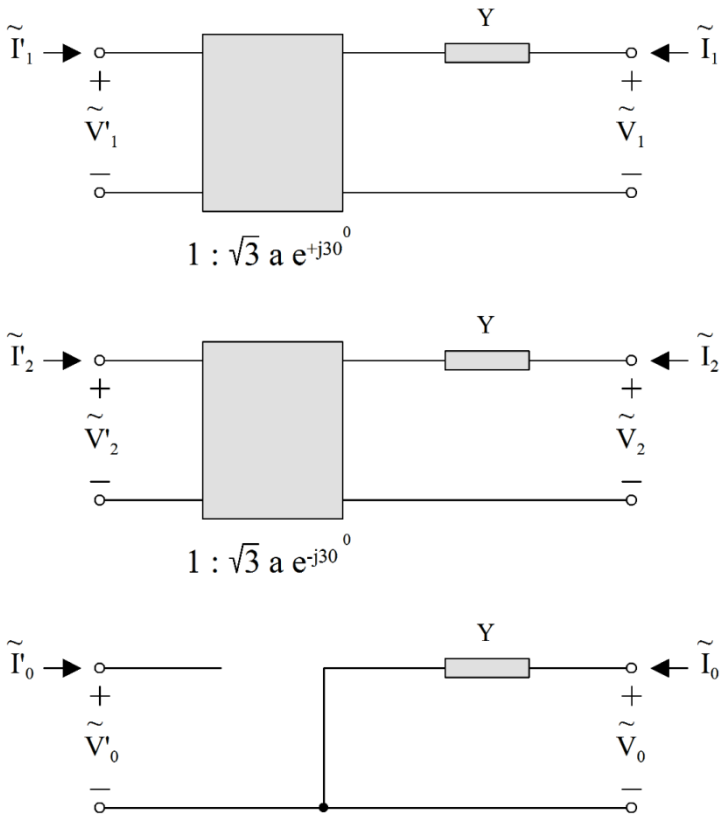


Figura 3.30: Equivalente de secuencia de un transformador trifásico conectado en triángulo y estrella

Ejemplo E3.7: Un banco de transformadores trifásicos está formado por tres transformadores monofásicos. Cada transformador monofásico tiene el circuito equivalente de la figura E3.7a. Las conexiones trifásicas se ilustran en la Figura E3.7b.

a) Dibuje el circuito equivalente de secuencia positiva del banco de transformadores trifásicos con todas las impedancias mostradas en la derecholado. La relación de transformación y los valores de impedancia deben estar claramente marcados en cantidades reales, es decir, voltios y ohmios.

b) Dibuje el circuito equivalente de secuencia positiva del banco de transformadores trifásicos con todas las impedancias mostradas en la izquierdalado. La relación de transformación y los valores de impedancia deben estar claramente marcados en cantidades reales, es decir, voltios y ohmios.

c) Dibuje el circuito equivalente por fase en por unidad del banco de transformadores trifásicos usando las siguientes bases.

Lado izquierdo: S_B = 300 MVA (trifásico) V_{B1} = 66,395 kV (línea a neutro)

Lado derecho: S_B = 300 MVA (trifásico) V_{B2} = 7,2 kV (línea a neutro)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

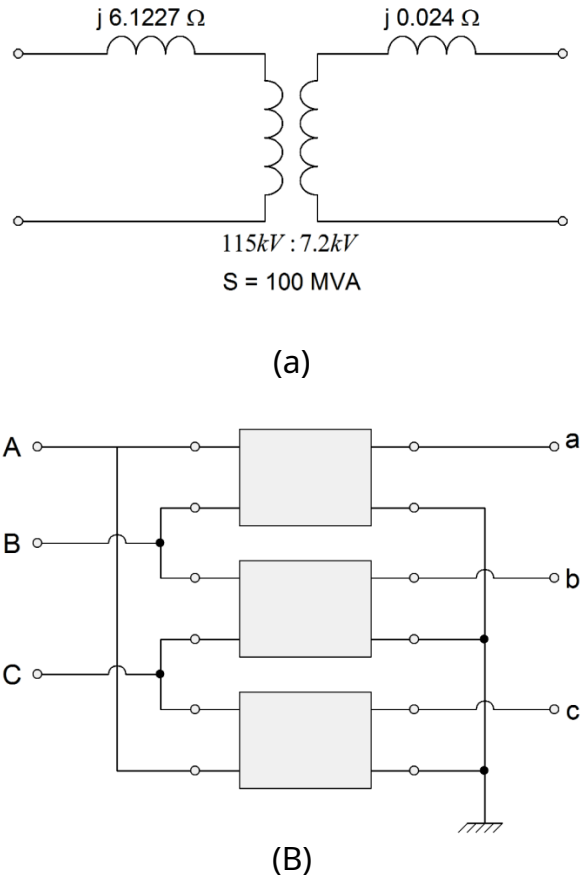


Figura E3.7: Construcción de un banco de transformadores trifásicos
(a) Modelo de circuito de transformador monofásico, (b) Conexiones trifásicas. Cada bloque representa el Transformador monofásico de (a)

Solución: El circuito equivalente de la figura E3.7a se puede modificar haciendo referencia a la impedancia de fuga de j6.6125 ohmios en el lado derecho. Al hacerlo, el modelo de transformador trifásico se vuelve idéntico al circuito de la figura 3.11 con

$$Y \quad \frac{1}{j0{,}048\ ohmios} \quad j20.8333\ S \quad y \quad a \quad \frac{7.2}{115{,}0} \quad 0.0626$$

a) Utilizando los resultados de la sección anterior, el circuito equivalente de secuencia positiva del transformador se muestra en la Figura E3.7a.

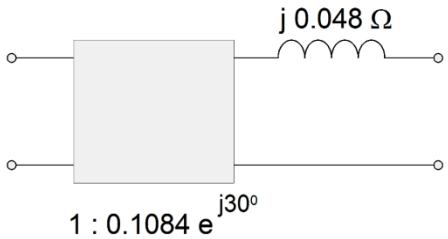


Figura E3.7a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

b) Refiriéndose a la impedancia en el lado izquierdo, se obtiene el circuito equivalente de secuencia positiva de la Figura E3.7b.

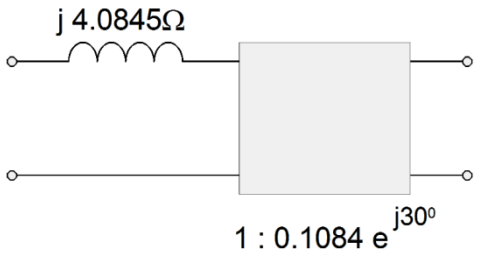


Figura E3.7b

c) La impedancia base en el lado izquierdo es:

$$Z_{B1} \quad \frac{V_{B1}^2}{S_{B1}} \quad \frac{115^2}{300} \quad 44.0833 ohmios$$

El valor unitario de la impedancia es:

$$Z_{1tu} \quad \frac{j4.0845}{44.0833} \quad j0.0927$$

La relación de transformación por unidad es:

$$1: 0{,}1084 mi_{j30^0} \quad 1 / 66.395: 0.1084 mi_{j30^0} / 7.2 \qquad 1: 1 mi_{j30^0}$$

Por lo tanto, el circuito equivalente de secuencia positiva por unidad se muestra en la figura E3.7c. similar Se desarrolla el circuito de la figura E3.7d.

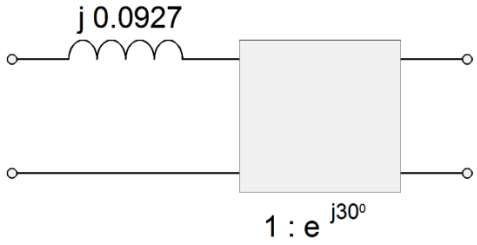


Figura E3.7c

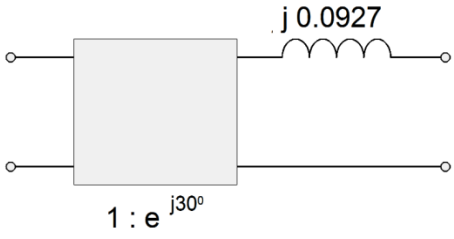


Figura E3.7d

3.4.4 Modelo de transformador para cálculos de corriente de irrupción

Los transformadores se fabrican normalmente con núcleo de hierro. Los transformadores de núcleo de hierro exhiben no linealidades siempre que el núcleo de hierro está saturado. El núcleo de hierro de un transformador se puede representar con un inductor no lineal y una resistencia no lineal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

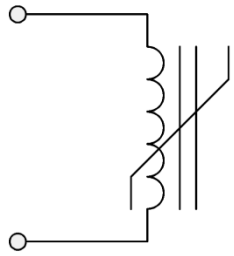


Figura 3.31: Símbolo esquemático de un inductor saturable

Las ecuaciones que describen un núcleo de hierro típico representado con un inductor saturable son:

$$I_1(t) \quad I_0 \left| \frac{(t)}{0} \right|^{norte} \text{firmar}(\ (t)) \tag{3,1}$$

$$I_2(t) \quad I_0 \ 0 \left| \frac{(t)}{} \right|^{norte} \text{firmar}(\ (t)) \tag{3,2}$$

$$0 \quad v_1(t) \quad v_2(t) \qquad \frac{D\ (t)}{dt}$$

El modelo anterior proporciona la corriente eléctrica necesaria para soportar el flujo magnético del transformador.

La pérdida del núcleo es una función de la frecuencia y el flujo magnético. Específicamente, la pérdida del núcleo consiste en la pérdida por histéresis y la pérdida por corrientes parásitas. Las ecuaciones aproximadas para estas pérdidas son:

Pérdida de histéresis:

$$PAG_h \quad a_h \text{pensión completa}^{\text{max},} \quad 1,7$$

Pérdida por corrientes de Foucault:

$$PAG_{mi} \quad a_{mi} \text{pensión completa}^{2} \text{max}$$

dónde a_h y un_{mi} son constantes, B_{max} es la máxima densidad de flujo magnético en el núcleo.

3.4.5 Modelo de transformador para altas frecuencias

A frecuencias muy altas, un transformador de potencia se comporta de manera bastante diferente. Por ejemplo, a altas frecuencias, el núcleo de hierro del transformador no responderá al campo de cambio muy rápido y no logrará una magnetización completa. Además, las pérdidas del núcleo serán muy elevadas. Más allá de una cierta frecuencia, la respuesta del núcleo de hierro será inexistente hasta el punto de que el núcleo se puede descuidar. En este caso, la bobina del transformador se puede modelar como una inductancia distribuida y

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

capacitancia, los parámetros de estos componentes determinados por la bobina sola. El modelado de transformadores a altas frecuencias está más allá del alcance de este libro.

3.5 Modelado de generador

Los generadores son dispositivos muy complejos que exhiben un comportamiento bastante complejo. Los primeros generadores producen armónicos en condiciones normales de funcionamiento debido a la construcción de los devanados. Además, el generador presenta diferentes impedancias a lo largo de sus ejes directo y en cuadratura. Esto hace que la interacción del generador con la red sea bastante compleja cuando las formas de onda están distorsionadas.

Los modelos de generadores para el análisis de frecuencia de energía se pueden clasificar en tres categorías según el período de tiempo de interés. Para fenómenos de corta duración (típicamente dos ciclos), el modelo de generador apropiado es el llamado modelo subtransitorio. Para períodos de mayor duración (normalmente medio segundo), el modelo de generador apropiado es el modelo transitorio. Finalmente, para largos períodos de tiempo (o estado estacionario), el modelo apropiado es el modelo sincrónico. Como ejemplo, la Figura 3.32 ilustra el modelo transitorio de secuencia positiva del generador. Tenga en cuenta que el generador presenta un valor de impedancia diferente a lo largo del eje dy diferente a lo largo del eje q.

Una forma simplificada de modelar un generador en presencia de distorsión de la forma de onda es considerar las impedancias del generador al flujo de armónicos específicos. Para ello es conveniente analizar las corrientes eléctricas en armónicos y cada armónico en componentes de secuencia.

Las impedancias de la secuencia del generador son:

$$L_h \quad \frac{L_D'' \quad L_q''}{2}$$

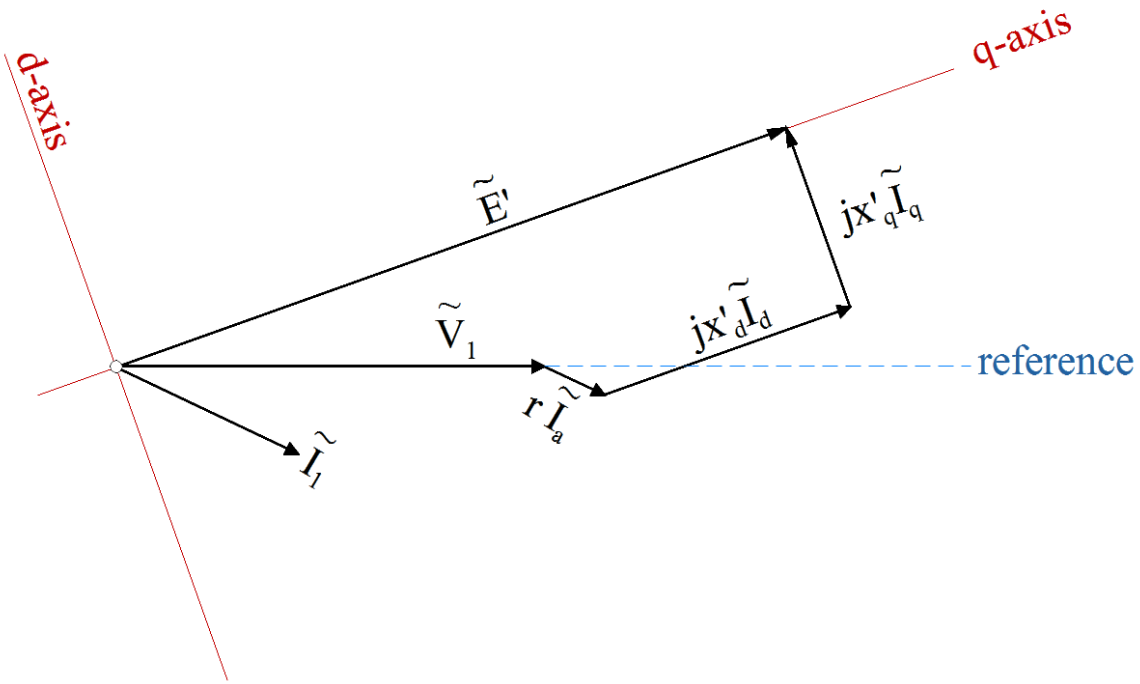
$$L_h \quad \frac{L_D'' \quad L_q''}{2}$$

$$L_h^0 \quad L_0$$

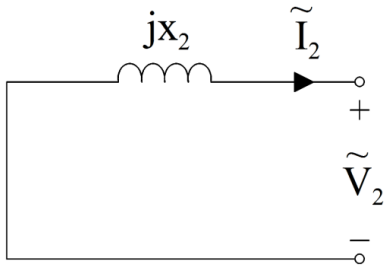
Es importante reconocer que las corrientes armónicas en la armadura de una máquina síncrona generarán un flujo magnético en el espacio de aire de la máquina. Por ejemplo, una secuencia positiva 5th

La corriente armónica generará un campo magnético giratorio en el entrehierro que girará a una velocidad igual a cinco veces la velocidad síncrona en la dirección de rotación del rotor. Del mismo modo, una secuencia negativa 5th La corriente armónica generará un campo magnético giratorio con una velocidad igual a cinco veces la velocidad síncrona pero en una dirección opuesta a la rotación del rotor. Finalmente una secuencia cero 5th La corriente armónica generará un campo magnético pulsante. Estos campos magnéticos generarán un par mediante el mismo mecanismo que en un motor de inducción. Este par de torsión muchos tiempos es perjudicial para la esperanza de vida de las máquinas síncronas.

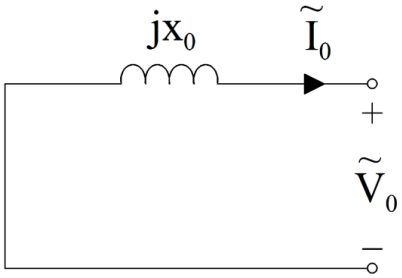
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)



(C)

Figura 3.32: Modelo transitorio de generador síncrono - Diagrama fasorial
(a) Diagrama fasorial de secuencia positiva, (b) Circuito equivalente de secuencia negativa, (c) Secuencia cero circuito equivalente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.6 Modelos de generación con interfaz de inversor

En las últimas dos décadas, hemos experimentado la penetración de la generación que se interconecta con la red eléctrica a través de inversores. Los sistemas más conocidos son los sistemas de turbinas eólicas y las plantas fotovoltaicas. Los modelos de estos sistemas son bastante complejos ya que involucran máquinas rotativas y electrónica de potencia. Como ejemplo, las figuras siguientes ilustran los sistemas de turbinas eólicas más comunes, denominados tipo 3 y tipo 4. La figura 3.33 muestra un sistema de turbina eólica que interactúa con la red eléctrica a través de un rectificador que rectifica la energía en CC y luego se convierte en CA de la frecuencia adecuada antes de conectarse a la red. El sistema tiene rectificación e inversión completa de toda la potencia generada por el aerogenerador / aerogenerador. Figura 3. 34 ilustra otro sistema que tiene el generador del sistema eólico conectado directamente a la red eléctrica y la frecuencia se controla con un conjunto de rectificador / inversor conectado al devanado del rotor de una máquina de inducción de doble alimentación. A medida que cambia la velocidad de rotación del sistema de turbina / generador eólico, la frecuencia de los devanados del rotor cambia de tal manera que las corrientes y tensiones del inducido son de la frecuencia de agarre.

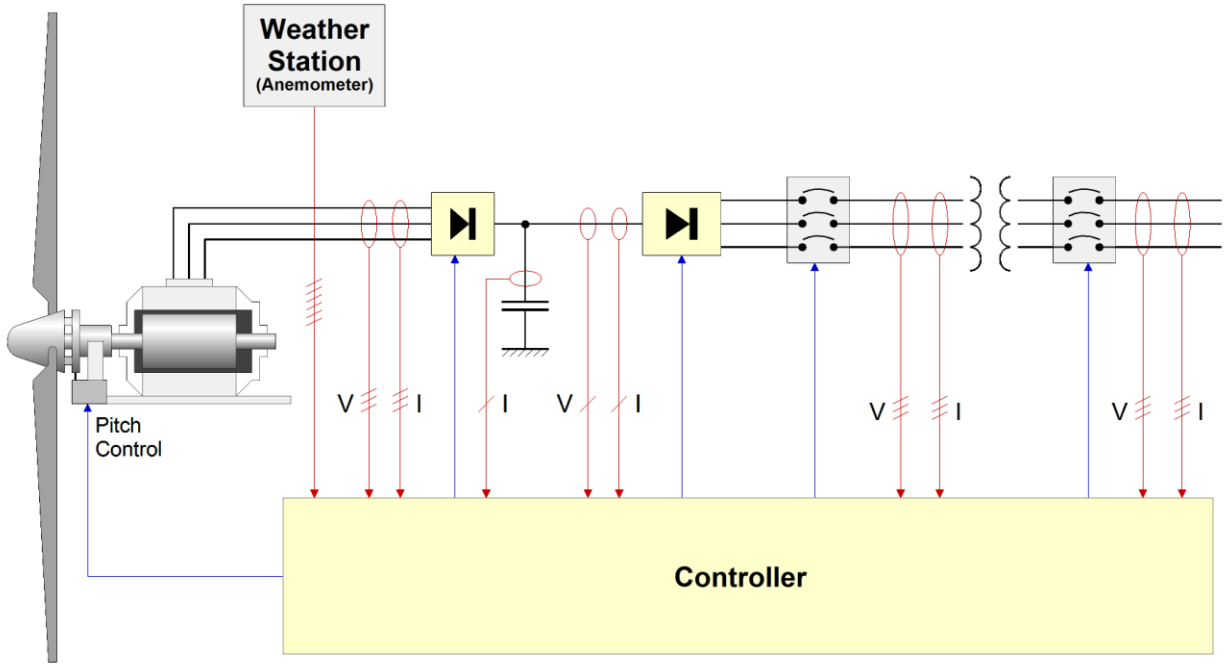


Figura 3.33: Sistema de turbina AWind con rectificación e inversión completas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

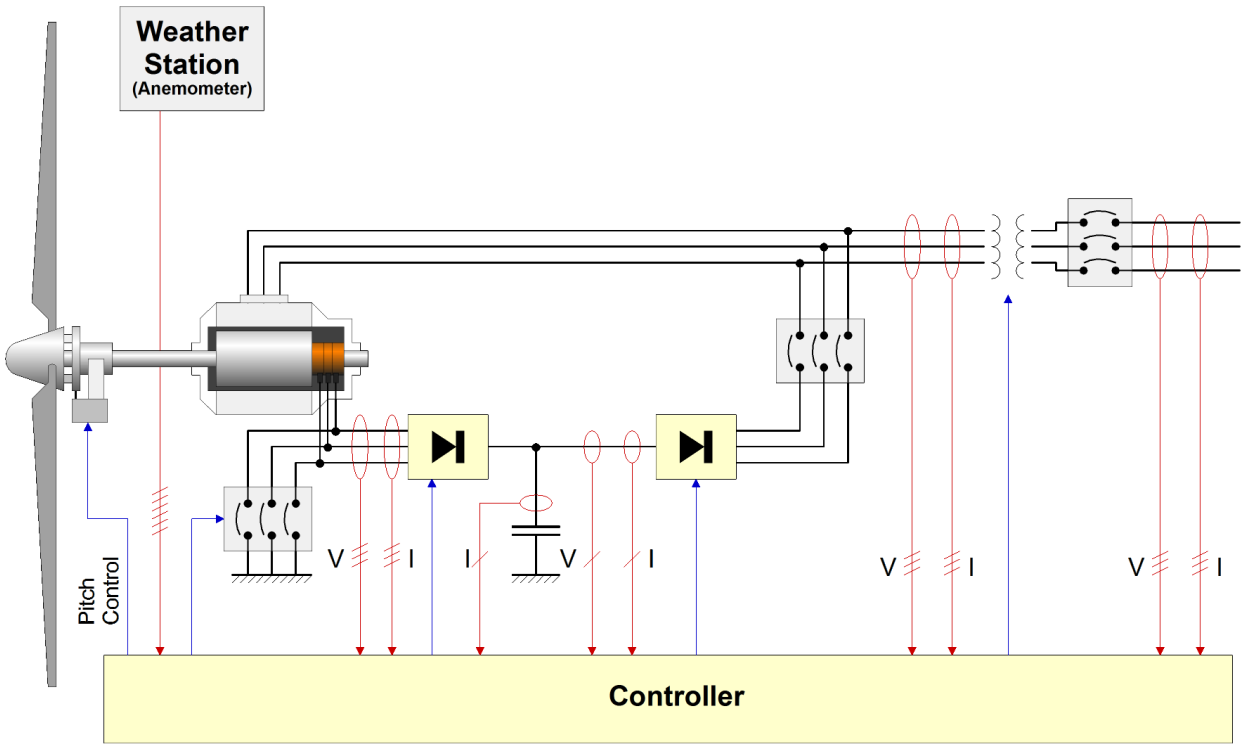


Figura 3.34: Sistema de turbina AWind con máquina de inducción de doble avance y Control de bobinado del rotor

3.7 Modelado de carga eléctrica

Las cargas eléctricas han experimentado un cambio dramático en los últimos años. La razón de estos cambios es la proliferación de nuevas tecnologías (especialmente electrónica de potencia) en el aprovechamiento de la energía eléctrica. Las cargas eléctricas consisten en una variedad de aparatos tales como motores de inducción tradicionales, variadores de velocidad, computadoras, rectificadores, iluminación fluorescente de balasto electrónico, atenuadores, impresoras, acondicionadores de aire, acondicionadores de energía, etc. Cada uno de estos tipos de carga tiene características específicas. En general, el modelo de carga a seleccionar depende de la aplicación prevista. Por ejemplo, para las aplicaciones tradicionales de flujo de potencia, la carga se modela como una carga de potencia constante, o una carga de corriente constante o una carga de impedancia constante o una combinación de estas. Hay algo racional para cada uno de ellos. Por ejemplo, un alimentador tradicional con muchas cargas diferentes tendrá un regulador de voltaje que mantiene un voltaje casi constante al inicio del alimentador, mientras que las condiciones pueden cambiar en otras partes del sistema. En este caso, la carga del alimentador será aproximadamente constante para un conjunto específico de clientes conectados al alimentador (ningún cliente entra y sale). Se pueden hacer argumentos similares para la corriente constante (cargas específicas) y las cargas de impedancia constante (generalmente sin regulación de voltaje). Debido a que un alimentador típico puede tener una variedad de cargas, ocasionalmente se usa una combinación de estos modelos, conocida como modelo ZIP (Z significa impedancia constante, I significa corriente constante y P significa potencia constante). Estos modelos son aproximaciones para el funcionamiento en régimen permanente del sistema. Durante los transitorios,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

presencia de reguladores de voltaje (los reguladores de voltaje son típicamente electromecánicos y tienen una respuesta retardada).

Aquí presentamos algunos ejemplos, como motores de inducción, atenuadores, fuentes de alimentación, iluminación fluorescente y convertidores.

3.7.1 Motores de inducción

La mayoría de las cargas eléctricas son motores eléctricos, normalmente dos tercios de las cargas eléctricas son motores eléctricos. Los motores eléctricos están dominados por motores de inducción. Se estima que alrededor del 50% al 60% de la carga eléctrica total consiste en motores de inducción. Los motores de inducción se comportan de una manera que afecta el funcionamiento en estado estable del sistema (por lo general, la potencia reactiva requerida depende de la magnitud del voltaje de tal manera que si se reduce el voltaje, el motor requerirá más potencia reactiva que provocará una mayor reducción del voltaje y posiblemente inestabilidad de voltaje). También afectan la respuesta transitoria del sistema, ya que cualquier transitorio puede resultar en una reducción de la velocidad del motor que altera las características del motor. En este caso, los transitorios electromecánicos se vuelven muy importantes para determinar la respuesta del sistema. En cualquier caso, los motores eléctricos afectan la estabilidad del sistema, así como las prácticas de protección de relés.

El tema de modelar la dinámica de la carga, que en su mayor parte depende de motores eléctricos, es un tema de intensa investigación. En esta sección examinamos las principales características de los motores de inducción con énfasis en el impacto en las funciones de protección.

Los diseños de motores de inducción más conocidos son los diseños NEMA A, B, C y D. Por supuesto, en los últimos años se han desarrollado muchos diseños nuevos hasta el punto en que tenemos una gran cantidad de diseños. Por simplicidad, deberíamos discutir los diseños estándar A, B, C y D. Un modelo equivalente que captura con bastante precisión las características de los diseños estándar se muestra en la Figura 3.x en términos de los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero del modelo. motor de inducción (o generador).

En la Figura 3.x, el subíndice s se refiere al estator, el subíndice r se refiere al rotor y los subíndices 1, 2 y 0 se refieren a la secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente. En términos de conversión de energía, la cantidad de energía consumida por las resistencias dependientes de la velocidad es igual a la cantidad de energía transformada de eléctrica a mecánica (o viceversa si la máquina opera como un generador).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

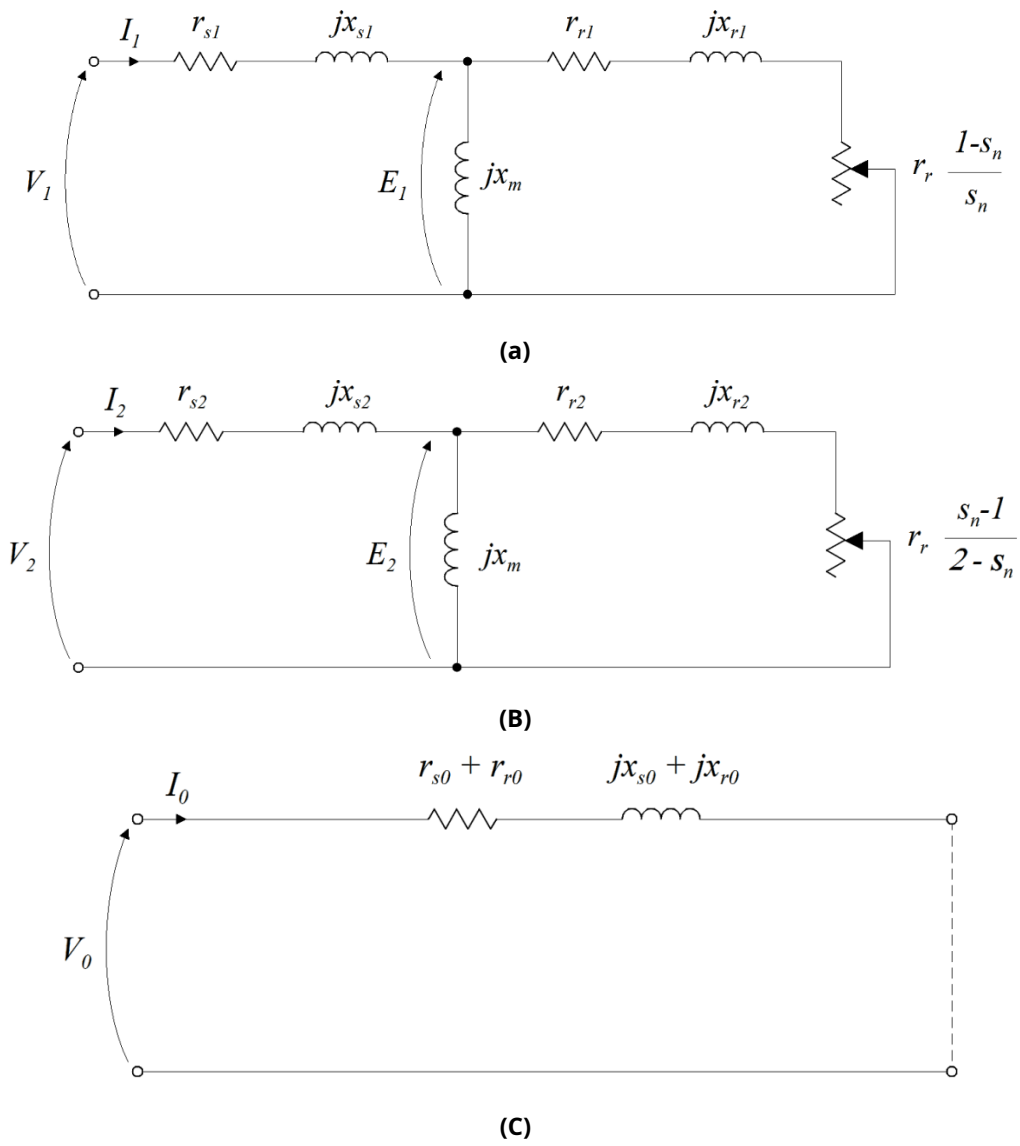


Figura 3.35 Modelo de secuencia de diseños de máquinas de inducción estándar.

(a) secuencia positiva, (b) secuencia negativa, (c) secuencia cero

3.7.2 Modelado de inversor / rectificador

Uno de los dispositivos más comunes en los sistemas de energía es el convertidor. El convertidor es un dispositivo basado en un interruptor electrónico que convierte la energía eléctrica de una forma a otra mediante operaciones de conmutación. Los convertidores pueden funcionar como rectificadores (CA a CC) o como inversores (CC a CA) o como convertidores generales (CA a CA). El número de diseños de convertidores es enorme. Por razones prácticas, limitamos la discusión y presentación a un diseño específico. Se anima al lector a consultar libros que se centren en el modelado de inversores.

Para aplicaciones de alta potencia, a menudo se usa un diseño de convertidor de seis válvulas. La Figura 3.z ilustra la topología del convertidor de seis válvulas. Consta de seis conmutadores implementados mediante SCR. Cada

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El SCR está protegido por un circuito amortiguador RC que reduce el voltaje transitorio en cada SCR durante la transición del estado conductor al no conductor. Una operación de convertidor de seis pulsos se caracteriza por seis operaciones de conmutación por ciclo. Las topologías de convertidores de 12, 18 y 24 pulsos se obtienen conectando dos, tres o cuatro convertidores de seis válvulas en serie con las señales de control adecuadas y fuentes de A / C con desfase. La Tabla 3.2 muestra los valores típicos de los armónicos de forma de onda de corriente (en por unidad) generados por convertidores de 6 pulsos, 12 pulsos, 18 pulsos y 24 pulsos. Tenga en cuenta que los niveles de armónicos están disminuyendo con topologías de pulso más altas.

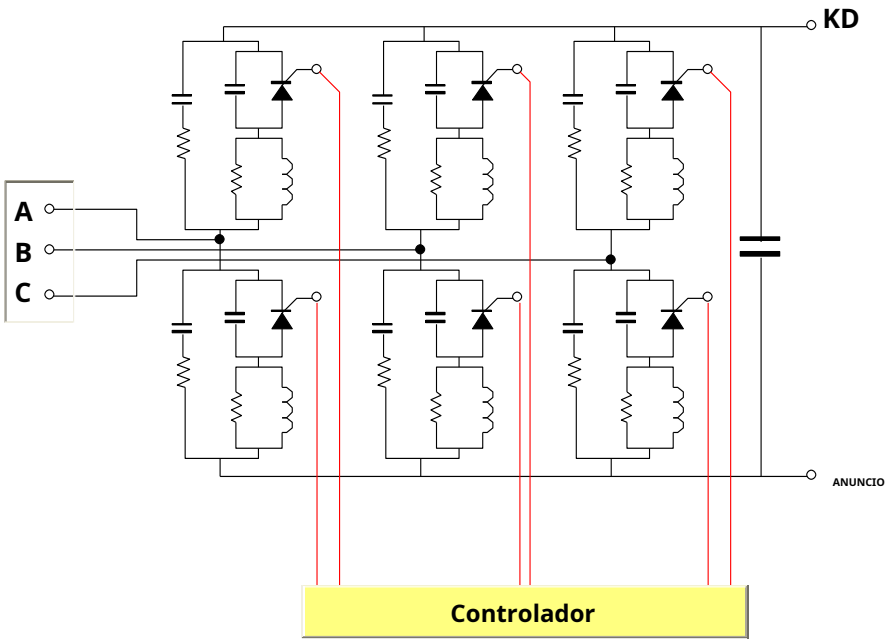


Figura 3.36: Estructura genérica de un convertidor

Modelo de promediado: Para el modelo de promediado del convertidor de dos niveles, presentamos ecuaciones equivalentes del convertidor de dos niveles en representación fasorial. Las ecuaciones del modelo son:

Las ecuaciones de estado externo son:

$$\tilde{I}_a \quad jB\,(V_a \ \tilde{m}i_{a)}\ \tilde{} \qquad (0,1)$$

$$\tilde{I}_B \quad jB\,(V_B \ \tilde{m}i_{B)}\ \tilde{} \qquad (0,2)$$

$$\tilde{I}_C \quad jB\,(V_C \ \tilde{m}i_{C)}\ \tilde{} \qquad (0,3)$$

$$I_{KD}\ \ GRAMO\ V_{KD}\ U_{KD} \qquad (0,4)$$

$$I_{ANUNCIO}\ \ GRAMO\ V_{ANUNCIO}\ U_{ANUNCIO} \qquad (0,5)$$

La ecuación de equilibrio de poder real es:

$$0 \quad (VI\ V_{KD\ KD} \qquad {}_{ANUNCIO}\mathrm{I})_{ANUNCIO}\ \frac{I_{2_{ANUNCIO}}}{GRAMO}\ \frac{I_{2_{KD}}}{GRAMO}\ \mathrm{Re} \qquad \tilde{VI}\ \tilde{*}\ V\ \tilde{}\ \tilde{I}\ *\ V\ \tilde{}_{c}\ I\ \tilde{c}^{*} \qquad (0,6)$$

La ecuación de equilibrio de corriente continua es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$0 \quad GRAMO\ V_{KD}\ U_{KD} \quad GRAMO\ V_{ANUNCIO}\ U_{ANUNCIO} \tag{0,7}$$

La relación entre el voltaje de CC y los voltajes de CA es:

$$0 \quad 3\sqrt{mi_a}\left|\tilde{}\right| metro_a\ 0{,}707\ U_{KD}\ U_{ANUNCIO} \tag{0,8}$$

La ecuación de restricción para el índice de modulación es:

$$0 \quad metro_a\ 1 \tag{0,9}$$

Controlador alternativo (V, P): control de voltaje CC y control de potencia.

$$0 \quad 3\sqrt{mi_a}\left|\tilde{}\right| 0{,}707 U_{corriente\ continua.\max} \tag{0,10}$$

$$0 \quad U_{corriente\ continua.max}\ metro_a \quad V_{dc.ref} \quad U_{KD} V_{KD} \quad U_{AD}\ V_{ANUNCIO} \tag{0,9}$$

$$0 \quad PAG_{ref} \ \mathrm{Re}\ \tilde{VI}^{\tilde{}*}_{Automóvil\ club\ británico} \quad \tilde{V}_B\tilde{I}_B^{*} \quad \tilde{V}_C\tilde{I}_C^{*} \tag{0,10}$$

Los inversores pueden generar armónicos según su diseño. Para ejemplo de ancho de pulso Los inversores de modulación generan muy pocos armónicos y la mayoría a frecuencias más altas. Los inversores de pulso (6, 12, 18, etc. inversores de pulso) generan muchos más armónicos y armónicos de menor frecuencia. La Tabla 3.2 proporciona valores típicos de armónicos generados por inversores de pulsos.

Tabla 3.2: Valores típicos de armónicos generados (en pu)

Convertidor Pulsos	5TH	7 TH	11 TH	13 TH	17 TH	19 TH	23 RD	25 TH	THD
6	0,175	0,110	0,045	0,029	0,015	0,010	0,009	0,008	0,215
12	0,026	0,016	0,045	0,029	0,002	0,001	0,009	0,008	0,063
18	0,026	0,016	0,007	0,004	0,015	0,010	0,001	0,001	0,037
24	0,026	0,016	0,007	0,004	0,002	0,001	0,009	0,008	0.034

3.7.3 Fuentes de alimentación convencionales

Los dispositivos electrónicos obtienen energía de la red del sistema de energía, por lo general convierten CA en CC de bajo voltaje. Los circuitos utilizados para este propósito pueden clasificarse ampliamente como convencionales (también denominados *lineal)* y modo conmutado. Las fuentes de alimentación convencionales utilizan un circuito rectificador simple seguido típicamente por un condensador de filtro y, opcionalmente, un circuito regulador de voltaje lineal. En la Figura 3.37 se ilustra una fuente de alimentación convencional típica. El puente de diodos D1 conduce corriente cargando el condensador de filtro C1 siempre que el voltaje a través del condensador sea menor que el voltaje instantáneo de la fuente de CA que alimenta el circuito. Esto da como resultado la forma de onda actual *eso)* ilustrado en la Figura 3.38 (trazado rojo del gráfico). Tenga en cuenta que la duración y la amplitud de los pulsos de corriente, así como la ondulación del voltaje del condensador, dependen del valor de capacitancia del filtro y de la corriente de carga. Aumentar el tamaño del condensador da como resultado una ondulación de voltaje del condensador más baja, pero

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

también acorta el ancho del pulso de la corriente de entrada y aumenta su amplitud, aumentando así también el contenido armónico de la corriente de entrada.

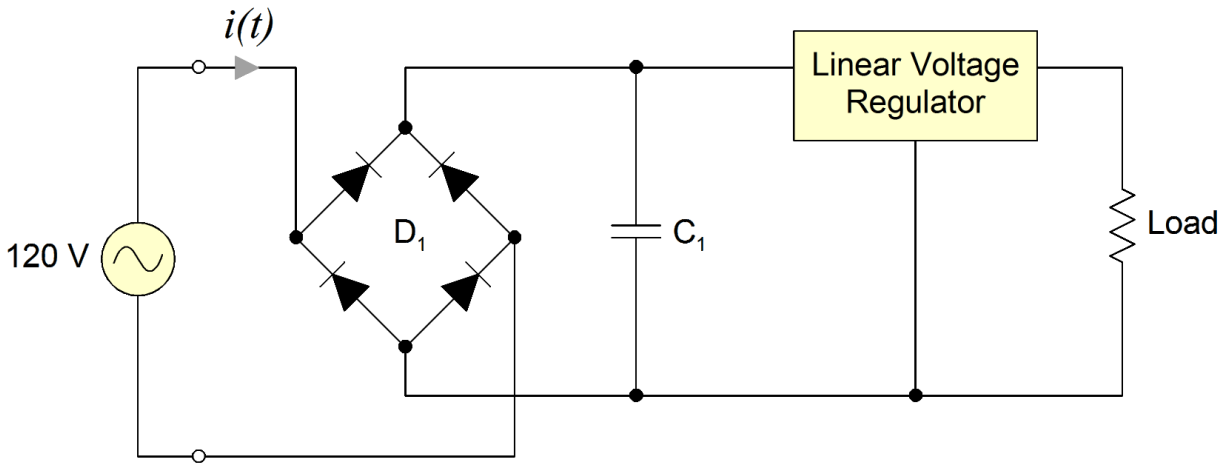


Figura 3.37: Diagrama del circuito de la fuente de alimentación convencional

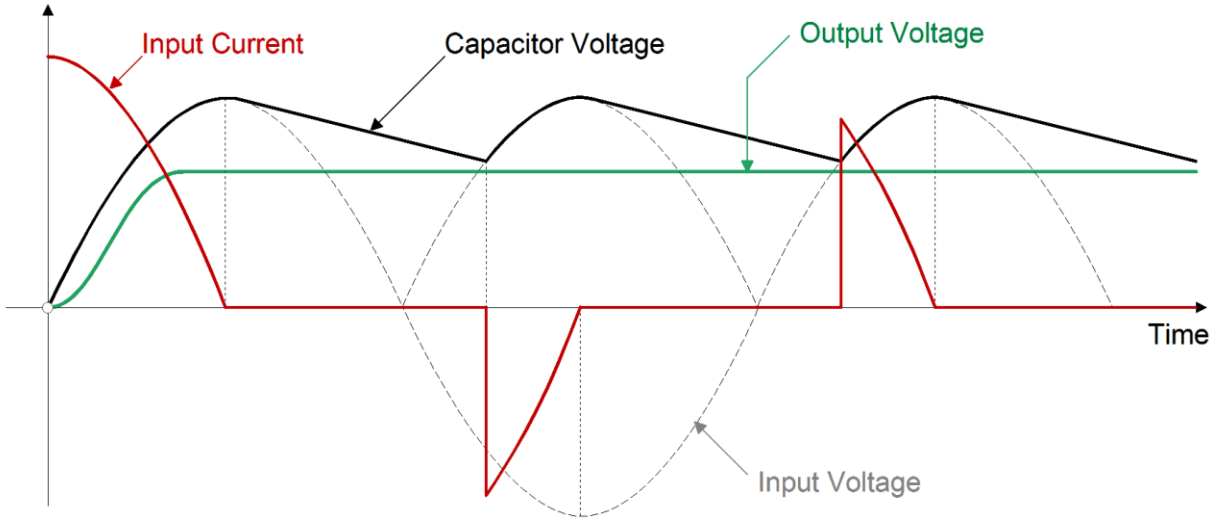


Figura 3.38: Voltaje de fuente de alimentación convencional y formas de onda de corriente

Para generar una tensión de salida constante, las fuentes de alimentación convencionales suelen incluir un regulador de tensión lineal. El regulador de voltaje lineal generalmente contiene un transistor de potencia en serie que agrega una pérdida de potencia significativa. Específicamente, el voltaje de ondulación (es decir, la diferencia entre el voltaje del capacitor y el voltaje de salida constante deseado) aparece a través de los terminales del transmisor del colector del transistor, mientras que la corriente a través del transistor es igual a la corriente de carga. Por lo tanto, la pérdida de potencia en el transistor es igual al producto del voltaje de ondulación multiplicado por la carga.

Actual.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los dispositivos electrónicos modernos a menudo incluyen fuentes de alimentación conmutadas en las que el regulador lineal se reemplaza por un regulador de conmutación. Los reguladores de conmutación controlan el voltaje de salida mediante esquemas de conmutación de alta frecuencia y pueden ser significativamente más eficientes y también más compactos que los reguladores lineales. Sin embargo, las fuentes de alimentación conmutadas pueden generar ruido electromagnético de alta frecuencia, provocando interferencias de radio.

3.7.4 Iluminación fluorescente

Las luces fluorescentes proporcionan una mayor eficiencia que las luces incandescentes y, por lo tanto, se han utilizado ampliamente en aplicaciones comerciales e industriales. El fluorescente convencional consiste en un tubo de vidrio que contiene vapor de mercurio. Dos electrodos ubicados en los extremos del tubo inician un arco de descarga a través del vapor de mercurio que produce luz ultravioleta. Una capa de fósforo dentro del tubo de vidrio convierte la luz ultravioleta en luz visible. El arco eléctrico se inicia y se extingue cada medio ciclo, lo que produce una forma de onda de corriente muy distorsionada. Un típico
La forma de onda de la corriente de luz fluorescente se ilustra en la Figura 3.39.

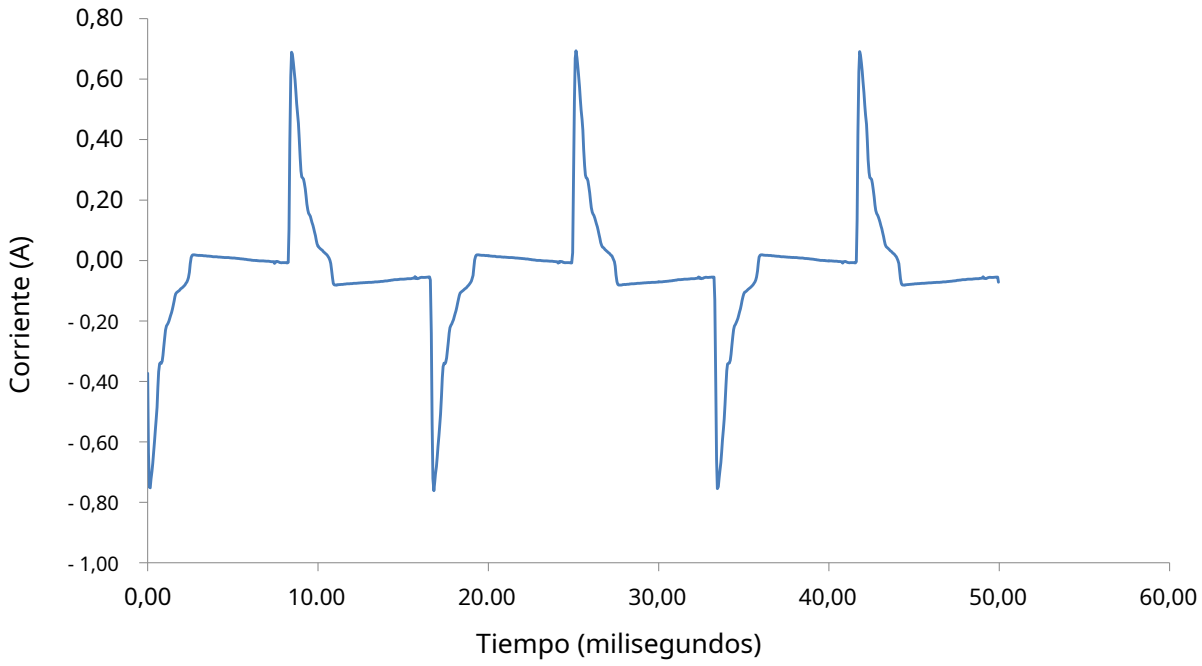


Figura 3.39: Forma de onda de la corriente de luz fluorescente

La iniciación del arco eléctrico en una luz fluorescente requiere un voltaje relativamente alto. Además, una vez que se inicia el arco, el voltaje a través del arco debe reducirse para limitar la corriente. Por lo tanto, las luces fluorescentes requieren hardware adicional que proporcione estas funciones conocidas como *circuito de lastre.*

En la Figura 3.40 se ilustra una luz fluorescente con un circuito de balasto convencional. El circuito contiene un interruptor de arranque que consiste en un interruptor bimetálico encerrado en un tubo de gas de neón. Cuando el

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

primero se aplica energía al circuito el interruptor de arranque está cerrado. Esto permite que la corriente eléctrica fluya a través de los filamentos de calentamiento que calientan el mercurio en vapor. Después de un breve retraso, la temperatura del elemento bimetálico aumenta y hace que se abra el interruptor de arranque. La corriente que fluye a través del inductor de balasto se interrumpe provocando un alto voltaje transitorio a través de los dos filamentos del calentador que enciende un arco eléctrico a través del vapor de mercurio. Tenga en cuenta que el inductor de balasto está en serie con el arco de mercurio, lo que proporciona una impedancia limitadora de corriente.

Los circuitos de balasto convencionales han sido reemplazados por "balastos electrónicos" que tienen varias ventajas sobre los balastos convencionales:

Proporcionar una operación más eficiente
Elimina el parpadeo de la luz fluorescente
Prolongar la vida de las luces fluorescentes
Son más ligeros y compactos que los balastos convencionales.

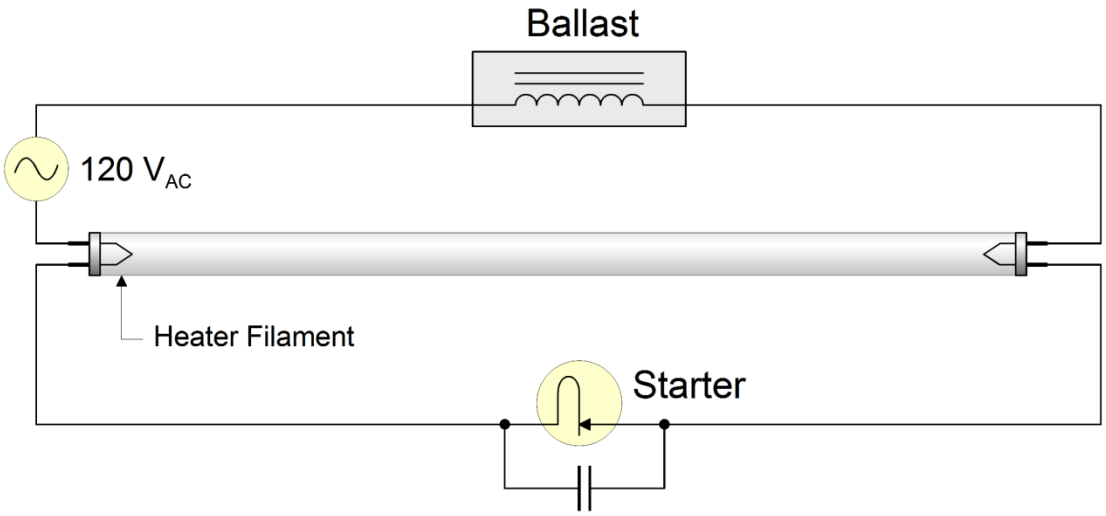


Figura 3.40: Circuito de balasto convencional de luz fluorescente

En la Figura 3.41 se ilustra un circuito de balasto electrónico básico. Consiste en circuitos inversores y rectificadores adosados. El inversor normalmente funciona a frecuencias del orden de 10 a 20 kHz. La alta frecuencia aplicada a través de los electrodos de luz fluorescente proporciona un arco continuo que elimina cualquier parpadeo y también aumenta la eficiencia de la salida de luz.

Actualmente se encuentra disponible una variedad de balastos electrónicos. Algunas implementaciones incluyen un controlador basado en microprocesador que proporciona métodos de arranque alternativos que no emplean los filamentos de calentamiento. También pueden ajustar la frecuencia y el voltaje aplicados para un funcionamiento óptimo a varias temperaturas, prolongando así la vida útil de la lámpara. Además, las implementaciones basadas en microprocesadores pueden realizar diagnósticos que detectan fallas en la lámpara, presencia de lámpara, etc. Además, las implementaciones avanzadas pueden incluir circuitos que reducen la entrada.
armónicos de corriente y proporcionan un factor de potencia cercano a la unidad.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Recientemente, se han desarrollado tecnologías compactas basadas en diodos fluorescentes y emisores de luz (LED) que producen dispositivos que reemplazan directamente las bombillas incandescentes. Estos dispositivos incluyen circuitos de interfaz electrónica dentro de la base de la bombilla. Tenga en cuenta que las luces LED proporcionan una eficiencia aún mayor y una vida útil más prolongada que las luces fluorescentes compactas. Tanto las luces fluorescentes compactas como las basadas en LED obtienen energía de la red de alimentación de CA a través de un rectificador. Por lo tanto, todos estos dispositivos dibujan formas de onda de corriente distorsionadas y, por lo tanto, generan varios niveles de armónicos de corriente. La figura 3.42 ilustra formas de onda de corriente típicas de dos tipos de LED basados
luces.

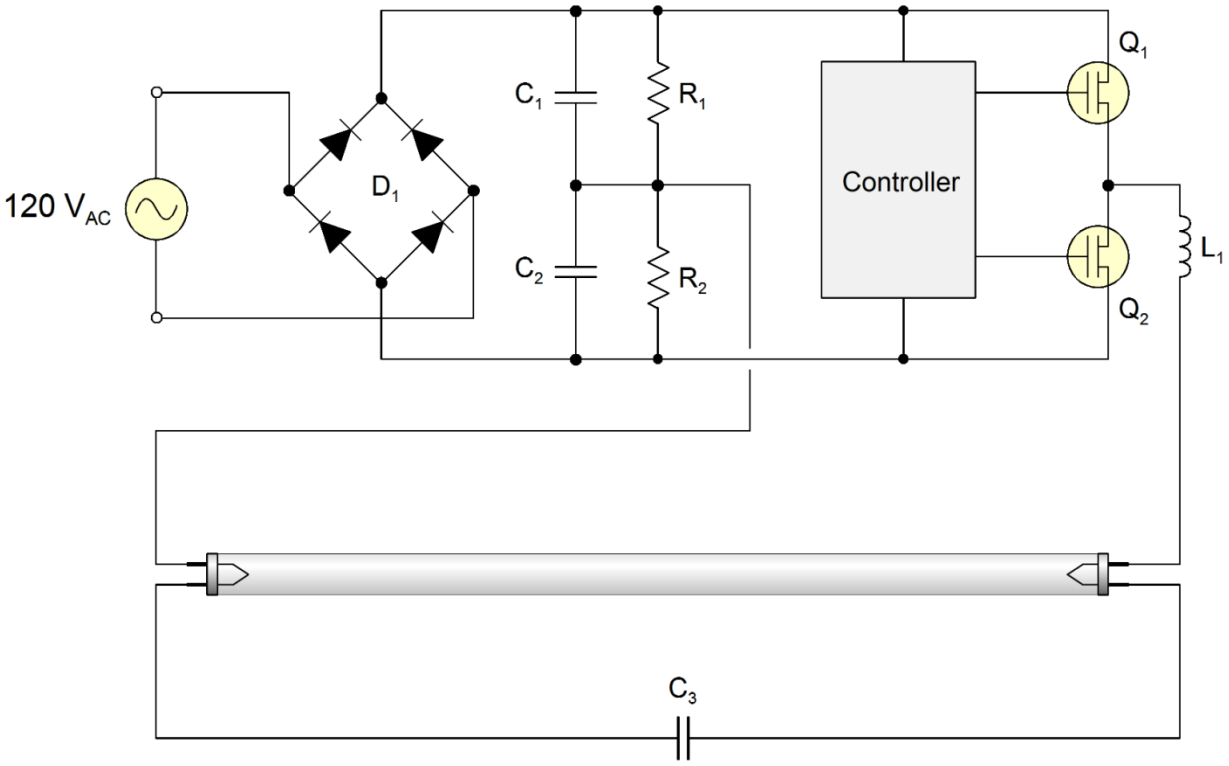
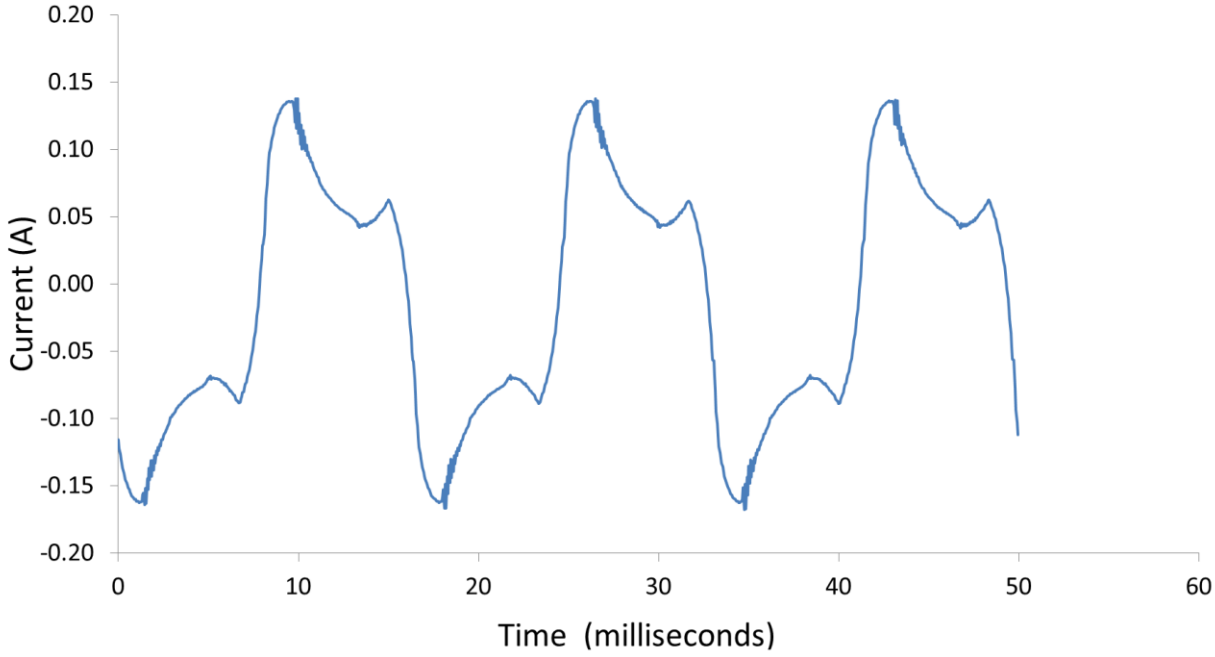
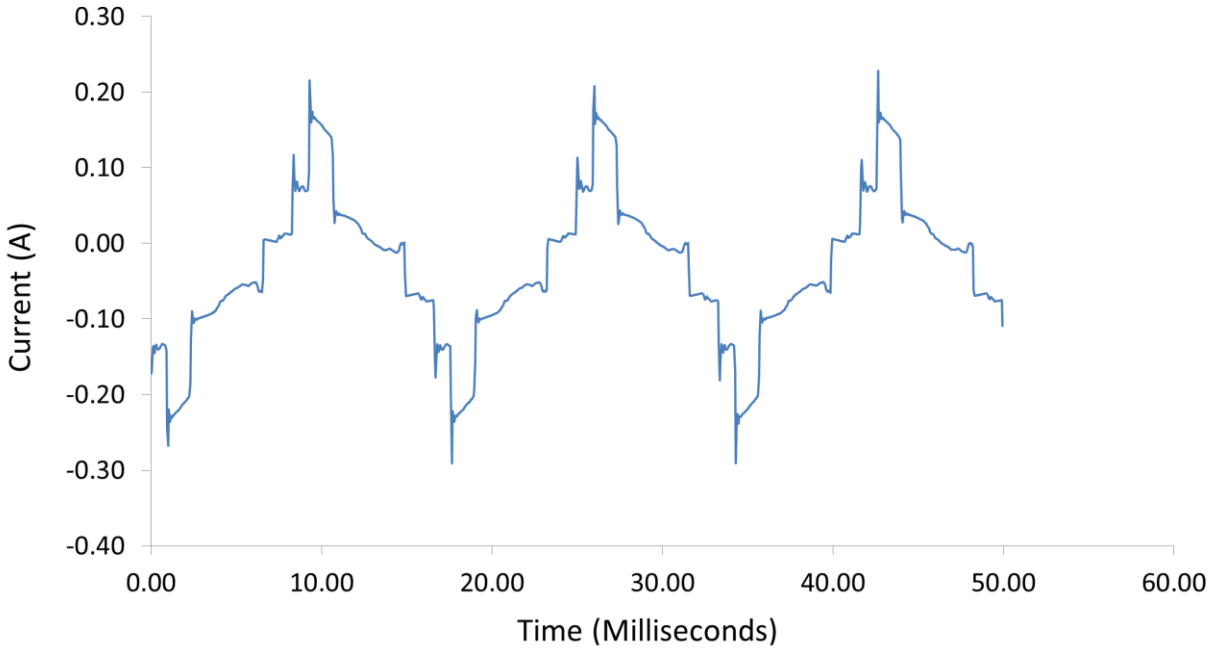


Figura 3.41: Circuito de balasto electrónico de luz fluorescente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)

Figura 3.42: Formas de onda de corriente de lámpara basadas en diodos emisores de luz

(a) Tipo no regulable, (b) Tipo regulable

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.7.5 Atenuadores

Existe una gran variedad de productos que proporcionan control del nivel de potencia de los electrodomésticos mediante electrónica de potencia. Específicamente, estos dispositivos utilizan conmutaciones repetitivas para controlar la salida de energía de varios aparatos, como ventiladores, calentadores, accesorios de iluminación, etc. Normalmente, la energía se enciende y apaga cada medio ciclo para que el dispositivo esté conectado a la fuente de alimentación para sólo una cierta porción de cada medio ciclo. Nos referimos a estos dispositivos como atenuadores ya que su principal aplicación es controlar la salida de luz de los dispositivos de iluminación.

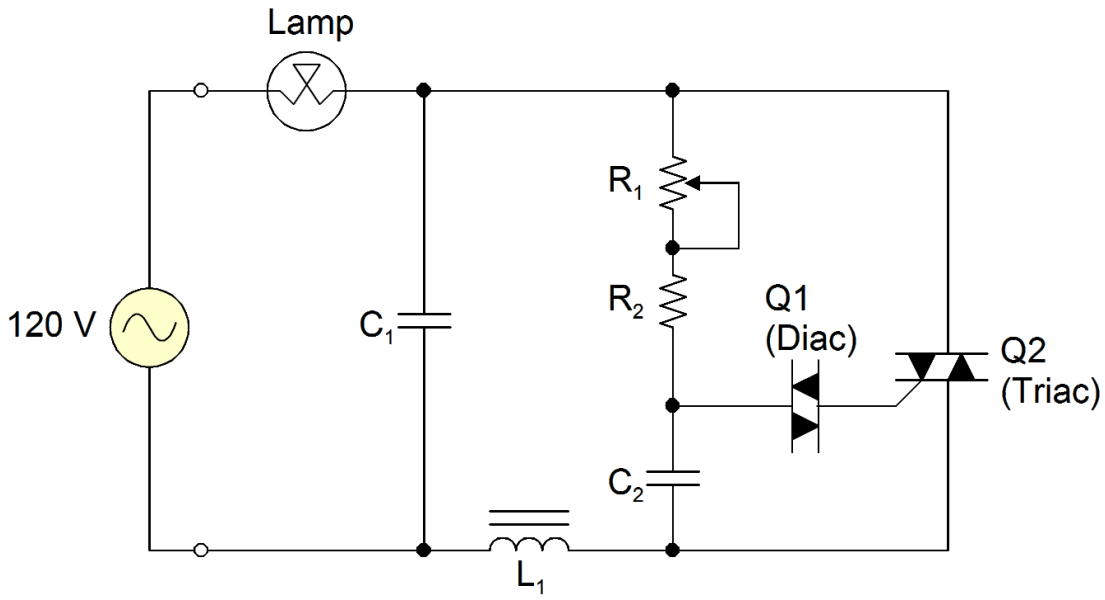
En la Figura 3.43 se ilustra un circuito atenuador de luz incandescente típico y la forma de onda de corriente eléctrica resultante. El circuito contiene un triac (Q2) que se enciende después de un cierto retraso desde el cruce por cero de la forma de onda. El tiempo de retardo se controla con el potenciómetro R_1. Al aumentar el ángulo de retardo, se reduce el valor RMS de la corriente. Dependiendo de
retardo seleccionado la forma de onda actual contendrá ciertos niveles armónicos, con la distorsión armónica total generalmente aumentando con el ángulo de retardo. El condensador C1 y el inductor L1 proporcionan una función de filtrado que reduce los niveles de armónicos. Los niveles de armónicos actuales para varios ángulos de retardo, sin tener en cuenta el efecto del filtro de armónicos, se muestran en la Tabla 3.3.

Dependiendo de la calidad del diseño del filtro, estos circuitos de atenuación simples pueden generar niveles armónicos significativos y pueden resultar en interferencias de radio y televisión. Hay disponibles circuitos de atenuación más avanzados (a un costo más alto) que generan niveles de armónicos muy bajos, basados en técnicas de modulación de ancho de pulso y conmutación de alta frecuencia.

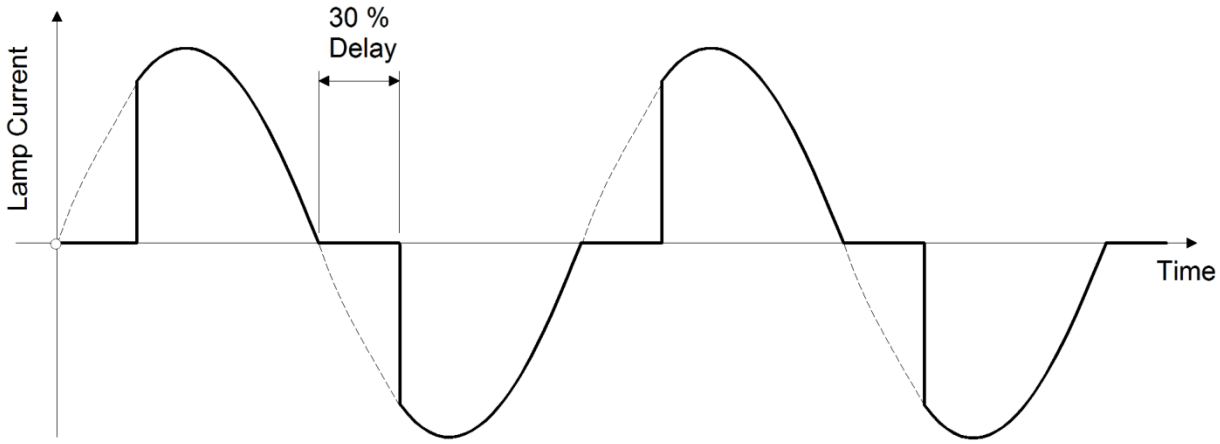
Tabla 3.3: Armónicos típicos generados por atenuadores de luz

Demora Ángulo	1st (%)	3rd (%)	5th (%)	7th (%)	9th (%)	11th (%)	13th (%)	15th (%)
10	1,00	0,83	0,82	0,81	0,79	0,77	0,74	0,71
30	1,00	8.00	7,10	5,89	4.57	3.32	2,37	1,91
50	1,00	22,6	15,8	9,10	5.75	5.60	5,06	3,86
70	1,00	46,9	22,1	13,0	12,6	8.58	7.84	7.02

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)

Figura 3.43: Ejemplo de atenuador de luz

(a) Diagrama de circuito, (b) Forma de onda de la corriente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.8 Ejemplos de aplicación

Esta sección presenta algunos ejemplos de aplicación de los modelos descritos en este capítulo.

3.8.1 Corrientes de irrupción durante la activación del transformador

Para ser agregado.

3.8.2 Rendimiento del transformador durante el flujo de corriente continua en neutro (inducido geomagnéticamente)

Para ser agregado.

3.8.3 Corrientes armónicas en transformadores convertidores

Para ser agregado.

3.8.4 Tensión inducida en conductores / líneas eléctricas paralelas

Los conductores colocados en paralelo a las líneas eléctricas están sujetos a voltajes inducidos. El nivel de los voltajes se puede calcular con los modelos desarrollados hasta ahora. Específicamente, el voltaje en un conductor paralelo a una línea eléctrica (cable telefónico, cerca, etc.) viene dado por

$$\tilde{V}_t \qquad z_{tk}\tilde{I}_k$$
$$k$$

La impedancia mutua z_{tk} se puede calcular con cualquiera de los tres modelos presentados anteriormente. El procedimiento se demostrará con un ejemplo.

Ejemplo E3.8: Considere una línea aérea de transmisión trifásica de 25 kV. Una línea telefónica (par de cables) es paralela a la línea eléctrica a una distancia de una milla. La posición relativa de la línea eléctrica y la línea telefónica se ilustra en la Figura E3.8. La línea eléctrica lleva la siguiente electricidad corrientes.

$$I_{a\,(}t) \quad 2\sqrt{2}00\cos t \quad 25\sqrt{0}\cos(5\,t \quad 10_{0}) \quad 240\sqrt{\cos}\,(7\,t \quad 30_{0})$$
$$I_{B\,(}t) \quad 2\sqrt{2}00\cos t \quad 120_{0})$$
$$I_{C\,(}t) \quad 2\sqrt{2}00\cos t \quad 240_{0}) \quad 250\sqrt{\cos}\,(5\,t \quad 250_{0}) \quad 240\cos\sqrt{}\,(7\,t \quad 210_{0})$$

2 60 segundos 1

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(a) Calcule la corriente eléctrica en el neutro (para simplificar, suponga que la corriente eléctrica en la tierra es cero).
(b) Calcule el voltaje inducido en la línea telefónica por unidad de longitud.

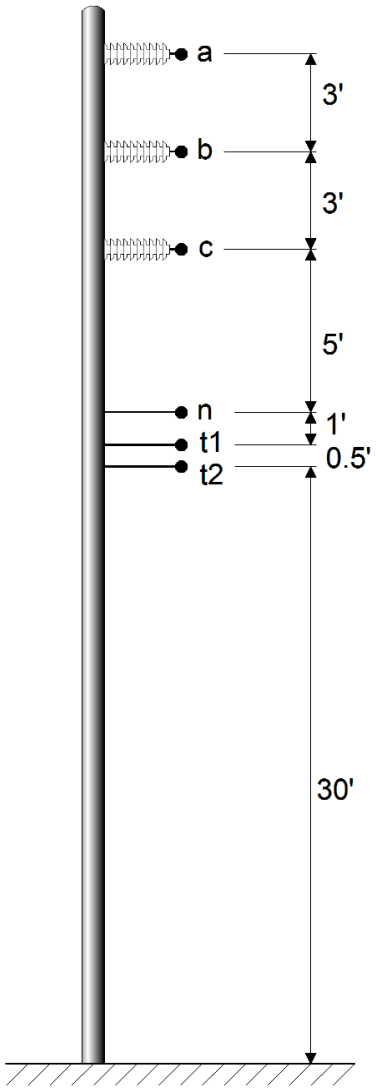


Figura E3.8: Una línea de comunicación suspendida en un poste de energía

Solución: (a) la corriente eléctrica en el neutro será la suma negativa de todas las corrientes:

$$I_{n(}t) \quad I_{a(}t) \quad I_{B(}t) \quad I_{C(}t) \quad 250\sqrt{}\cos(5\ t\ 130_{0)} \quad 240\cos\sqrt{}(7\ t\ 90_{0)}$$

(b) El voltaje inducido en el circuito telefónico se calcula por separado para cada armónico.

Fundamental:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{V}_{t1}\ V_{t2}\tilde{} \quad \frac{j}{2}\frac{12{,}0}{12{,}5}\text{en}\ 200\ \text{en}\ \frac{9.0}{9.5}\ 200mi_{j}{}^{120^0}\ \ \text{l}_{\text{norte}}\frac{6.0}{6.5}\ 200mi\ {}^{j240_0}\quad 0.521mi\ {}^{j40{,}6_0}\ mV/m$$

5th Armónico:

$$\tilde{V}_{t1}V\tilde{}_{t2}\quad \frac{j5}{2}\frac{12{,}0}{12{,}5}\text{en}\ 5_{0}mi_{j}{}^{10^0}\ \ \text{en}\ \frac{6.0}{6.5}\ 50mi^{j250_0}\ \ \text{en}\ \frac{1.0}{1{,}5}\ 50mi^{j130_0}\quad 6.535mi\ {}^{j66{,}35_0}\ mV/m$$

7th Armónico:

$$\tilde{V}_{t1}V\tilde{}_{t2}\quad \frac{j7}{2}\frac{12{,}0}{12{,}5}\text{en}\ 40mi^{j30^0}\ \ \text{en}\ \frac{6.0}{6.5}\ 40mi^{j210_0}\ \ \text{en}\ \frac{1.0}{1{,}5}\ 40mi^{j90^0}\quad 7.319mi\ {}^{j84{,}4_0}\ mV/m$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3.9 Problemas

Problema P3.1: Considere la línea aérea de transmisión trifásica ilustrada en la Figura P3.1. La línea está construida en un área que tiene una resistividad del suelo igual a 185 ohm.metros. Los conductores de fase son ACSR, BITTERN y los cables blindados son ALUMOWELD, 3 # 7AW. La resistencia, el radio medio geométrico y el diámetro de estos conductores se pueden obtener de las tablas.
y se proporcionan a continuación a 60 Hz.

ACSR, AMARGO: r 0.0729 *ohmios / milla, GMR* 0.04447 *pies,* D 1.345 *pulgadas*
ALUMOWELD, 3 # 7AW: r 4.420 *ohmios / milla, GMR* 0,002351 *pies, d* 0.311 *pulgadas*

(a) Para simplificar, descuide los cables blindados y calcule los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero de la línea por unidad de longitud. En otras palabras, calcule lo siguiente parámetros: *pos seq:* R_1, L_1, C_1 , *neg seq:* R_2, L_2, C_2 , *y cero seq:* R_0, L_0, C_0 .
Su respuesta debe estar en ohmios por metro, henries por metro y faradios por metro.

(b) Utilizando los parámetros de (a) calcule los circuitos de secuencia nominal positiva, negativa y cero equivalente a pi a 60 Hz. La longitud total de la línea es de 94,5 millas.

(c) Utilice el programa de computadora WinIGS para modelar esta línea y calcular el circuito equivalente pi de secuencia positiva, negativa y cero de la línea. Compare los resultados de la computadora con su resultados en la parte (b).

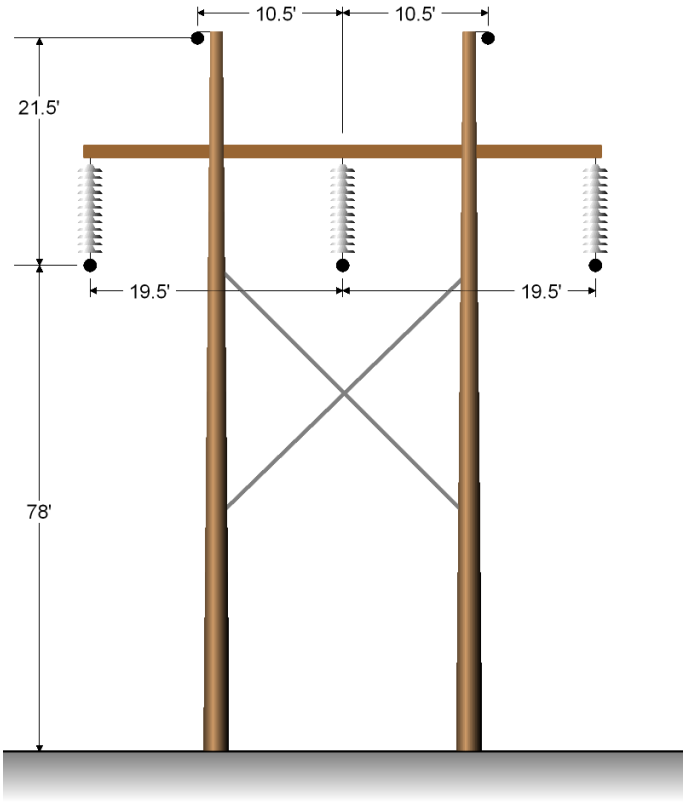


Figura P3.1

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: (a) Primero calculamos las matrices R, L y C:

$$r_c = 0{,}0729\ \Omega / mi = 45{,}3\ \mu\Omega / m,\ r_e = 0.00159f / 1609 = 59.29\ \mu\Omega / m$$

$$= [59{,}29 \times 10^{-6}\Omega /$$

$$\begin{matrix} 104{,}59 & 59{,}29 & 59{,}29 \\ 59{,}29 & 104{,}59 & 59{,}29 \\ 59{,}29 & 59{,}29 & 104{,}59 \end{matrix}$$

$$D_e = 2160\sqrt{\rho ie} = 3.792{,}84\ pies$$

$$= \frac{}{2}$$

donde D_{ij} = distancia i - j, y $d_{ii} = GMR_I$

$$= 2[5{,}27 \times 10^{-7}H /$$

$$\begin{matrix} 11.354 & 5.27 & 4.577 \\ 5.27 & 11.354 & 5{,}27 \\ 4.577 & 5.27 & 11.354 \end{matrix}$$

$$\rightarrow L_s = 2{,}27\ \mu H / m,\ L_m = 1{,}007\ \mu H / m$$

$$' = \frac{1}{2}$$

$$' = \frac{1}{2}[$$

$$\begin{matrix} 7.931 & 2.087 & 1.416 \\ 2.087 & 7.931 & 2.087 \\ 1.416 & 2.087 & 7.931 \end{matrix}]$$

$$= '^{-1} = 2[$$

$$\begin{matrix} 0.1373 & -0{,}0319 & -0{,}0161 \\ -0{,}0319 & 0{,}1428 & -0{,}0319 \\ -0{,}0161 & -0{,}0319 & 0.1373 \end{matrix}]$$

$$\rightarrow C_s = 7{,}74\ pF / m,\ C_m = -1{,}481\ pF / m$$

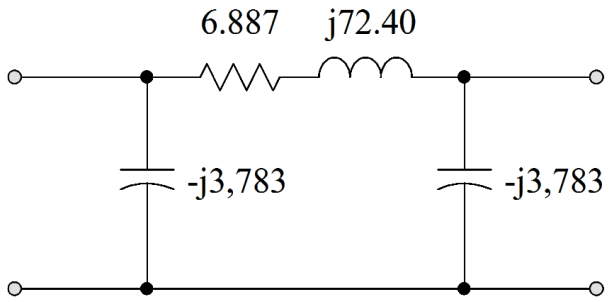
$$\rightarrow R_1 = R_2 = 45{,}3 \times 10^6\ \Omega / m,\ L_1 = L_2 = 1{,}263 \times 10^6\ H / m,\ C_1 = C_2 = 9.221\ pF / m$$

$$\rightarrow R_0 = 223{,}17 \times 10^6\ \Omega / m,\ L_0 = 4{,}2864 \times 10^6\ H / m,\ C_0 = 4.778\ pF / m$$

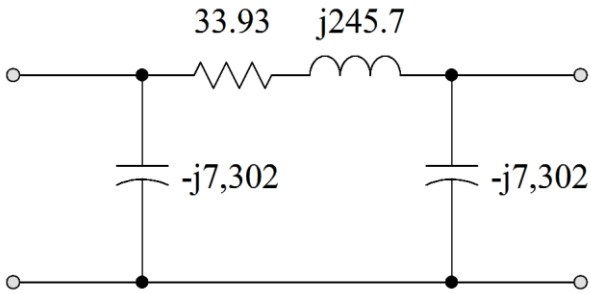
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(B)

Red de secuencia positiva o negativa



Red de secuencia cero



Problema P3.2: Los alambres de una cerca "corren" paralelos a una línea eléctrica como se ilustra en la Figura P3.2. Durante una determinada fase hasta la falla a tierra, las corrientes eléctricas en la línea de alimentación son las siguientes:

fase A: $\tilde{I}_a$ = fase B

insignificante: $\tilde{I}_b$ = fase C

insignificante: $\tilde{I}_c$ = 10,000 A

(a) Calcule la corriente de tierra.
(b) Calcule el voltaje inducido en voltios por metro en el alambre de la cerca F1. La resistividad del suelo es 100 metro.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

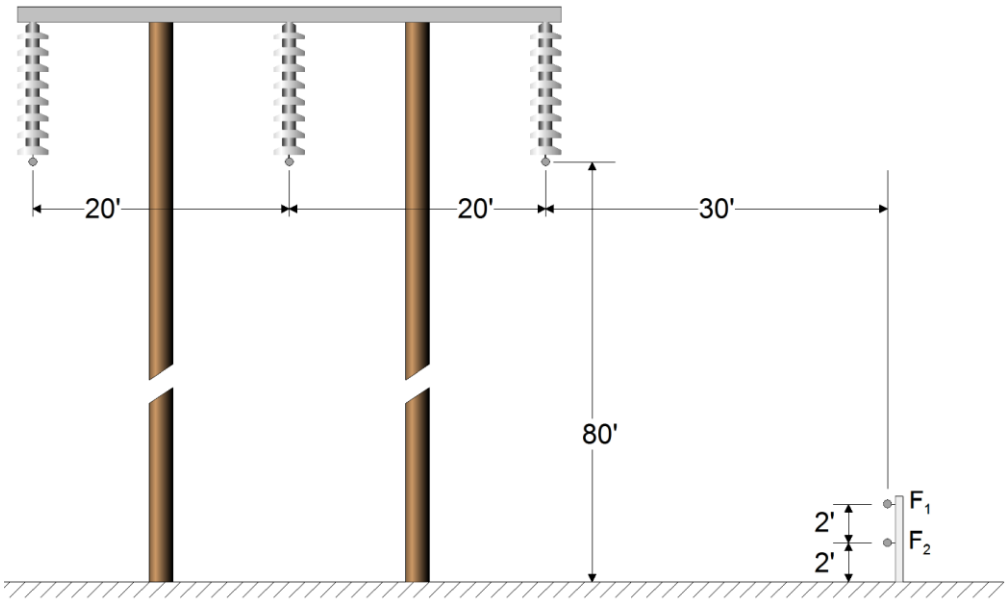


Figura P3.2

Solución:

(a) $\tilde{I}_{mi} \quad (\tilde{I}_a \quad \tilde{I}_B \quad \tilde{I}_C) \qquad 10 kA$

(B) $\tilde{V}_{F1} \quad j\frac{}{2}_C \tilde{I}$ en $\frac{D_{mi}}{D_{F1C}}$

dónde

$$D_{mi} \quad 2160\sqrt{\frac{100}{60}} \quad 2788.548 \; pie$$

$$D_{F1C} \quad 30\sqrt{\quad^2 \quad 76_2} \quad 81{,}7 \; pie$$

$$V_{F1C} \quad 377\,2\,10_7\,10_4 \text{ en} \qquad \frac{2788.548}{81{,}7} \quad 2{,}66 V/m$$

Problema P3.3: Considere la línea de transmisión trifásica de 60 Hz de la Figura P3.3. Los conductores de fase son ACSR con los siguientes parámetros:

Radio: 0,85 pulgadas

Radio medio geométrico: 0.059 pies

El cable de tierra está descuidado. La resistividad del suelo es de 135 ohm.metros. Calcule el positivo inductancia en serie de secuencia en Henries por metro.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

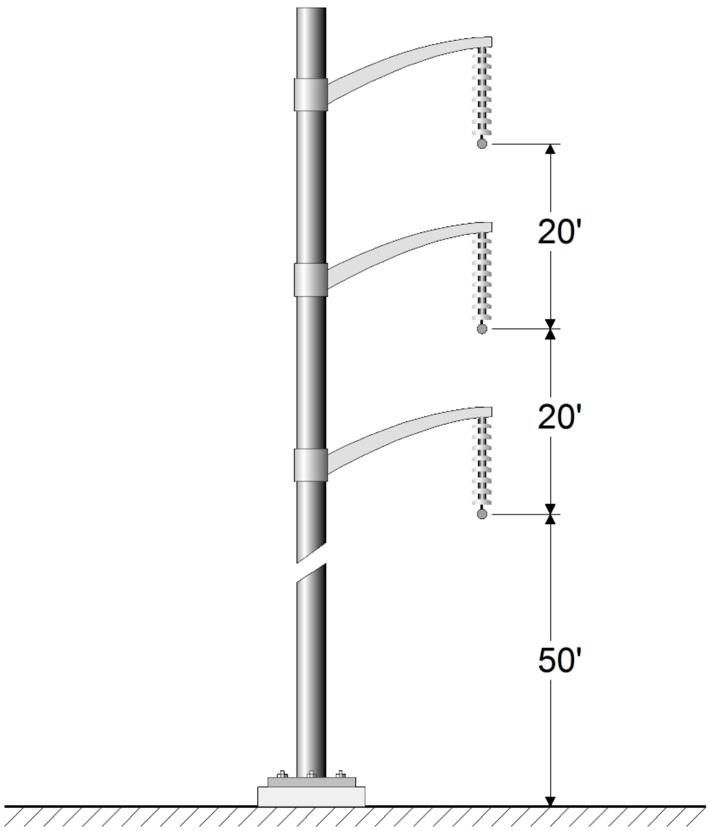


Figura P3.3

Solución: Primero se calcula la matriz de inductancia:

$$= \frac{-}{2} \left[\quad \right]$$

$= 2160\sqrt{} = 3240$, $d = 0{,}059$ pies, $d_{ab} = 20$ pies, $d_{ac} = 40$ pies, $d_{bc} = 20$ pies

$$\Longrightarrow \quad = 2 \times 10^{-7} \begin{bmatrix} 10{,}9135 & 5.0876 & 4.3944 \\ 5.0876 & 10{,}9135 & 5.0876 \\ 4.3944 & 5.0876 & 10{,}9135 \end{bmatrix}$$

$$\Longrightarrow L_1 = L_s - L_m = 1.211 \ \mu H / m$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P3.4: Considere la línea aérea de transmisión trifásica ilustrada en la Figura P3.4. Para simplificar, suponga que los conductores de fase de la línea son conductores sólidos de aluminio con un diámetro de 1.0 pulgada y una conductividad de 40,000,000 S / m.

(a) Calcule los circuitos de secuencia cero, negativa y positiva equivalente a pi para 60 Hz, 180 Hz y 540 Hz. La longitud de la línea es de 56,5 millas. Descuide los cables de tierra. La resistividad del suelo es de 225 ohmios-metros.

(b) Utilice el programa de computadora WinIGS para modelar esta línea y calcular el circuito equivalente pi de secuencia positiva, negativa y cero de la línea para 60 Hz, 180 Hz y 540 Hz.

Los cables de protección son ALUMOWELD. Compare los resultados de la computadora con los resultados del inciso a). Tenga en cuenta que un procedimiento descuida los cables blindados y el otro no.

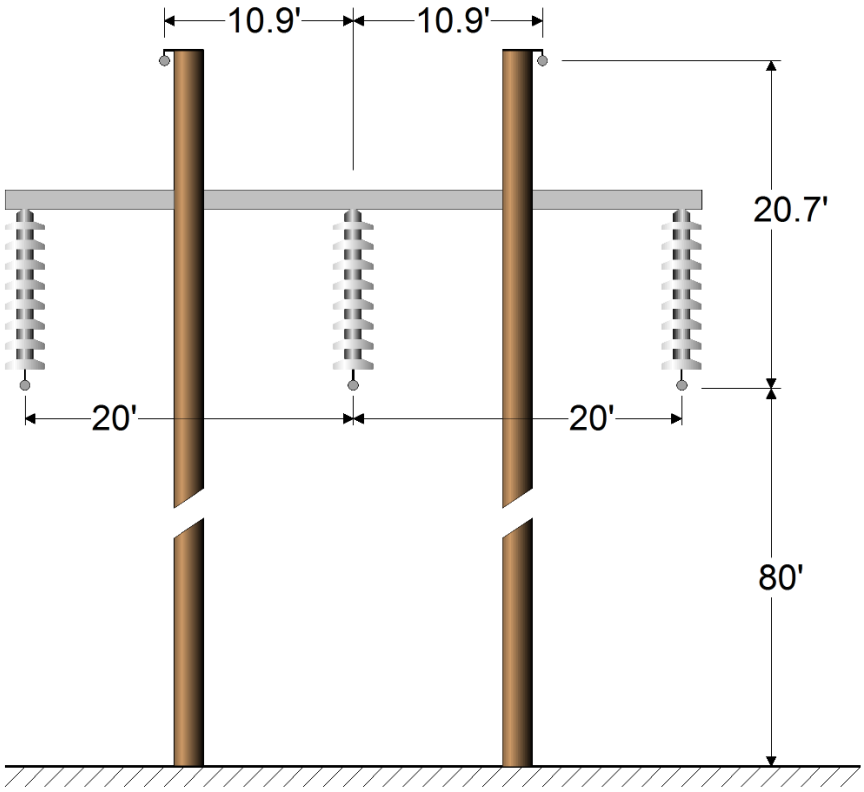


Figura P3.4

Problema P3.5: Considere una línea de energía trifásica de 480 V (línea a línea) que alimenta un rectificador. Suponga que el rectificador genera (a) corrientes de tercer armónico que son 42% de la secuencia fundamental y cero, (b) corrientes de quinto armónico que son 38% de la secuencia fundamental y positiva, y (c) corrientes de séptimo armónico que son 28% de la secuencia fundamental y negativa. La línea eléctrica consta de cuatro conductores de cobre sólido de 1,5 pulgadas de diámetro: trifásico conductores y un conductor neutro.

(a) Calcule la relación de resistencia $r_{C.A}/r_{\text{corriente continua}}$ para los armónicos tercero, quinto y séptimo.

(b) Calcule las pérdidas óhmicas de este circuito.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La conductividad del cobre es de 57.000.000 S / m.

Problema P3.6: Calcule la inductancia y la resistencia de un conductor de cobre sólido de 1,000,000 cm ubicado a 10 metros sobre un suelo de 100 ohmios en el rango de frecuencia de 1.0 a 420 Hz. Suponga que el conductor transporta las siguientes corrientes que regresan a través del suelo:

500 A de 60 Hz
50 A de 300 Hz y
50 A de 420 Hz.

Calcule las pérdidas óhmicas totales en vatios por metro. La conductividad del conductor de cobre es
= 54,000,000 S / m

Problema P3.7: Considere una línea de alimentación de 277 V (monofásica) que alimenta un rectificador. Suponga que el rectificador genera corrientes de tercer armónico que son el 58% de la fundamental. La línea eléctrica consta de dos conductores de cobre de 2 pulgadas de diámetro: un conductor de fase y un conductor neutro. La línea tiene 300 metros de largo.

En la condición de funcionamiento actual, la corriente de frecuencia fundamental del rectificador es de 850 amperios.

Calcule las pérdidas óhmicas en toda la longitud (300 metros) de la línea eléctrica.

La resistividad del cobre es: 1.8×10^{-8} ohmios-metros.

Problema P3.8: Considere la línea de distribución aérea trifásica ilustrada en la Figura P3.8. Los conductores de fase de la línea son conductores de aluminio macizo con un diámetro de 1.0 pulgada. La longitud de la línea es de 5 millas. La resistividad del suelo es de 225 ohmios-metros.

(a) Calcule el circuito equivalente pi de secuencia cero para el 11^{th} armónico.
(b) Calcule el circuito equivalente pi de secuencia positiva, negativa y cero para el 9^{th} armónico.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

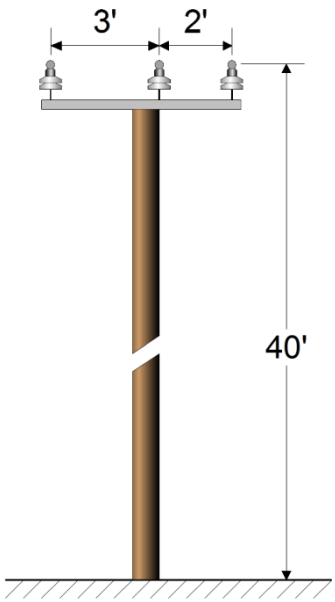


Figura P3.8

La resistividad del aluminio es: 2.8x10-8 ohmios-metros

Problema P3.9: Los dos cables de un esquema de relés piloto "corren" en paralelo con la línea eléctrica, como se ilustra en la Figura P3.9. Durante una determinada fase hasta la falla a tierra, las corrientes eléctricas en la línea de alimentación son las siguientes:

fase A: $\tilde{I}_a$ = fase B

insignificante: $\tilde{I}_b$ = fase C

insignificante: $\tilde{I}_c$ = 12.500 A

Calcule el voltaje inducido en voltios por metro en el cable piloto P1. Si la línea tiene 1.8 millas de largo, ¿cuál es el voltaje total inducido en P1?

Calcule el voltaje inducido entre los cables P1 y P2. (es decir, calcular el voltaje inducido en cable P1 y P2 y luego tome la diferencia).

La resistividad del suelo es de 185 ohmios-metros. Por simplicidad, descuide los cables de protección.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

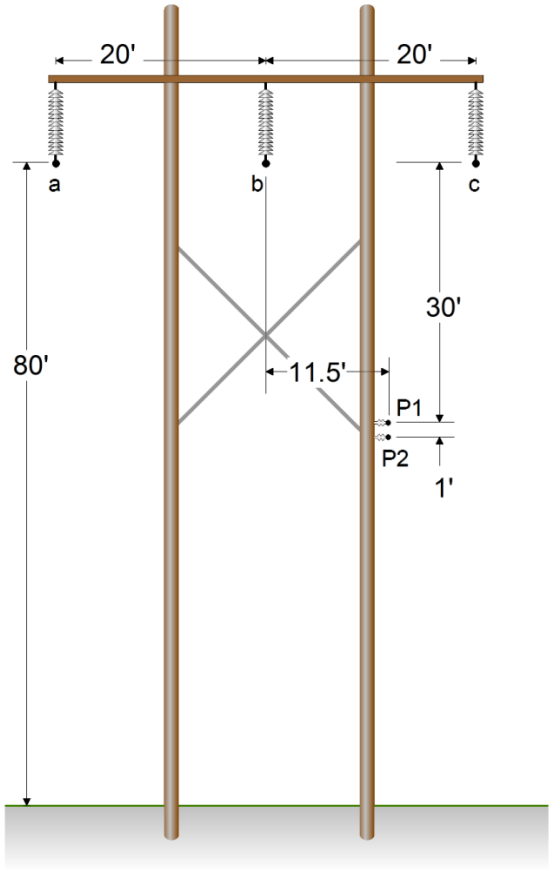


Figura P3.9

Solución:

$$= \frac{}{2}$$

$$= 2160\sqrt{} = 3.792{,}8$$

$$= \sqrt{30^2 + 8.5^2} = 31{,}18$$

$$\rightarrow V = 4.525 \text{ V / m}$$

1.8 millas = (1.8) (1609 m / mi) = 2,896.2 m

$$\rightarrow V = (4.525)\ (2.896.2)\ V = 13.105 \text{ Voltios}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 4 _____ ***2 Análisis de fallas del sistema de energía*** _____ ***2***

4.1 Introducción _____ **2**

4.2 Análisis simétrico de fallas: método de componente de secuencia _____ **6**

4.3 Análisis asimétrico de fallas - Método de componente de secuencia _____ **11**

4.3.1 Fallo línea a línea _____ 11

4.3.2 Falla línea a línea a tierra _____ 16

4.3.3 Falla de línea única a tierra _____ 21

4.4 Análisis de fallas de redes grandes _____ **29**

4.4.1 Métodos de análisis de circuitos _____ 30

4.4.2 Métodos de reducción de red _____ 34

4.5 Transitorios eléctricos _____ **39**

4.5.1 Transitorios de corriente de falla _____ 39

4.5.2 Evolución de la corriente de falla _____ 43

4.6 Voltaje de recuperación transitorio _____ **43**

4.7 Efectos de la puesta a tierra _____ **48**

4.8 Análisis de fallas - Métodos directos _____ **58**

4.8.1 Base del método _____ 58

4.8.2 Matriz de admitancia de los elementos del sistema de potencia _____ 59

4.8.3 Análisis nodal _____ 63

4.8.4 Discusión del análisis de fase directa _____ 66

4.9 Sobretensiones temporales de frecuencia de potencia _____ **66**

4.10 Tensiones transferidas e inducidas durante fallas _____ **71**

4.11 Selección de interruptor _____ **75**

4.12 Dimensionamiento de cables para fallas eléctricas _____ **75**

4.13 Resumen y discusión _____ **79**

4.14 Problemas _____ **80**

Capítulo 4
Análisis de fallas del sistema de energía

4.1 Introducción

Los sistemas de energía eléctrica están sujetos a fallas (o cortocircuitos) resultantes de fallas en los aisladores. Específicamente, las fallas son causadas por la ruptura del aislamiento entre un conductor de fase y una estructura conectada a tierra o entre dos conductores de fase cualesquiera, y la creación de una ruta conductora. Las fallas de aislamiento son causadas por altos voltajes o defectos de aislamiento o una combinación de los dos, o cuando un medio conductor cortocircuita una o más fases del sistema. En general, las causas fundamentales de las fallas son muchas: rayos, ramas de árboles que caen sobre las líneas, daños por viento, deterioro del aislamiento, vandalismo, etc. En un sistema trifásico, una falla puede involucrar a dos o más conductores. Dependiendo del número de conductores involucrados en una falla, caracterizamos las fallas como fallas trifásicas, fallas de doble línea, fallas de línea simple, etc.

Las fallas en los sistemas de energía eléctrica causan una serie de efectos indeseables: (a) flujo de corriente eléctrica excesiva, que, en general, puede dañar el equipo; (b) tensiones anormales (sobretensiones o subtensiones); (c) elevación del voltaje neutro o de tierra del sistema, que representa un peligro para los seres humanos y los animales (tenga en cuenta que la elevación del voltaje del neutro del sistema es causada solo por fallas a tierra asimétricas, como fallas de línea simple a tierra y fallas de línea doble a tierra); y (d) voltajes transferidos o inducidos en estructuras metálicas vecinas y / o circuitos de comunicación que pueden ser de nivel significativo.

Es importante aislar el elemento del sistema de energía con falla tan pronto como sea posible después del inicio de la falla. Para ello, los sistemas de potencia están equipados con un sistema de protección compuesto por relés, disyuntores y fusibles. El diseño del sistema de protección requiere el conocimiento del rendimiento del sistema durante condiciones normales y defectuosas. Específicamente, el sistema de protección debe poder distinguir entre condiciones normales y de falla y, en este último caso, debe desconectar exitosamente el componente defectuoso del sistema. Por lo tanto, es necesario determinar los valores de los voltajes y corrientes del sistema durante condiciones de falla. Esta información se utiliza en el diseño de la lógica de protección y los ajustes de protección, la selección de disyuntores, tamaño de fusible, etc.

El diseño adecuado del sistema de protección (relés de protección, disyuntores, fusibles, etc.) permite la detección efectiva y el aislamiento exitoso de los elementos del sistema de energía con fallas. Las fallas de energía eléctrica generalmente se eliminan dentro de 2 a 90 ciclos de la frecuencia de energía (0.03 a 1.5 segundos). Para ciertos tipos de fallas, puede desarrollarse un aumento sustancial de voltaje en el neutro del sistema, lo que afecta la seguridad de los seres humanos y los animales cerca del sistema eléctrico. Para mitigar los efectos peligrosos de las fallas del sistema de energía, los sistemas de energía deben estar debidamente conectados a tierra. El análisis de fallas de energía y elevación de voltaje neutro es necesario para el diseño adecuado de los sistemas de puesta a tierra, garantizando la seguridad del personal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

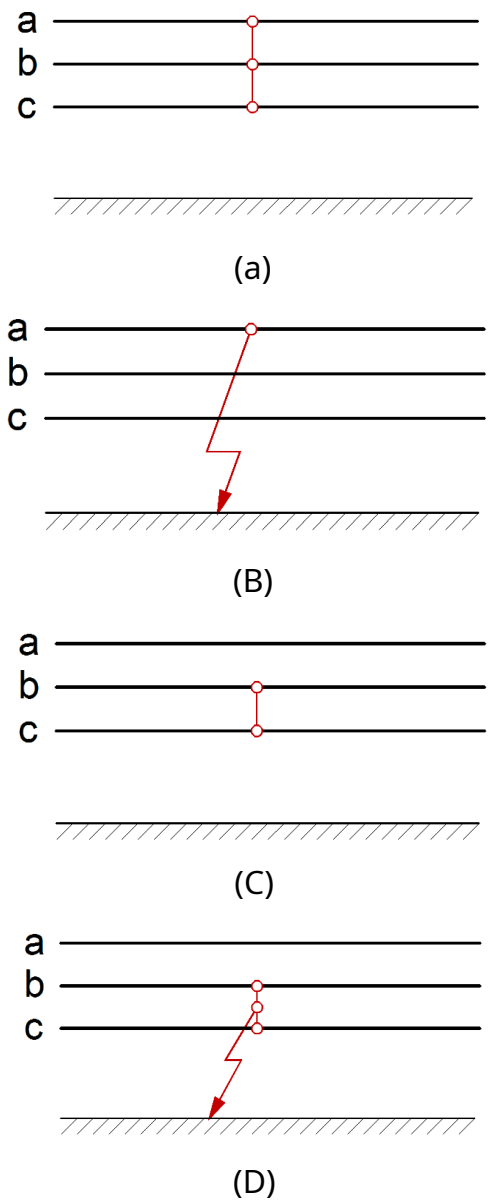


Figura 4.1. Cuatro tipos de fallas del sistema de energía

(a) Falla trifásica, (b) falla de línea simple a tierra, (c) falla de línea a línea, (d) falla de línea doble a tierra

En este capítulo discutimos el problema del análisis de fallas del sistema eléctrico. Por análisis de fallas entendemos los métodos computacionales que nos permiten determinar los niveles de corriente de falla, los niveles de voltaje, los voltajes inducidos, los voltajes de transferencia y otras cantidades de interés durante la falla. Se presentan dos enfoques distintos. Primero, el análisis de fallas de sistemas trifásicos se aborda de la manera convencional, mediante el uso de componentes simétricos. Los supuestos básicos y las limitaciones del método de componentes simétricos se establecen explícitamente. El método de componentes simétricos se amplía para analizar la distribución de corriente entre cables aéreos, neutrales y tierra. Esta extensión del método proporciona la base para el cálculo de terreno

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

aumento potencial. En segundo lugar, se presenta un enfoque general del problema del análisis de fallas. Este método es aplicable a sistemas trifásicos simétricos y asimétricos y a sistemas no trifásicos. Proporciona la distribución de corriente entre los circuitos aéreos y la tierra, así como el aumento del potencial de tierra de los neutrales del sistema. Si bien el método de componentes simétricos requiere un modelo de sistema simplificado (aproximado), el segundo método no se basa en ninguna suposición simplificadora y, por lo tanto, es más preciso y realista.

Los efectos de una falla en el sistema eléctrico son numerosos. Específicamente, al iniciarse una falla, ocurren los siguientes fenómenos:

1. Transitorios de corriente eléctrica: Estos transitorios se caracterizan por la generación de un componente de CC transitorio, así como también por transitorios rápidos (de alta frecuencia).
2. Transitorios de voltaje: durante una falla, el sistema experimenta caídas de voltaje en ciertos puntos y aumentos de voltaje en otros puntos. Además, las tierras del sistema se elevan típicamente a un voltaje sustancial, llamado *el potencial de tierra se eleva.*
3. Transitorios de la unidad generadora: Estos transitorios involucran oscilaciones electromecánicas de los ejes del rotor del generador acoplados con el sistema eléctrico. Fenómenos similares ocurren en motores si están presentes.

Para aplicaciones de relés, los transitorios eléctricos rápidos no se consideran porque están filtrados y, por lo tanto, no afectan el funcionamiento de los relés.

Antes de embarcarnos en las metodologías de análisis de fallas, discutimos algunas cuestiones relacionadas con el análisis de fallas en términos generales. Estos problemas se abordarán posteriormente de forma cuantitativa.

Distribución de corriente de falla. La complejidad de la topología de un circuito de un sistema eléctrico típico da como resultado patrones complejos de flujos de corriente de falla. Cuando ocurre una falla, el flujo de corriente de falla puede seguir varios caminos alternativos. En general, la corriente de falla se dividirá entre varios caminos y la porción de la corriente de falla en cada uno de los caminos alternos estará determinada por las impedancias (e impedancias mutuas) de estos caminos. Parte de la corriente de falla fluye a través de cables de fase, cables neutros, cables de tierra y parte de la corriente de falla fluye a través de la tierra. La distribución de la corriente de falla depende de los tamaños relativos de los conductores de la línea de transmisión, el acoplamiento mutuo entre los conductores, las asimetrías de la línea de transmisión, las resistencias de las diversas tierras del sistema, etc. Es conveniente realizar extensos estudios de análisis de fallas para determinar correctamente los ajustes apropiados del relé de protección. Las técnicas de análisis utilizadas para este propósito deben basarse en modelos de sistemas trifásicos completos para que se tengan en cuenta las asimetrías del sistema.

Voltajes inducidos / transferidos. Durante una falla a tierra, las corrientes de falla que fluyen a través de los cables de fase, los neutros y los blindajes, así como la ruta de tierra, inducen voltajes a los circuitos cercanos. Estos voltajes pueden ser sustanciales y pueden dañar equipos sensibles como controles, relés, dispositivos de comunicación, etc. Los voltajes inducidos / transferidos son causados por tres mecanismos (a) diferencias de potencial de tierra causadas por efectos de conducción de corriente, (b) inducidas magnéticamente voltajes (efectos de inducción de corriente) y (c) voltajes acoplados capacitivos.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Fallas a tierra y los efectos de la impedancia de tierra. Un sistema de energía es un sistema de tierra múltiple, es decir, contiene muchos electrodos de tierra, que están interconectados a través de cables neutrales y apantallados. Por lo tanto, cuando ocurre una falla a tierra (es decir, una falla entre una fase y un neutro o un cable de tierra), la corriente de falla eventualmente regresará a la fuente a través de la ruta de retorno que puede involucrar varias rutas en paralelo. Específicamente, la ruta de retorno puede incluir típicamente el cable neutro, los cables de tierra y la ruta de tierra en paralelo. La relación entre la corriente de neutro / blindaje y la corriente de tierra se conoce como factor de división de la corriente de falla. El factor de división depende principalmente de la resistencia de las tierras del sistema de energía y de los tamaños de los cables neutro y blindado. El aumento de potencial de tierra (GPR) que ocurre durante una falla a tierra depende del factor de división y de la impedancia del sistema de tierra.

Sobretensiones en fases no falladas. Durante una falla a tierra, el voltaje de las fases sin falla con respecto al cable neutro o de tierra puede elevarse por encima del valor nominal. Esta condición es obviamente indeseable, ya que puede causar daños al equipo. En particular, la falla del descargador de sobretensión puede ocurrir si los descargadores no tienen el tamaño adecuado para esta condición. El nivel de sobretensión de fase sin fallas depende de la calidad del sistema de puesta a tierra y de la impedancia de los cables neutros y apantallados. Específicamente, la sobretensión de fase sin fallas se reduce aumentando el tamaño de los cables neutros y blindados de los circuitos de transmisión y distribución y reduciendo la resistencia de tierra de la torre de transmisión y distribución y las tierras de los polos. El termino *Coeficiente de puesta a tierra* se ha definido para caracterizar el rendimiento del sistema de puesta a tierra con respecto a la sobretensión de fase sin fallas. El coeficiente de conexión a tierra se define como la relación entre la sobretensión de fase sin fallas (con respecto al voltaje neutro o de tierra del sistema) sobre la tensión nominal de fase a tierra y se discutirá más adelante con más detalle.

Fallos de alta impedancia. Ocasionalmente, la impedancia de la ruta de retorno de la corriente de falla es muy alta y, en este caso, la corriente de falla puede ser pequeña. Las corrientes de falla bajas tienen un impacto adverso en la capacidad de los esquemas de relés de protección para detectar la falla de manera confiable. Nos referimos a estas fallas como fallas de alta impedancia. Por ejemplo, una falla de alta impedancia ocurre cuando un conductor de línea aérea cae sobre suelo o hielo de alta resistividad. En este caso, la impedancia entre el conductor caído y el suelo (o hielo) es muy alta y puede limitar el flujo de corriente a niveles más bajos que la corriente de carga habitual. Obviamente, tales fallas son peligros de seguridad extremos y presentan un desafío formidable para la ingeniería de protección del sistema de energía. Un enfoque para la detección de fallas de alta impedancia se basa en la identificación de firmas de corriente de arco que se asocian típicamente con conductores caídos. Sin embargo, no se ha demostrado que estas técnicas sean siempre efectivas. Las corrientes de falla de arco de baja amplitud pueden estar enmascaradas por corrientes de carga normal altas, por lo que no se detecta la ocurrencia de una falla de alta impedancia. Por el contrario, las cargas no lineales, como los soldadores de arco y los variadores de velocidad de alta frecuencia, pueden generar formas de onda de corriente que pueden identificarse falsamente como corrientes de falla de arco, causando *tropiezos molestos* del sistema de protección. La posibilidad de una falla de alta impedancia también puede generarse por un diseño inadecuado de los sistemas de puesta a tierra. Específicamente, si el sistema de puesta a tierra tiene una impedancia relativamente alta, entonces cualquier falla de fase a tierra puede resultar en corrientes de falla bajas porque la impedancia de la tierra limitará la corriente de falla.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La discusión anterior ilustra el hecho de que durante las condiciones de falla nos preocupan no solo los niveles de corrientes de falla, sino también una serie de efectos que pueden afectar la seguridad de las personas dentro y alrededor de los sistemas eléctricos, así como el daño del equipo. A medida que nos embarcamos en los métodos de análisis, se abordarán algunos de estos fenómenos con más detalle.

4.2 Análisis simétrico de fallas: método de componente de secuencia

En esta sección discutimos las técnicas de análisis de cortocircuito basadas en la representación del modelo de secuencia de los elementos del sistema de energía. Discutimos fallas simétricas en esta sección seguidas de fallas asimétricas en la siguiente sección. Los posibles tipos de fallas se ilustran en la Figura 4.1. Los principios del análisis de cortocircuito utilizando los modelos de secuencia se ilustran en la Fig. 4.2. Específicamente, la Figura 4.2a ilustra un sistema de energía que está sujeto a una falla. El sistema de energía se representa como un bloque con cuatro terminales, los conductores trifásicos y el conductor neutro. La falla, en general, está representada por un circuito conectado a los cuatro terminales del Sistema de poder. Dejar $Y_{F_{abc}}$ ser la matriz de admitancia del circuito de falla y $Y_{S_{abc}}$ ser la entrada matriz del sistema eléctrico. Con referencia a la Figura 4.2a, los modelos del sistema de potencia y las fallas se expresan mediante las ecuaciones

$$\tilde{I}^{S}_{abc} = Y_{abc}\tilde{V}^{S}_{abc} - \tilde{I}_{S,abc} \tag{4,13}$$

$$\tilde{I}^{F}_{abc} = Y_{abc}\tilde{V}^{F}_{abc} \tag{4,14}$$

Dónde $\tilde{I}_{S_{abc}}$, $\tilde{I}_{F_{abc}}$, $\tilde{V}_{abc}$ son vectores de th e corrientes y tensiones de fase, y $\tilde{I}_{S,abc}$ están Norton fuentes de corriente equivalentes, como ha sido la notación habitual.

Las ecuaciones (4.13) y (4.14) se transforman mediante el uso de un componente simétrico transformación, cediendo

$$\tilde{I}^{S}_{120} = Y_{120}\tilde{V}^{S}_{120} - \tilde{I}_{S,120} \tag{4,15}$$

$$\tilde{I}^{F}_{120} = Y_{120}\tilde{V}^{F}_{120} \tag{4,16}$$

dónde:

$$Y_{120} = T^{-1}Y_{S_{abc}}T \tag{4.17a}$$

$$Y_{120} = T^{-1}Y_{F_{abc}}T \tag{4.18a}$$

Sabemos que la ecuación (4.15) representa las redes de secuencia del sistema de energía, mientras que La ecuación (4.16) representa el modelo de secuencia de la matriz de admitancia de fallas. El sistema transformado se ilustra en la Figura 4.2b. Dependiendo del tipo de falla específico, el modelo de secuencia de la matriz de admitancia de falla representa un conjunto específico de conexiones entre las tres redes de secuencia. En las secciones siguientes consideramos varios tipos de fallas y derivamos el conjunto específico de conexiones.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

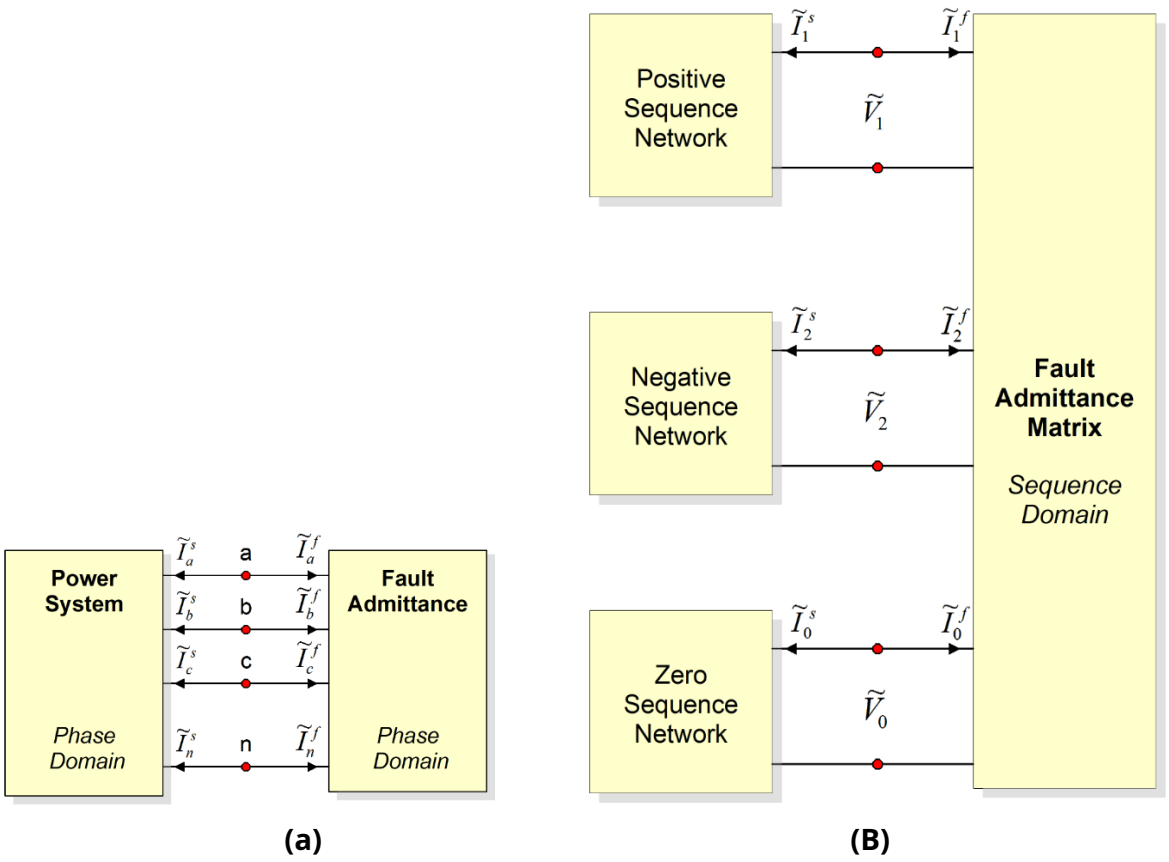


Figura 4.2 Base del análisis de fallas con componentes simétricos
Sistema físico (dominio a, b, c o dominio de fase), (b) Dominio de componente simétrico

Falla trifásica

Una falla trifásica ocurre cuando las tres fases de un sistema de energía están conectadas al sistema.
neutral a través de una impedancia muy baja, Z_F. En este caso

$$\tilde{I}_a^f = \frac{\tilde{V}_a}{Z_F} = Y_F \tilde{V}_a \quad (4,18a)$$

$$\tilde{I}_b^f = \frac{\tilde{V}_b}{Z_F} = Y_F \tilde{V}_b \quad (4.18b)$$

$$\tilde{I}_c^f = \frac{\tilde{V}_c}{Z_F} = Y_F \tilde{V}_c \quad (4.18c)$$

Las ecuaciones anteriores, escritas en notación matricial compacta, proporcionan la matriz de admitancia de fallas, Y_{abcF}:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\begin{matrix} \tilde{I}_a^F \\ \tilde{I}_B^F \\ \tilde{I}_C^F \end{matrix} \quad \begin{matrix} Y_F & 0 & 0 \\ 0 & Y_F & 0 \\ 0 & 0 & Y_F \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_B \\ \tilde{V}_C \end{matrix} \tag{4,19}$$

Tras la transformación de la ecuación anterior en el modelo de secuencia, tenemos

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1^F \\ \tilde{I}_2^F \\ \tilde{I}_0^F \end{matrix} \quad \begin{matrix} Y_F & 0 & 0 \\ 0 & Y_F & 0 \\ 0 & 0 & Y_F \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_0 \end{matrix} \tag{4,20}$$

La ecuación (4.20) sugiere que una falla trifásica en los modelos de secuencia se representa con tres impedancias Z_F conectados a través de cada una de las redes de secuencia. Estas conexiones se ilustran en la Figura 4.2. Este procedimiento de análisis se ilustra a continuación con un ejemplo.

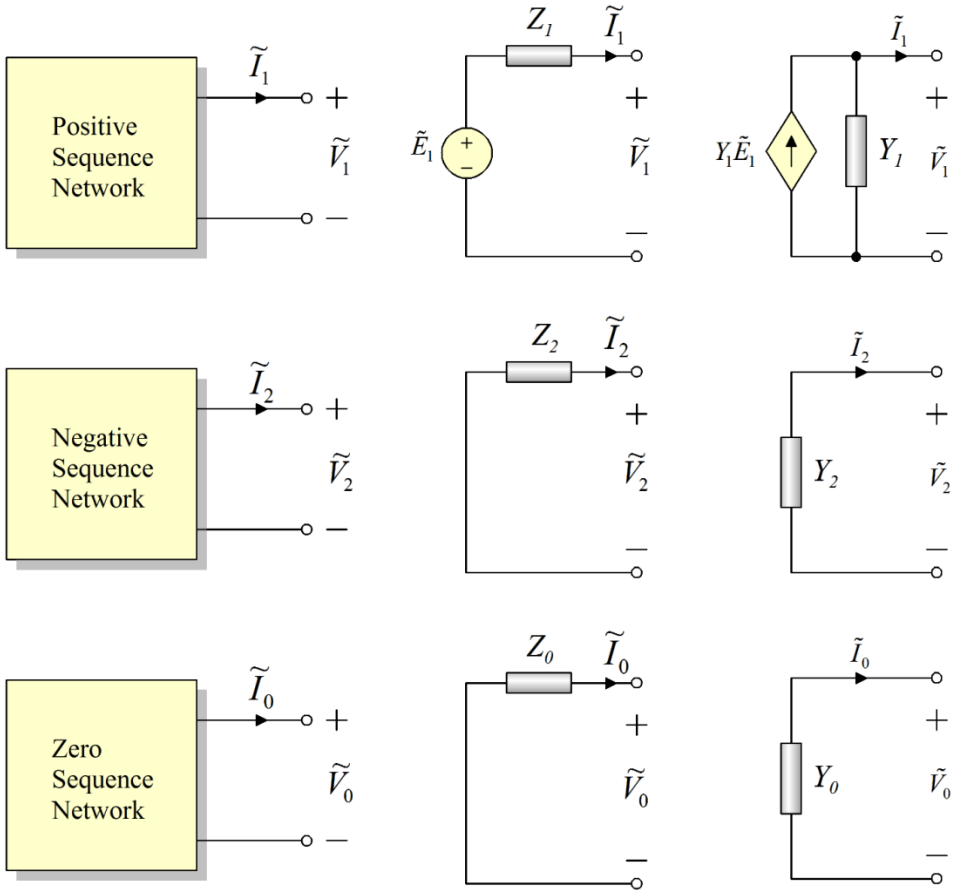
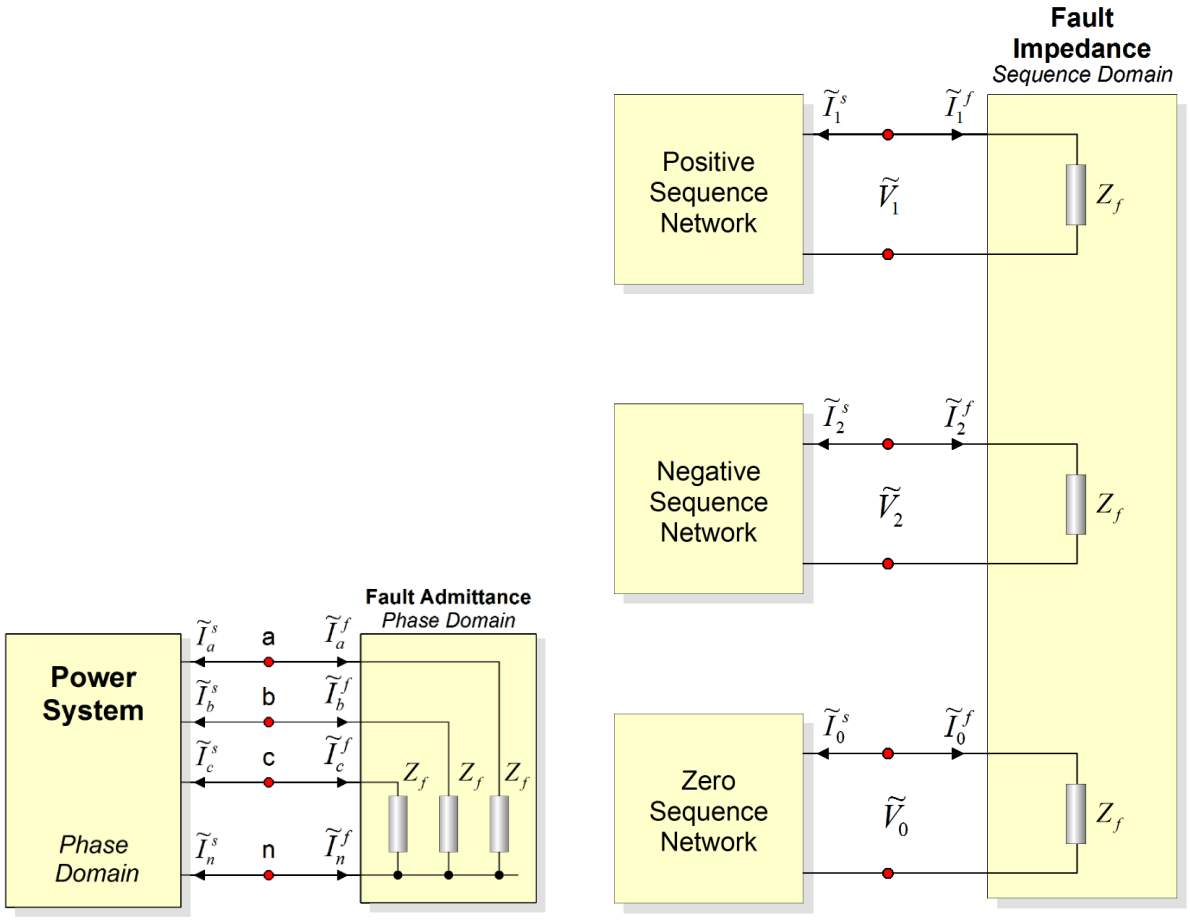


Figura 4.2 Redes de secuencia y los equivalentes de Thevenin y Norton correspondientes ($Y_1 = 1 / Z_1$, $Y_2 = 1 / Z_2$, $Y_0 = 1 / Z_0$)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



$$\tilde{I}_1 = \frac{\tilde{m}i}{Z_1 + Z_F}, \quad \tilde{I}_2 = 0, I_0 = \tilde{0}$$

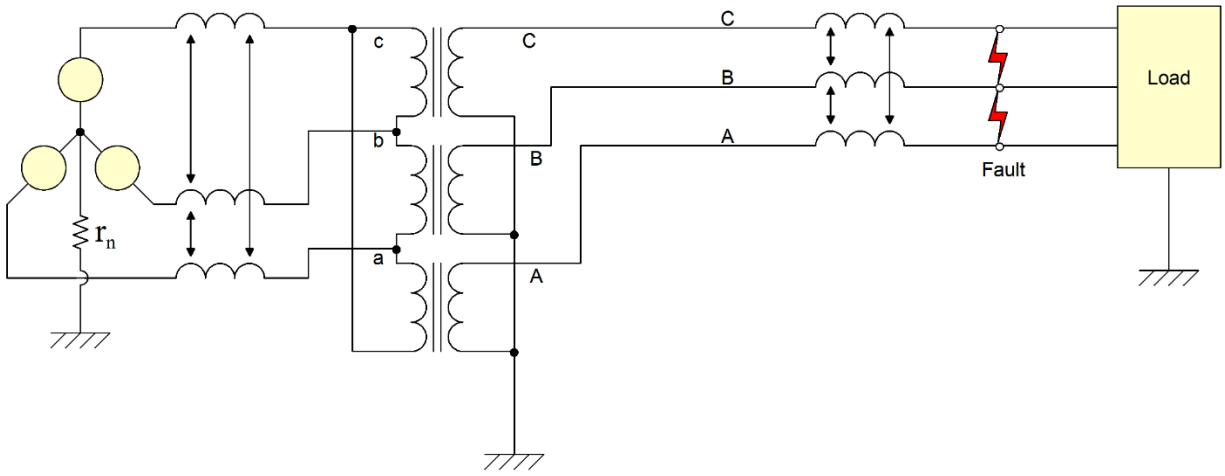
Figura 4.3: Red de secuencia equivalente y modelo de falla para una falla trifásica

Ejemplo E4.1: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E4.1a. El sistema consta de un generador de 80 MVA, 60 Hz, 15 kV, un transformador elevador de 15kV / 115kV, 80 MVA, una línea de 115 kV de 28 millas y una carga eléctrica de impedancia constante conectada en triángulo. Suponga una falla trifásica en el punto A que está ubicado en la línea a 18 millas del transformador. Calcule la corriente de falla:
(a) despreciar la corriente de carga y (b) sin despreciar la corriente de carga. Usar simétrico teoría de componentes en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador: $X'_1 = j0{,}185\ pu \quad X_2 = j0{,}28\ pu \quad X_0 = j0{,}06\ pu \quad r_{norte} = 200\ ohmios$
Transformador: $X_1 = X_2 = X_0 = j0{,}10\ pu$
Línea de transmisión: $z_1 = z_2 = 0{,}3 + j0{,}7334\ ohmios/milla, \quad z_0 = 0{,}34 + j1{,}55\ ohmios/milla$
Carga eléctrica (trifásica, delta conectada): $z = 500 + j50\ ohmios,\ cada\ pierna$

Impedancia de derivación del transformador e impedancia de derivación capacitiva de la línea de transmisión deben ser ignorada.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Cambiar figura: la secuencia de fases debe ser abc y ABC.

Figura E4.1a: Ejemplo de sistema de energía con falla: falla trifásica

Solución: Primero se desarrollará la red de secuencia del sistema. Usamos una base común de 80 MVA y las tensiones nominales correspondientes. Tenga en cuenta que en el lado de 115 kV la impedancia base es:

$$Z_B \quad \frac{115_2}{80} \quad 165{,}3\ ohmios$$

La red de secuencia positiva resultante se muestra en la Figura E4.1b.

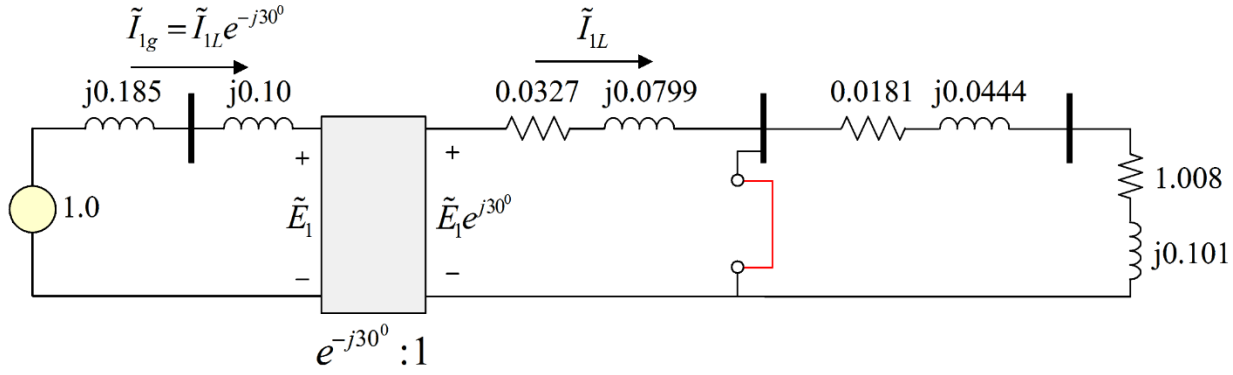


Figura E4.1b: Red de secuencia positiva del sistema de energía de la Figura E4.1a

La corriente de falla de secuencia positiva es:

$$\tilde{I}_{1gramo} \quad \frac{1.0}{0.0327 \quad j0.3649} \quad 2.7295 mi_{j84,88_0} pu$$

Las corrientes de fase en el lado del generador son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\begin{matrix}\tilde{I}_{ag} & 1 & 1 & 1 & \tilde{I}_{1gramo} & 2.7295mi^{\,j84,880} \\ \tilde{I}_{bg} & a^2 & a & 1 & 0 & 2.7295mi^{\,j204,88^{0}}\ pu \\ \tilde{I}_{cg} & a & a^2 & 1 & 0 & 2.7295mi^{\,j324,88^{0}}\end{matrix}$$

Las corrientes eléctricas en el lado de la línea se pueden calcular de la siguiente manera: En el transformador ideal:

$$\tilde{E}_{1gramo}\tilde{I}_{1gramo}^{*} \quad \tilde{E}_{1L}e^{j30^0}\tilde{I}_{1L}^{*} \qquad \tilde{I}_{1gramo} \text{ Es decir } \tilde{I}_{1L}e^{j30^0}$$

Por lo tanto, la corriente de falla de secuencia positiva en el lado de la línea es: $\tilde{I}_{1L} = 2.7295mi^{\,j54,880}\ pu.$

Las corrientes de fase en la línea son:

$$\begin{matrix}\tilde{I}_{Alabama} & 1 & 1 & 1 & \tilde{I}_{1L} & 2.7295mi^{\,j54,8\,8^{0}} \\ \tilde{I}_{\text{licenciado en Derecho}} & a^2 & a & 1 & 0 & 2.7295mi^{\,j174,880}\ pu \\ \tilde{I}_{cL} & a & a^2 & 1 & 0 & 2.7295mi^{\,j294,880}\end{matrix}$$

4.3 Análisis asimétrico de fallas: método de componente de secuencia

En esta sección examinamos las fallas asimétricas. Pueden ocurrir varios tipos de fallas asimétricas en el sistema. Proporcionamos una forma sistemática de analizar estas fallas.

4.3.1 Fallo de línea a línea

Una falla de línea a línea ocurre siempre que una impedancia muy baja, $Z_{f,}$ o muy alta admisión, $Y_F = 1 / Z_{f,}$ está conectado a través de dos fases. Suponiendo que las fases con falla son byc, el las corrientes de falla son

$$\tilde{I}_{aF} = 0 \tag{4.21a}$$

$$\tilde{I}_{bF} = Y_F\left(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C\right) \tag{4.21b}$$

$$\tilde{I}_{cF} = Y_F\left(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C\right) \tag{4.21c}$$

Las ecuaciones (4.21) escritas en notación matricial compacta proporcionan la matriz de admitancia de fallas, $Y_{f:\ abc}$

$$\begin{matrix}\tilde{I}_{aF} & 0 & 0 & 0 & \tilde{V}_a \\ \tilde{I}_{bF} & 0 & Y_F & -Y_F & \tilde{V}_B \\ \tilde{I}_{cF} & 0 & -Y_F & Y_F & \tilde{V}_C\end{matrix} \tag{4,22}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

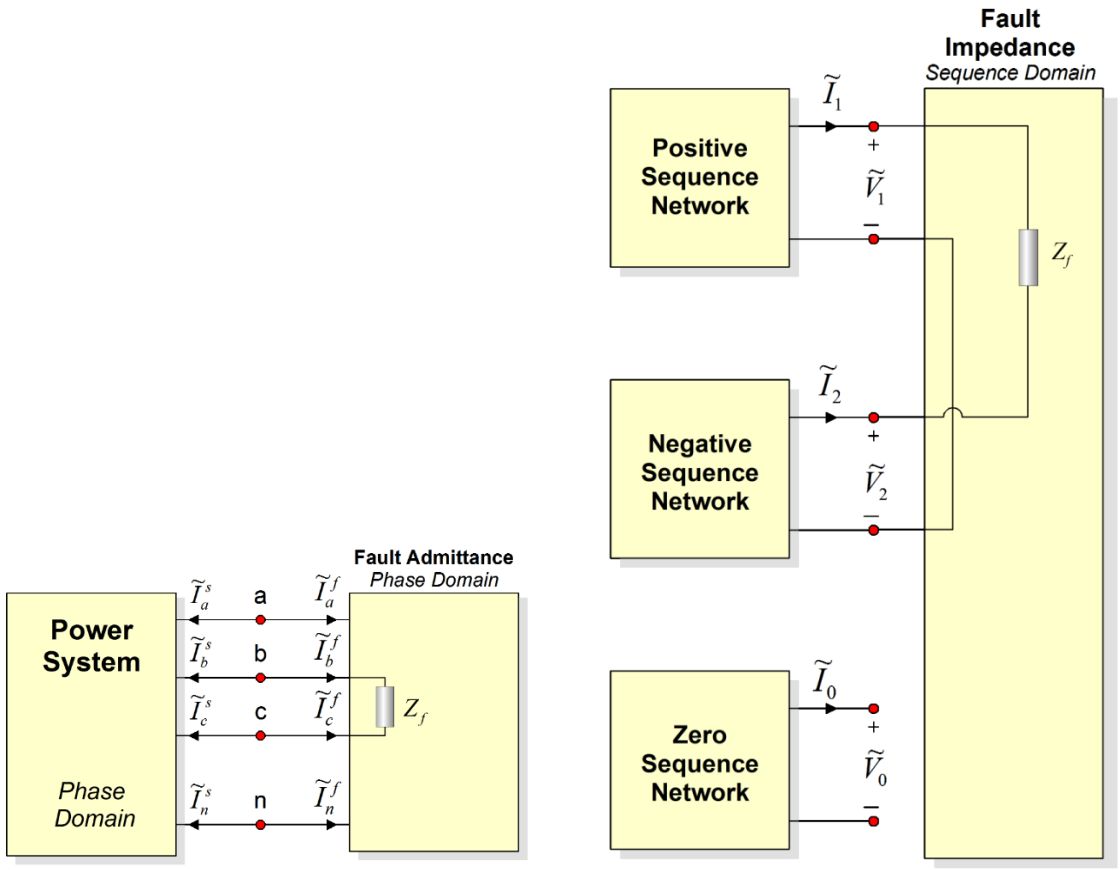


Figura 4.4: Red de secuencia equivalente y modelo de falla para una falla de línea a línea

Tras la transformación de la ecuación (4.22) en el modelo de secuencia, tenemos

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^F \\ \tilde{I}_2^F \\ \tilde{I}_0^F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_F & -Y_F & 0 \\ -Y_F & Y_F & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_0 \end{bmatrix} \tag{4,23}$$

La matriz de admitancia anterior corresponde a una admitancia Y_F conectados entre las redes de secuencia positiva y negativa como se ilustra en la Figura 4.4.

Ejemplo E4.2: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E4.2a. El sistema consta de un generador de 80 MVA, 60 Hz, 15 kV, un transformador elevador de 15kV / 115kV, 80 MVA, una línea de 115 kV de 28 millas y una carga eléctrica de impedancia constante conectada en triángulo. Suponga una falla de línea a línea en el punto A que se encuentra en la línea a 18 millas del transformador. Calcule la corriente de falla: (a) despreciando la corriente de carga y (b) sin despreciar la corriente de carga. Usar simétrico teoría de componentes en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador: X'_1 0,185 pu X_2 j0,28 pu X_0 j0,06 pu, r_{norte} 200 $ohmios$

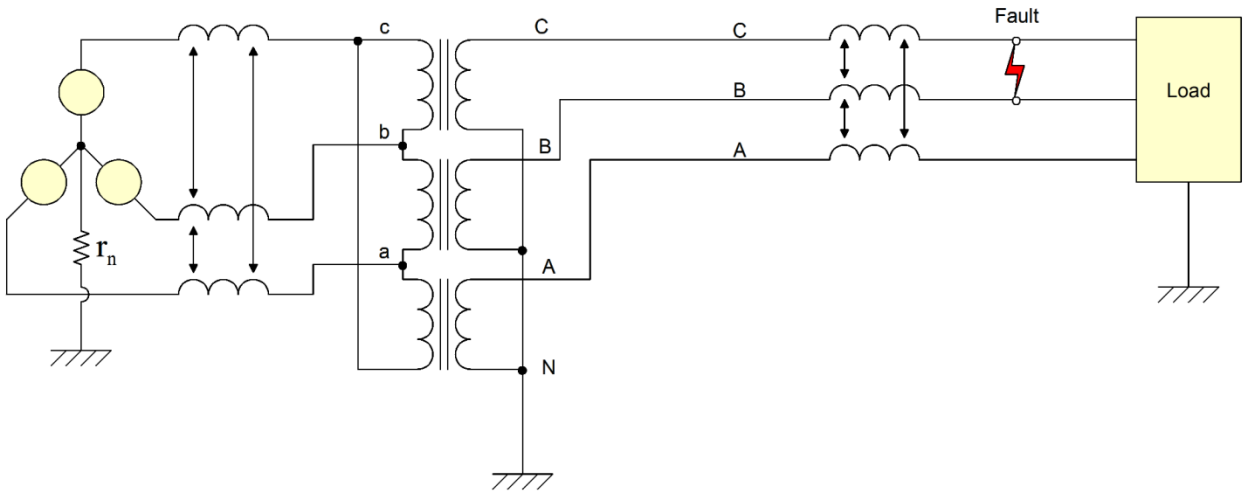
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Transformador: $X_1 \; X_2 \; X_0 \quad j0{,}10 \quad pu$

Línea de transmisión: $z_1 \; z_2 \; 0{,}3 \; j0{,}7334 \; ohmios/milla, \quad z_0 \; 0{,}34 \; j1{,}55 \; ohmios/milla$

Carga eléctrica (trifásica, delta conectada): $z \; 500 \; j50 \; ohmios, \; cada \; pierna$

La impedancia en derivación del transformador y la impedancia en derivación capacitiva de la línea de transmisión deben despreciarse.



Cambiar figura: la secuencia de fases debe ser abc y ABC.

Figura E4.2a: Ejemplo de sistema de energía con falla: falla de línea a línea

Solución: Primero se desarrolla la red de secuencia del sistema y se ilustra en las Figuras E4.2by E4.2c para el caso sin la carga eléctrica y con la carga eléctrica respectivamente. Tenga en cuenta que para este tipo de falla solo están involucrados los modelos de secuencia positiva y negativa. Posteriormente se conectan los modelos de secuencia positiva y negativa como se muestra en las Figuras.

(a) La solución del circuito de la figura E4.2b produce las siguientes corrientes y voltajes de componentes simétricos (para completar incluimos los valores de secuencia cero que serán todo cero):

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

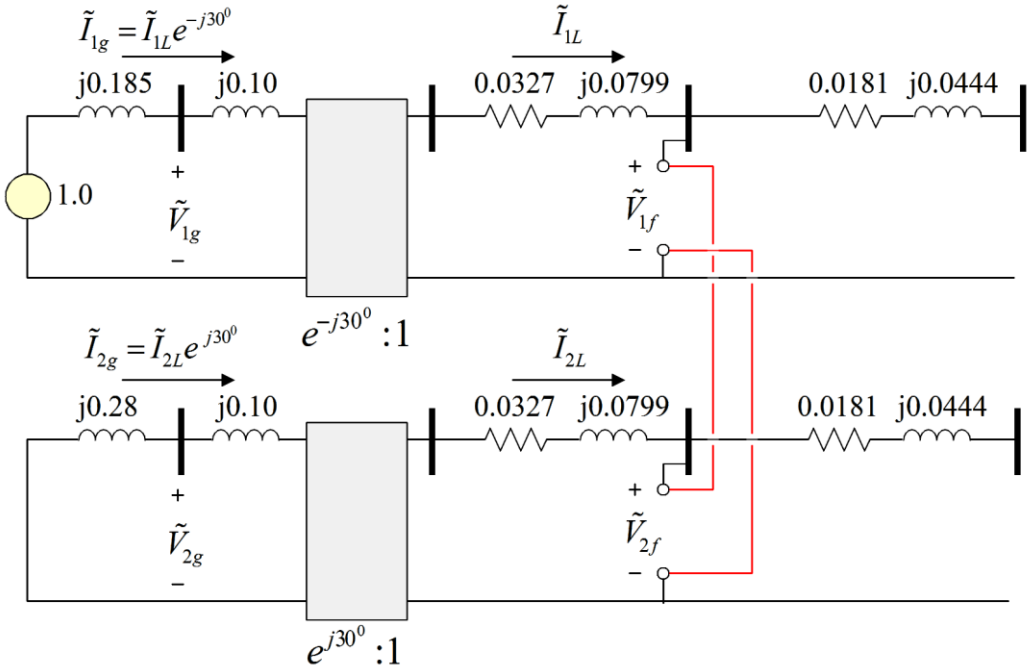


Figura E4.2b: Redes de secuencia positiva y negativa del sistema de potencia de Figura E4.2a - Sin carga

$\tilde{I}_{1L}$ 1.209$mi_{j55,47^0}$ $\tilde{V}_{1L}$ 0.5572$mi_{j30,47^0}$

$\tilde{I}_{2L}$ 1.209$mi_{j124,53^0}$ $\tilde{V}_{2L}$ 0.5572$mi_{j30,47^0}$

$\tilde{I}_{0L}$ 0.0 $\tilde{V}_{0L}$ 0.0

,

$\tilde{I}_{1gramo}$ 1.209$mi_{j85,47^0}$ $\tilde{V}_{1gramo}$ 0.xxxx $mi_{jyy}{}^{y^0}$

$\tilde{I}_{2gramo}$ 1.209$mi_{j154,53^0}$ $\tilde{V}_{2gramo}$ 0.3384$mi_{j}{}^{0}$

$\tilde{I}_{0gramo}$ 0.0 $\tilde{V}_{0gramo}$ 0.0

,

$$\tilde{I}_{abcgramo} = T\tilde{I}_{120gramo} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_{1gramo} \\ a^2\tilde{I}_{1gramo} \\ a\tilde{I}_{1gramo} \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_{2gramo} \\ a\tilde{I}_{2gramo} \\ a^2\tilde{I}_{2gramo} \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_{0gramo} \\ \tilde{I}_{0gramo} \\ \tilde{I}_{0gramo} \end{matrix} \quad \begin{matrix} xxx \\ xxxxe^{jyyy^0} \\ xxxxe^{jyyy^0} \end{matrix}$$

$$\tilde{V}_{abcg} = \tilde{televisor}_{120gramo} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_{1gramo} \\ a^2\tilde{V}_{1gramo} \\ a\tilde{V}_{1gramo} \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_{2gramo} \\ a\tilde{V}_{2gramo} \\ a^2\tilde{V}_{2gramo} \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_{0gramo} \\ \tilde{V}_{0gramo} \\ \tilde{V}_{0gramo} \end{matrix} \quad \begin{matrix} xxxe^{jyyy^0} \\ xxxe^{jyyy^0} \\ xxxe^{jyyy^0} \end{matrix}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) La solución del circuito de la figura E4.2c produce las siguientes corrientes y voltajes de componentes simétricos (para completar, incluimos los valores de secuencia cero que serán todos cero):

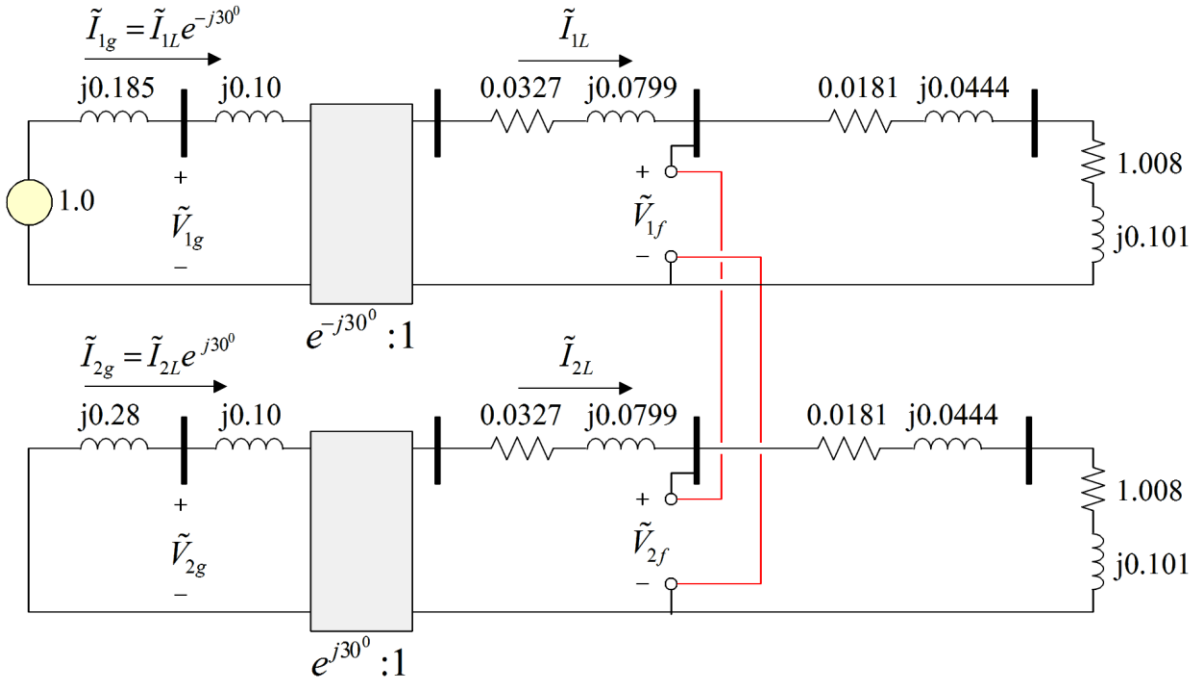


Figura E4.2c: Redes de secuencia positiva y negativa del sistema de potencia de Figura E4.2a - Con carga

$\tilde{I}_{1L}$ 1.543$mi_{j38,71}{}^{0}$ $\tilde{V}_{1L}$ 0.4834$mi_{j10,990}$

$\tilde{I}_{2L}$ 1.049$mi_{j141,0}{}^{60}$ $\tilde{V}_{2L}$ 0.4834$mi_{j10,990}$

$\tilde{I}_{0L}$ 0.0 $\tilde{V}_{0L}$ 0.0

,

$\tilde{I}_{1_{gramo}}$ 1.543$mi_{j68.}{}^{710}$ $\tilde{V}_{1gramo}$ $xxxe_{jyyy0}$

$\tilde{I}_{2_{gramo}}$ 1.049$mi_{j135.060}$ $\tilde{V}_{2gramo}$ $xxxe_{jyyy0}$

$\tilde{I}_{0_{gramo}}$ 0.0 $\tilde{V}_{0gramo}$ $xxxe_{jyy}{}^{y0}$

,

$\tilde{I}_{1gramo}$ $\tilde{I}_{2gramo}$ $\tilde{I}_{0gramo}$ $xxxe^{jyyy0}$

$\tilde{I}_{abcg}$ $\tilde{I}_{120gramo}$ $a^2\tilde{I}_{1gramo}$ $ai\tilde{I}_{2gramo}$ $\tilde{I}_{0gramo}$ $xxxe^{jyyy0}$

$\tilde{a}i_{gramo}$ $un\ yo^{2}\tilde{I}_{2gramo}$ $\tilde{I}_{0gramo}$ $xxxe_{jyyy}{}^{0}$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{V}_{abcg} \quad \underset{120gramo}{\tilde{televisor}} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_{1gramo} & \tilde{V}_{2gramo} & \tilde{V}_{0gramo} \\ una^2 & A & 1 \\ A & una^2 & 1 \end{matrix} \quad \begin{matrix} xxxe^{\,jyyy0} \\ xxxe^{\,jyyy0} \\ xxxe^{\,jyyy0} \end{matrix}$$

4.3.2 Falla de línea a línea a tierra

Esta falla puede ocurrir de diferentes formas: por ejemplo, cuando se conecta una impedancia muy baja entre las fases byc y otra impedancia baja entre la fase by el neutro; o cuando se conecta una impedancia muy baja entre la fase by el neutro y otra entre la fase cy el neutro. Considere la última falla de línea a línea a tierra y suponga que la impedancia de falla es Z_F . Las corrientes de falla serán

Análisis de fallas del sistema de energía

$$\tilde{I}_a^F = 0 \tag{4.24a}$$

$$\tilde{I}_B^F = Y_F \tilde{V}_B \tag{4.24b}$$

$$\tilde{I}_C^F = Y_F \tilde{V}_C \tag{4.24c}$$

Las ecuaciones (4.24) escritas en notación matricial compacta proporcionan la matriz de admitancia de fallas, $Y_{f:\,abc}$

$$\begin{matrix} \tilde{I}_a^F \\ \tilde{I}_B^F \\ \tilde{I}_C^F \end{matrix} \quad \begin{matrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_F & 0 \\ 0 & 0 & Y_F \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_B \\ \tilde{V}_C \end{matrix} \tag{4,25}$$

Tras la transformación de la Ec. (4.25) en el modelo de secuencia, obtenemos

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1^F \\ \tilde{I}_2^F \\ \tilde{I}_0^F \end{matrix} \quad \begin{matrix} 2Y_f/3 & Y_f/3 & Y_f/3 \\ Y_f/3 & 2Y_f/3 & Y_f/3 \\ Y_f/3 & Y_f/3 & 2Y_f/3 \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_0 \end{matrix} \tag{4,26}$$

La ecuación de la matriz de admitancia (4.26) representa un circuito que conecta una admitancia de $Y_f/3 = 1/3Z_F$ entre cualquier par de redes de secuencia. Estas conexiones se ilustran en la Figura 4.5. Si la admitancia de la falla es infinita (la impedancia de la falla es cero), la Figura 4.9 sugiere que las tres redes de secuencia están conectadas en paralelo.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

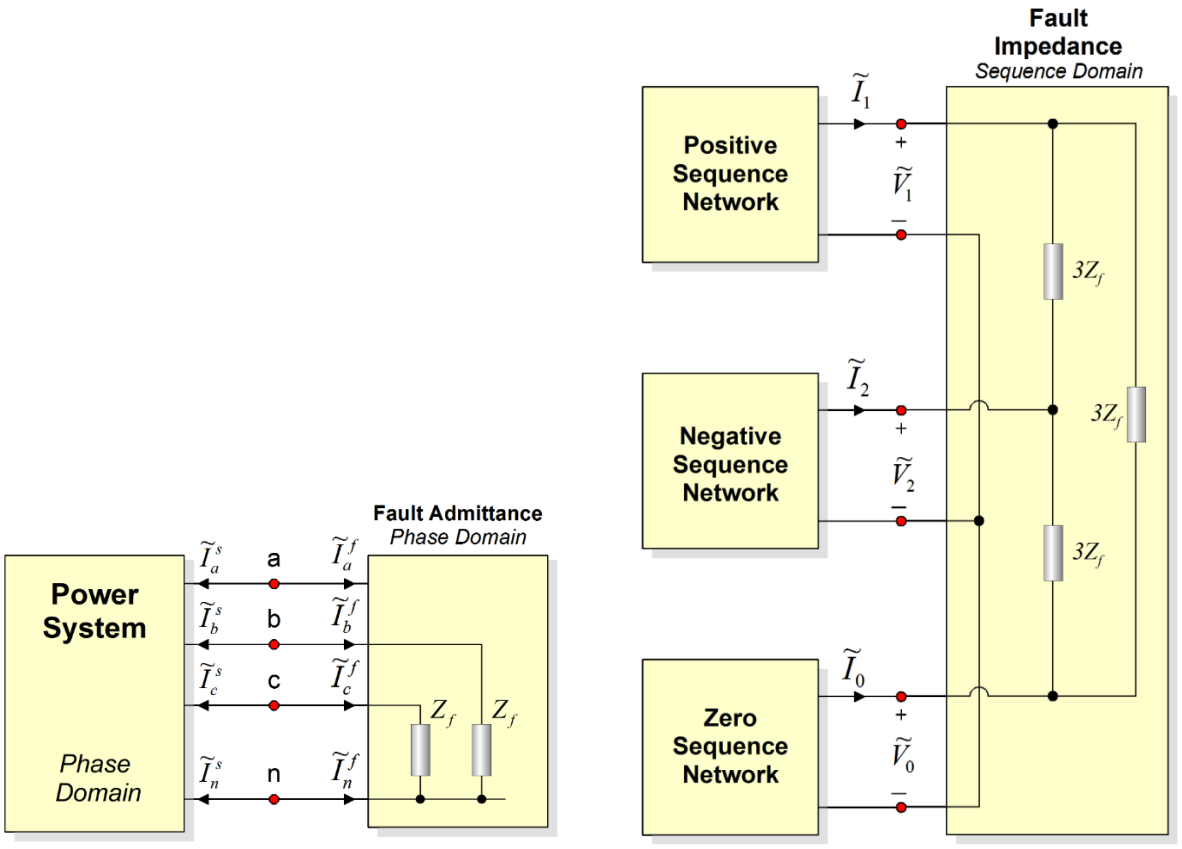


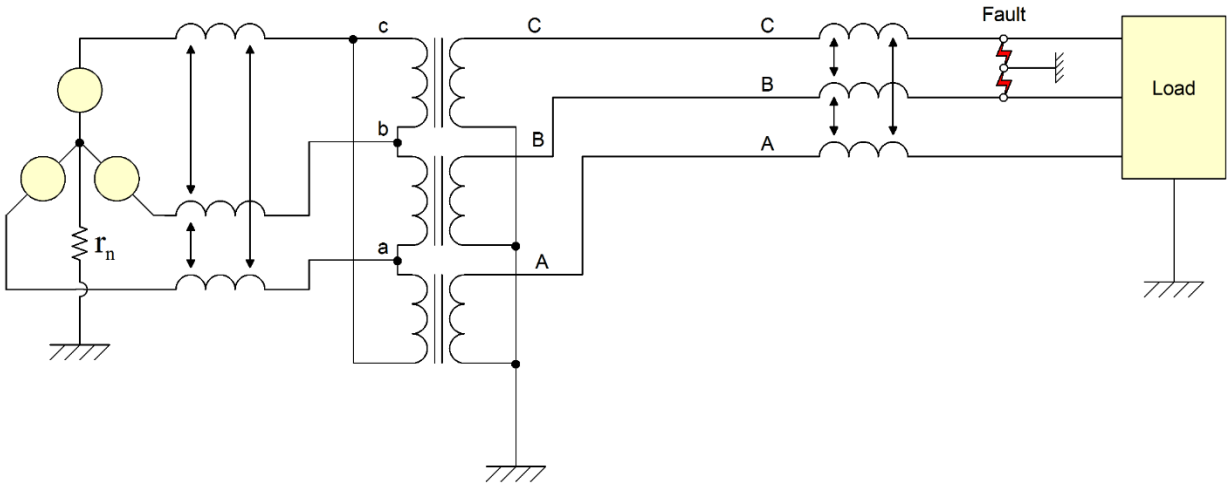
Figura 4.5: Red de secuencia equivalente y modelo de falla para una línea a línea a Falla a tierra

Ejemplo E4.3: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E4.3a. El sistema consta de un generador de 80 MVA, 60 Hz, 15 kV, un transformador elevador de 15kV / 115kV, 80 MVA, una línea de 115 kV de 28 millas y una carga eléctrica de impedancia constante conectada en triángulo. Suponga una falla de línea a línea a tierra en el punto A que se encuentra en la línea a 18 millas del transformador. Calcule la corriente de falla: (a) despreciando la corriente de carga y (b) sin despreciar la corriente de carga. Usar
Teoría de componentes simétricos en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador: X'_1 $j0{,}185\ pu$ X_2 $j0{,}28\ pu$ X_0 $j0{,}06\ pu$, r_{norte} $200\ ohmios$
Transformador: X X_2 X $j0{,}10\ pu$
Línea de transmisión: z_1 z_2 $0{,}3$ $j0{,}7334\ ohmios / milla$, z_0 $0{,}34$ $j1{,}55\ ohmios / milla$
Carga eléctrica (trifásica, delta conectada): z 500 $j50\ ohmios$, *cada pierna*

La impedancia en derivación del transformador y la impedancia en derivación capacitiva de la línea de transmisión deben descuidado.

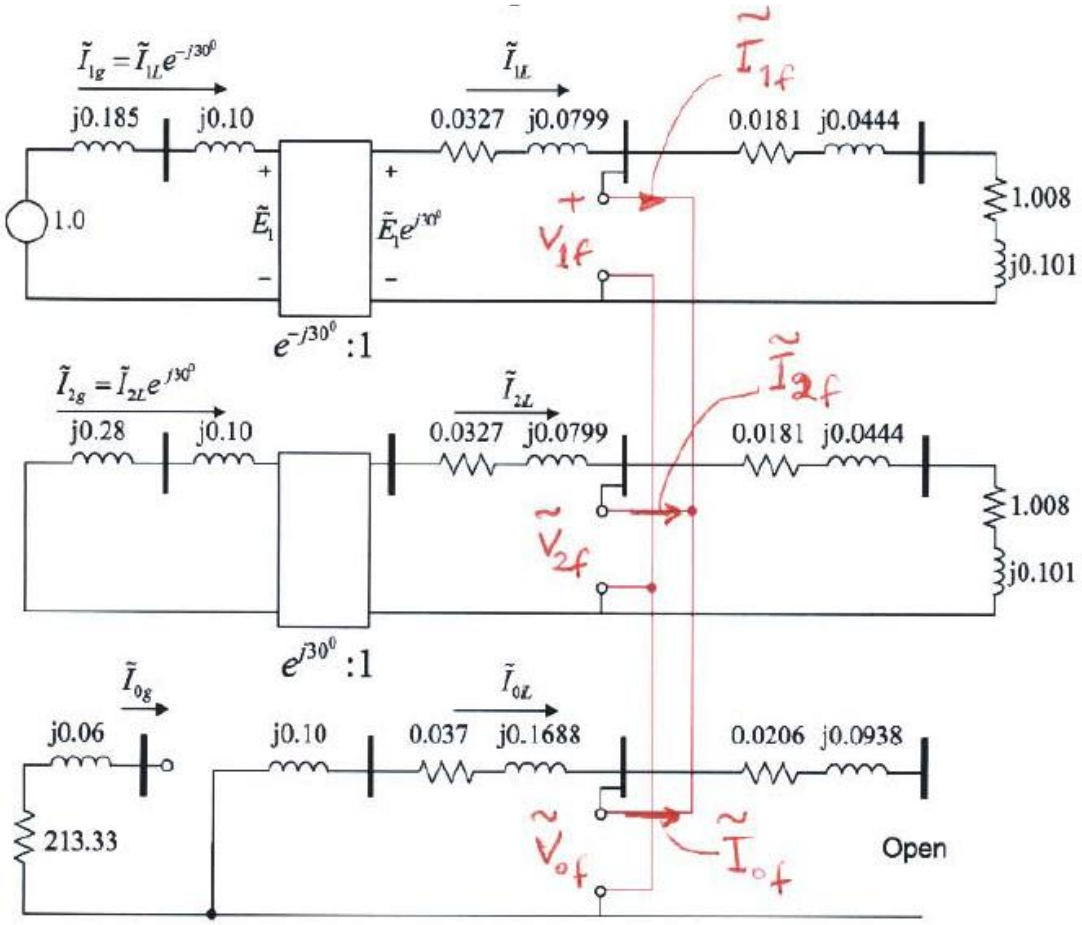
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Cambiar figura: la secuencia de fases debe ser abc y ABC.

Figura E4.3a: Ejemplo de sistema de energía con falla: falla de línea doble a tierra

Solución: Primero se desarrolla la red de secuencia positiva, negativa y cero del sistema. Las redes resultantes se muestran en la Figura E4.3b. Las conexiones en el lugar de la falla para un
Las fallas de doble línea a tierra también se indican en la figura.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Figura E4.3b: Redes de secuencia del sistema de energía de la Figura E4.1a

Para el caso (a), el circuito a la derecha de la falla se descuidará ya que no fluirá corriente eléctrica allí si se quita la carga. Para el caso (b) se aplica el circuito de la figura E4.3b.

Caso a: El circuito aplicable se muestra en la Figura E4.3c. Dado que los voltajes de secuencia positiva, negativa y cero en la ubicación de la falla son iguales, se puede escribir una ecuación KCL que tendrá solo este voltaje como desconocido. Sigue la ecuación.

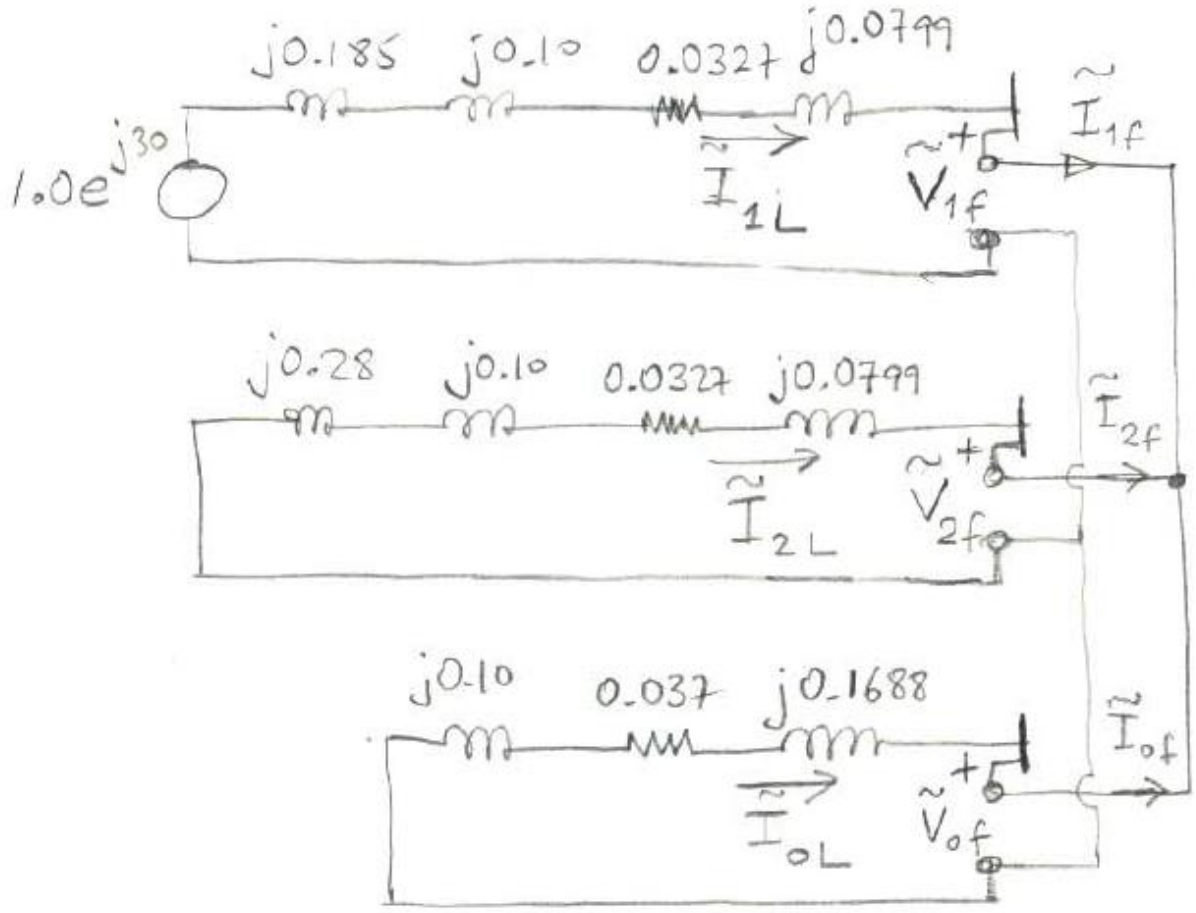


Figura E4.3c: Circuito de secuencia aplicable al caso (a)

$$\frac{\tilde{V}}{0.0327\ \ j0{,}3649} \quad \frac{\tilde{}}{0{,}0327\ \ j0{,}4599} \quad \frac{\tilde{}}{0{,}037\ \ j0.2688} \quad 0$$

La solución de la ecuación anterior produce: calculado: $\tilde{V}_1 = 0.31811\, mi_{-29{,}10}$. Posteriormente los siguientes son

$$\tilde{I}_{1F} \quad \tilde{I}_{1L} \quad \frac{\tilde{V}_{1F}1.0mi_{j30^0}}{0.0327 \quad j0.3649} \quad 1.861402mi_{j54.459^0,}$$

$$\tilde{I}_{2F} \quad \tilde{I}_{2L} \quad \frac{\tilde{V}_{1F}}{0.0327 \quad j0.4599} \quad 0{,}689952mi_{j123.167^0,}$$

$$\tilde{I}_{0F} \quad \tilde{I}_{0L} \quad \frac{\tilde{V}_{1F}}{0{,}037 \quad \text{j}0.2688} \quad 1.17239mi_{j126.937^0}$$

Las corrientes de falla son:

$$\tilde{I}_{abcL} \quad TI_{120}\tilde{}_{L} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_{1L} I\tilde{}_{2L} \quad \tilde{I}_{0L} \\ un\, yo_{1L}^{2}\tilde{} \; ai_{2L}\tilde{} \quad \tilde{I}_{0L} \\ ai\tilde{}_{1L} a_2 I_{2L}\tilde{} \quad \tilde{I}_{0L} \end{matrix} \quad \begin{matrix} 0.0 \\ 2.872178mi^{\,j177.172^0} \\ 2.77428mi^{\,j74.207^0} \end{matrix}$$

Caso b: El circuito aplicable se muestra en la Figura E4.3b. Dado que los voltajes de secuencia positiva, negativa y cero en la ubicación de la falla son iguales, se puede escribir una ecuación KCL que tener solo este voltaje como desconocido. Sigue la ecuación.

$$\frac{\tilde{V}}{0.0327 \quad j0{,}3649}\ \frac{\tilde{}}{1{,}0261 \quad j0{,}1454}\ \frac{\tilde{}}{0{,}0327 \quad j0.4599}\ \frac{\tilde{}}{1.0261 \quad j0{,}1454}\ \frac{\tilde{}}{0{,}037 \quad \text{j}0.2688} \quad 0$$

La solución de la ecuación anterior produce: $\tilde{V}_{1F}0.295349mi_{j17.414.}^{0}$ Posteriormente los siguientes son calculado:

$$\tilde{I}_{1F} \quad \frac{\tilde{V}_{1F}1.0mi_{j30^0}}{0.0327 \quad j0{,}3649}\ \frac{\tilde{V}_{1F}}{1{,}0261 \quad j0.1454} \quad 1.820633mi_{j57.429^0,}$$

$$\tilde{I}_{2F} \quad \frac{\tilde{V}_{1F}}{0.0327 \quad j0.4599}\ \frac{\tilde{V}_{1F}}{1.0261 \quad j0.1454} \quad 0{,}753862mi_{j133.172^0,}$$

$$\tilde{I}_{0F} \quad \frac{\tilde{V}_{1F}}{0{,}037 \quad \text{j}0.2688} \quad 1.088507mi_{j115.252^0}$$

Las corrientes de falla son:

$$\tilde{I}_{abcf} \quad T\tilde{I}_{120F} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_{1F} \; I_{2F}\tilde{} \; I_{0F}\tilde{} \\ a_2\tilde{I}_{1F} ai \; \tilde{I}_{2F} \quad \tilde{}_{0F} \\ a\tilde{I}_{1F} a^{\,2}\tilde{I}_{2F} \quad \tilde{I}_{0F} \end{matrix} \quad \begin{matrix} 0.0 \\ 2.50795mi^{\,j175.856^0} \\ 2.985593mi_{j68.209^0} \end{matrix}$$

Derechos de autor © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.3.3 Falla de línea única a tierra

Esta falla ocurre siempre que una impedancia baja, Z_F, está conectado entre una fase y el neutro. Suponiendo que la fase en falla es la fase a, las corrientes de falla son

$$\tilde{I}_{aF} \quad \frac{\tilde{V}_a}{Z_F} \quad Y_F \tilde{V}_a \tag{4,27a}$$

$$\tilde{I}_{bF} \quad 0 \tag{4.27b}$$

$$\tilde{I}_{cF} \quad 0 \tag{4.27c}$$

En compacto m notación atrix la ecuación anterior leer

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{aF} \\ \tilde{I}_{bF} \\ \tilde{I}_{cF} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} Y_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_a \\ \tilde{V}_B \\ \tilde{V}_C \end{bmatrix} \tag{4,28}$$

Tras la transformación de la ecuación anterior en el modelo de ecuación, tenemos

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_{1F} \\ \tilde{I}_{2F} \\ \tilde{I}_{0F} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} Y_F/3 & Y_F/3 & Y_F/3 \\ Y_F/3 & Y_F/3 & Y_F/3 \\ Y_F/3 & Y_F/3 & Y_F/3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_0 \end{bmatrix} \tag{4,29}$$

La conectividad de las redes de secuencia de la Ecuación (4.29) no es obvia. Observe que la ecuación (4.29) establece que todas las corrientes de secuencia son idénticas, es decir,

$$\tilde{I}_{1F} \quad \tilde{I}_{2F} \quad \tilde{I}_{0F} \quad \frac{Y_F}{3} \tilde{V}_1 \quad \tilde{V}_2 \quad \tilde{V}_0 \quad \frac{1}{3Z_F} \tilde{V}_1 \quad \tilde{V}_2 \quad \tilde{V}_0$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

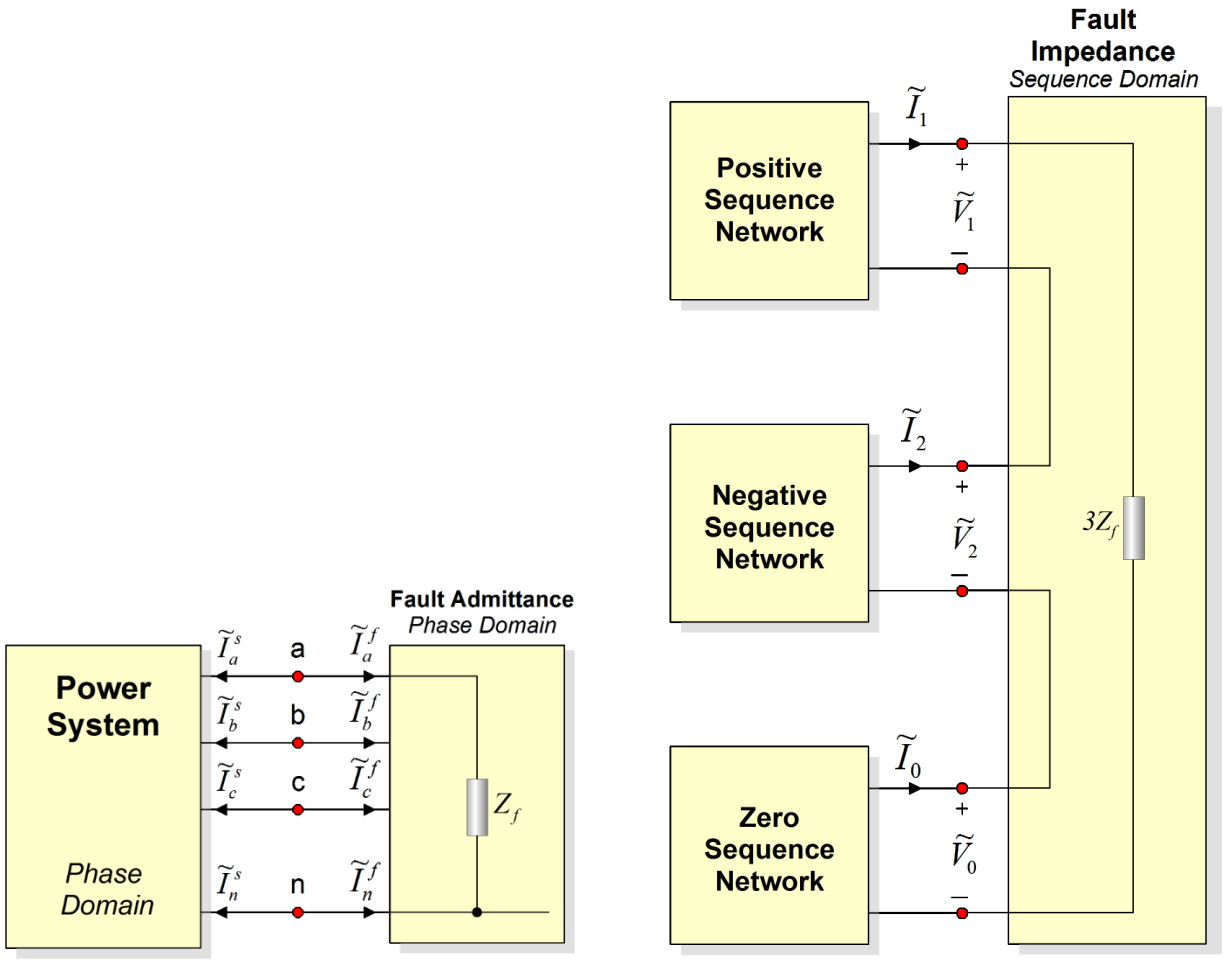


Figura 4.6 Red de secuencia equivalente y modelo de falla para una línea a tierra
Culpa

Estas ecuaciones se satisfacen solo si las redes de secuencia están conectadas en serie con la impedancia $3Z_F$. Las conexiones se ilustran en la Figura 4.6.

Ejemplo E4.4 Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E4.4a. El sistema consta de un generador de 80 MVA, 60 Hz, 15 kV, un transformador elevador de 15kV / 115kV, 80 MVA, una línea de 115 kV de 28 millas y una carga eléctrica de impedancia constante conectada en triángulo. Suponga una falla monofásica a tierra en el punto A que está ubicado en la línea a 18 millas del transformador. Calcule la corriente de falla: (a) despreciando la corriente de carga y (b) sin despreciar la corriente de carga. Utilice la teoría de componentes simétricos en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador: $X_1' = j0{,}185\ pu$ $X_2 = j0{,}28\ pu$ $X_0 = j0{,}06\ pu$ $r_{norte} = 50\ ohmios$
en las clasificaciones del generador

Transformador: $X_1 = X_2 = X_0 = j0{,}10\ pu$ en las calificaciones anteriores

Línea de transmisión: $z_1 = z_2 = 0{,}3 + j0{,}7334\ ohmios/milla$, $z_0 = 0{,}34 + j1{,}55\ ohmios/milla$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Carga eléctrica (trifásica, delta conectada): $Z_1 \quad Z_2 \quad 500 \quad j50 \; ohmios \qquad Z_0$

La impedancia en derivación del transformador y la impedancia en derivación capacitiva de la línea de transmisión deben despreciarse.

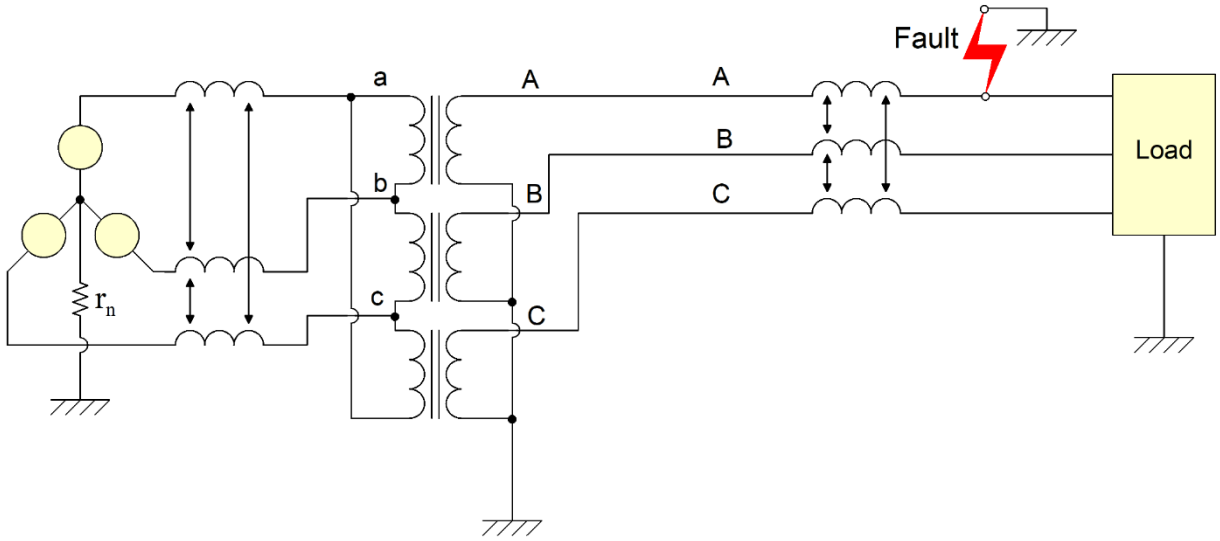


Figura E4.4a: Ejemplo de sistema de energía con falla: falla de línea única a tierra

Solución: Primero, cada elemento del sistema de energía se reemplaza con el circuito equivalente de secuencia. Este proceso crea la red de secuencia del sistema como se ilustra en la Figura E4.4a. Tenga en cuenta que todas las impedancias se han convertido en pu sobre una base de 80 MVA. Al nivel de 115 kV, la impedancia base es:

$$Z_B \quad \frac{115_2}{80} \quad 165{,}3 \; ohmios$$

Las redes de secuencia se construyen e ilustran en la Figura E4.4b. La figura ilustra el carga eléctrica también.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

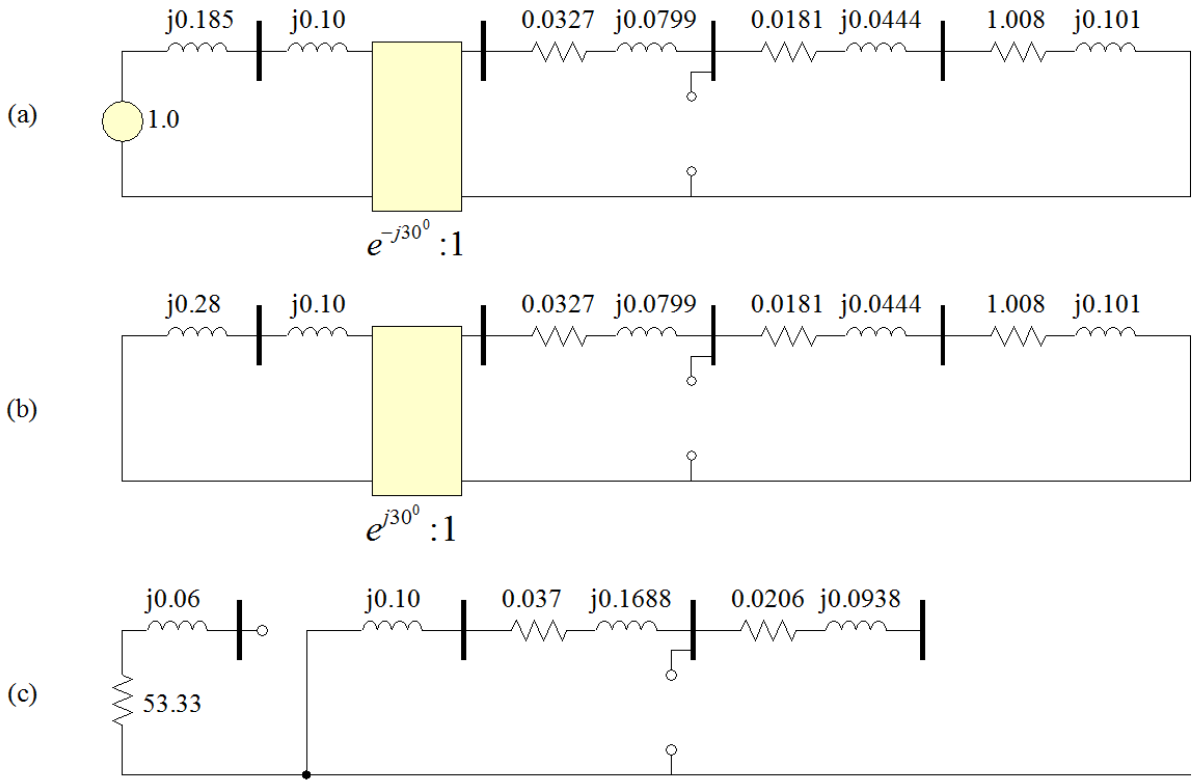


Figura E4.4b. Redes de secuencia para el sistema de energía de la Figura E4.2.
(a) secuencia positiva, (b) secuencia negativa, (c) secuencia cero

(a) Se desprecia la carga eléctrica. En este caso, las redes de secuencia equivalente de Thevenin se construyen a partir del circuito de la figura E4.4a eliminando la carga eléctrica. En este caso, la parte del circuito en el lado derecho de la ubicación de la falla no transportará corriente eléctrica y no afectará los resultados. Las corrientes de secuencia son

$$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \quad \frac{1.0 mi_{j30_0}}{0.1024 \quad j1.0936} \quad 0{,}9104 mi_{j54{,}65} pu$$

La distribución de la corriente eléctrica se ilustra en la Figura E4.4c. Las corrientes eléctricas de fase en el ubicación de la falla son:

$$\tilde{I}_a \; 3\tilde{I} \; \tilde{2}_{0}.7312 mi \quad {}^{j54{,}6\ 5} pu \quad o \; 1.096{,}9 mi_{j54{,}65_0} Amperios$$
$$\tilde{I}_B \; 0$$
$$\tilde{I}_C \; 0$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

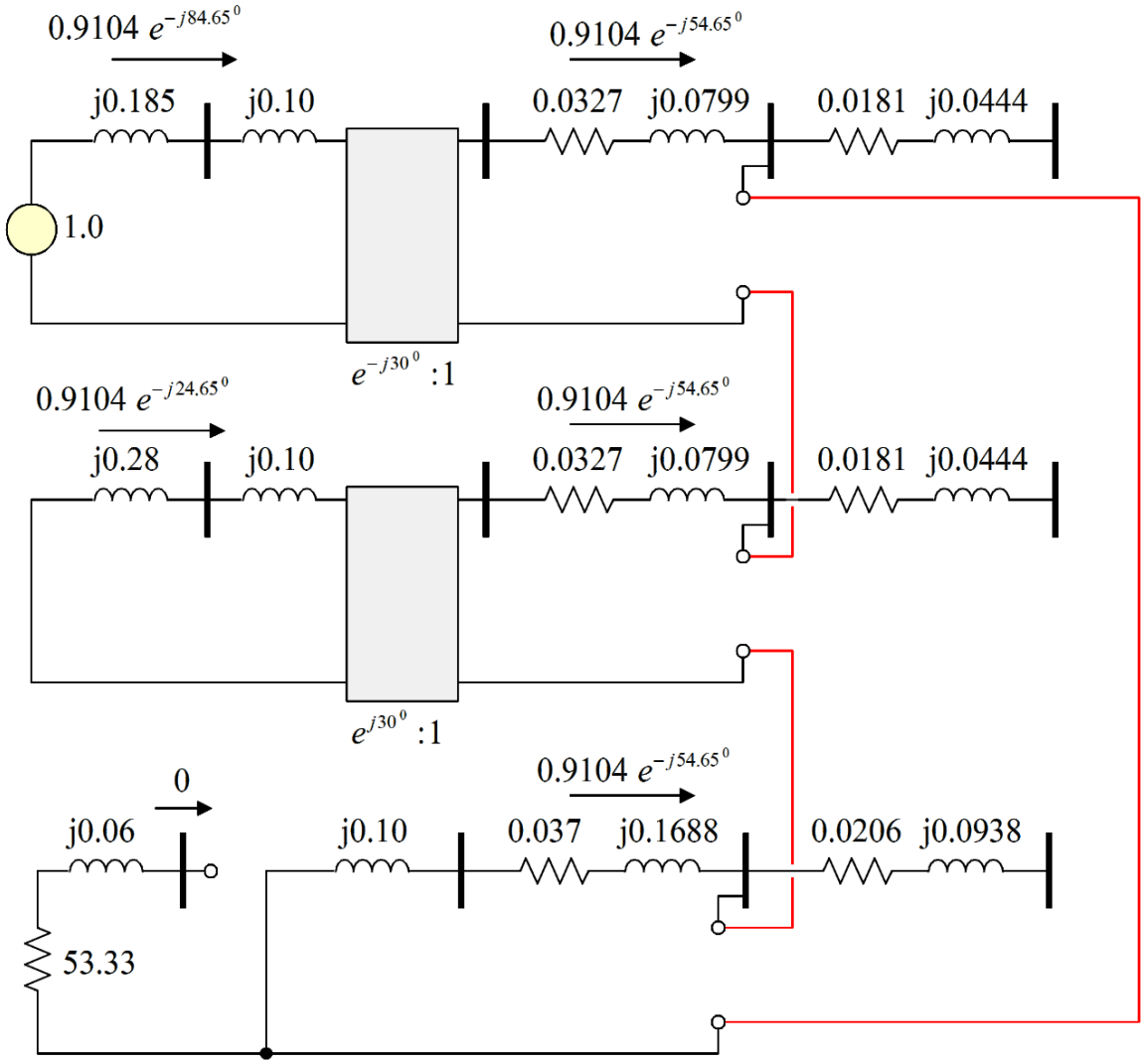


Figura E4.4c Circuitos equivalentes de secuencia y flujo de corriente eléctrica - Eléctrico La carga se descuida

Los componentes simétricos de los voltajes en el lugar de la falla son:

$\tilde{V}_{F1}$ 1.0$mi_{j3}{}^{0_0}$ (0.0327 j0.3649) 0,9104$mi^{j54,65^0}$ 0,6665mi $_{j29,88}$

$\tilde{V}_{F2}$ (0.0327 j0,4599) 0,9104mi_j $_{54,65_0}$ 0.4 197$mi_j{}^{148,72_0}$

$\tilde{V}_{F0}$ (0.0370 j0,2688) 0,9104mi ^{j54,65_0} 0.2470$mi_j{}^{152,49_0}$

Los voltajes de fase en el lugar de la falla son:

$\tilde{V}_{fabc}$ $\tilde{televisor}_{F120}$

$\tilde{V}_a$ V_1 $\tilde{V}_2$ $\tilde{V}_0$ 0.0 j0.0

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{V}_B \; a^2 V \; \tilde{A}_1 V \quad \tilde{}_2 \quad \tilde{V}_0 \; 0{,}6665 mi_{j30.12^\circ} \; 0.4197 mi_{j28{,}720} \; 0.2470 mi_{j152{,}490} \; 0{,}9933 mi_{j81.4540}$$

$$\tilde{V}_C \; a \quad \tilde{V}_1 \; a^2 V \quad \tilde{}_2 \quad \tilde{V}_0 \; 0{,}6665 mi_{j149{,}88^\circ} \; 0.4197 mi_{j268{,}72^\circ} \quad 0.2470 mi_{j152{,}49^\circ} \; 1.0283 mi_{j141{,}51^\circ}$$

Las corrientes eléctricas del generador se muestran en la figura. Los componentes simétricos del
Los voltajes en los terminales del generador son:

$$\tilde{}_{V_{gramo1}} \quad 1.0 \quad (j0{,}185) \; 0{,}9104 mi_{j84{,}650} \quad 0.8325 mi_{j1.080}$$

$$\tilde{}_{V_{gramo2}} \quad (j0{,}28) \; 0{,}9104 mi_{j24{,}650} \quad 0.2549 mi_{j114{,}650}$$

$$\tilde{}_{V_{gramo0}} \quad 0$$

Los voltajes de fase en los terminales del generador son:

$$\tilde{}_{V_{gabc}} \quad televisor_{gramo120} \; \tilde{}$$

$$\tilde{V}_{Georgia} \; V \; \tilde{V}_{gramo1} \; \tilde{}_{gramo2} \quad \tilde{V}_{gramo0} \quad 0.8325 mi_{j1.080} \; 0.2549 mi_{j114{,}650} \; 0{,}7670 mi_{j18{,}810}$$

$$\tilde{V}_{gb} \quad a^2 \tilde{V}_{gramo1} \quad A\tilde{V}_{gramo2} \; V \; 0.\tilde{8}325 mi_{j121.080} \; 0.2549 mi_{j5.350} \; 0{,}7113 mi_{j104{,}320}$$

$$\tilde{V}_{GC} \quad A\tilde{V}_{gramo1} \quad a^2 \tilde{V}_{gramo2} \; V \; 0.\tilde{8}325 mi_{j118..920} \; 0.2549 mi_{j234{,}650} \; 1.0862 mi_{j120{,}430}$$

Las corrientes de fase en los terminales del generador son:

$$\tilde{}_{I_{g,\,abc}} \quad TI_{gramo,120} \; \tilde{}$$

$$\tilde{I}_{Georgia} \quad \tilde{I}_{gramo1} \quad \tilde{I}_{gramo2} \quad \tilde{I}_{gramo0} \quad 0{,}9104 mi_{j84{,}65^\circ} \; 0{,}9104 mi_{j24{,}65^\circ} \; 1.5768591 mi_{j54{,}65^\circ}$$

$$\tilde{I}_{gb} \quad {}^2\tilde{I}_{gramo1} \quad \tilde{I}_{gramo2} \; I \; \tilde{0}_{gramo0} \; 0{,}9104 mi_{j155{,}35^\circ} \; 0{,}9104 mi_{j95{,}35^\circ} \; 1.5768591 mi_{j125{,}35^\circ}$$

$$\tilde{I}_C \; {}_2I \quad I \; \tilde{}_{gramo1} \quad \tilde{}_{gramo2} \quad \tilde{I}_{gramo0} \; 0{,}9104 mi_{j35{,}35^\circ} \; 0{,}9104 mi_{j144{,}65^\circ} \; 0$$

(b) No se descuida la carga eléctrica. En este caso, las redes de secuencia equivalente y su interconexión para la línea única a la falla a tierra se ilustra en la Figura E4.4c. Este circuito se puede resolver mediante cualquier método de análisis de circuitos, es decir, análisis de bucle, análisis nodal, etc. La solución es
mostrado en la Figura E4.4d.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

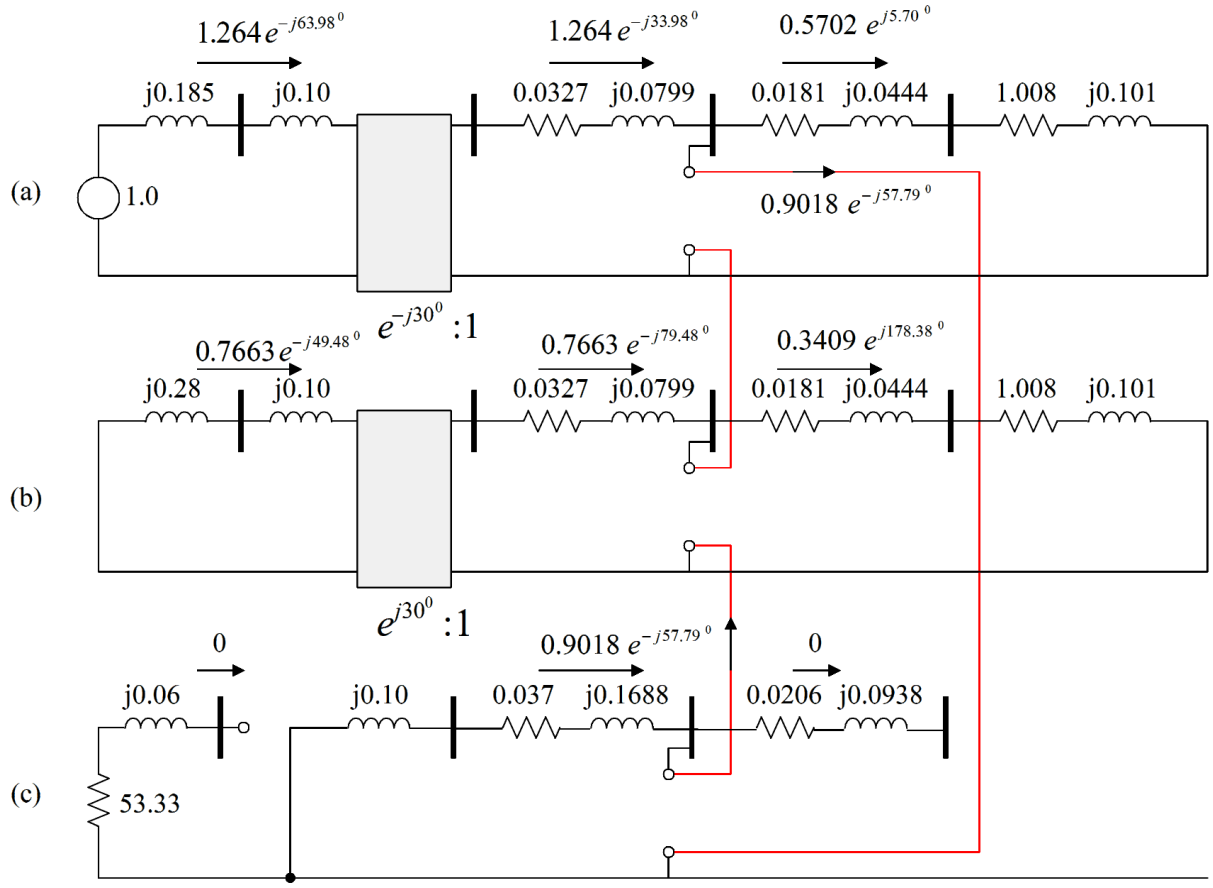


Figura E4.4d. Circuitos equivalentes de secuencia y flujo de corriente eléctrica: la carga eléctrica es Incluido

Las corrientes eléctricas del generador (componentes simétricos) se muestran en la Figura E4.4c. La

Las corrientes eléctricas de fase del generador son:

$$\tilde{I}_{gen,abc} \quad \tilde{TI}_{gen,120}$$

$$\tilde{I}_{Georgia} \quad \tilde{I}_{gen1} \quad \tilde{I}_{gen2} \quad \tilde{I}_{gen0} \; 1.264 mi_{j63,980} \; 0,7663 mi_{j49,480} \; 2.0150_{j58,510} \quad mi$$

$$\tilde{I}_{gb} \; a^2 I \quad \tilde{}_{gen1} \quad a\tilde{i}_{gen2} \quad \tilde{I}_{gen0} \; 1.264 mi_{j183,980} \; 0,7663 mi_{j} \quad {}^{70.520} \quad 1.2910 mi_{j141} \; .13^{0}$$

$$\tilde{I}_{GC} \quad a\tilde{I}_{gen1} \quad a^2 \tilde{I}_{gen2} \quad \tilde{I}_{gen0} \; 1.264 mi_{j56,0} \quad {}^{20} \quad 0,7663 mi_{j} \; {}^{169.480} \quad 0.9094 mi_{j.96}^{92} \; {}^{0}$$

Los voltajes del generador (componentes simétricos) son:

$$\tilde{V}_{gen1} \quad 1.0 \; (j0,185) \; 1.264 mi_{j63,980} \quad 0,7965 mi_{j7,400}$$

$$\tilde{V}_{gen2} \quad (j0,28) \; 0,7663 mi \quad {}^{j49,480} \quad 0.2146 mi_{j139,480}$$

$$\tilde{V}_{gen0} \quad 0$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los voltajes de fase del generador son:

$$\tilde{V}_{gabc} \quad televisor_{gramo120}\tilde{}$$

$$\tilde{V}_{Georgia} \; V\tilde{}_{gramo1} \quad \tilde{}_{gramo2} \quad \tilde{V}_{gramo0} \; 0{,}7965\angle 7{,}40^0 \; 0.2146\angle 139{,}48^0 \; 0{,}6718\angle 21.11^0$$

$$\tilde{V}_{gb} \; a^2 V \; A\tilde{V}_{gramo1} \quad \tilde{}_{gramo2} \quad \tilde{V}_{gramo0} \quad 0{,}7965\angle 127{,}40^0 \; 0.2146\angle 19.48^0 \; 0{,}7584\angle 111{,}78^0$$

$$\tilde{V}_{GC} AV \; a^2 \tilde{V}_{gramo1} \; V \quad 0{,}7\tilde{9}65\angle \tilde{}_{gramo2} \; \tilde{}_{gramo0} \; 0.2146\angle 259{,}48^0 \; 1.0073\angle 110.04^0$$

Para el cálculo de la corriente de falla, primero calculamos el positivo, el negativo y el cero secuencia de corrientes en la falla. Tenga en cuenta que:

$$\tilde{I}_{F1} \quad \tilde{I}_{F2} \quad \tilde{I}_{F0} \quad 1.264\angle 33{,}98^0 \; 0.5702\angle 5.70^0 \; 0.9018\angle \quad 57.79^0$$

Por lo tanto, las corrientes de falla son:

$$\tilde{I}_{fabc} \quad TI\tilde{}_{F120} \quad \begin{matrix} 0 \\ \\ \end{matrix} \quad \begin{matrix} 3\tilde{I}_0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} 2.7054\angle 57.79^0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$$

Comparando los dos casos, Es obvio que la presencia de la carga eléctrica no afectar sustancialmente la corriente de falla. Por supuesto, dado que la carga eléctrica se representa con un equivalente pasivo de R, L, no contribuye a la corriente de falla.

En resumen, hemos discutido los procedimientos mediante los cuales las redes de secuencia de un sistema de energía deben conectarse para proporcionar un circuito para el cálculo de las corrientes de falla en condiciones específicas de falla. Específicamente, en condiciones de estado estacionario pero posiblemente desequilibradas, el sistema se representa con tres redes de secuencia, como en la Figura 4.6b. En el punto de una falla (simétrica o asimétrica), las redes de secuencia deben estar interconectadas porque es esta área donde interactúan las cantidades de secuencia. El tipo de interacción y, por lo tanto, la forma en que deben interconectarse las redes de secuencia, depende del tipo de falla. Las Figuras 4.7 a 4.10 ilustran las conexiones necesarias para los cuatro tipos de fallas mencionadas anteriormente.

Computacionalmente, el análisis de fallas simétricas o asimétricas requiere los siguientes pasos:

Paso 1: Calcule los tres circuitos equivalentes (equivalente de Norton o Thevenin) en la ubicación de la falla (secuencia positiva, negativa y cero).
Paso 2: interconecte los tres circuitos equivalentes según el tipo de falla.
Paso 3: Calcule los voltajes y corrientes de los componentes simétricos en cualquier lugar de la red de paso 2. Posteriormente, calcule las cantidades de fase.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

De las tareas anteriores, la más compleja y exigente desde el punto de vista computacional es la tarea 1. Requiere la formación de las tres redes de secuencia y la posterior reducción de estas a un equivalente de Norton o Thevenin. La formación de las tres redes de secuencia se logra mediante la interconexión de los modelos de secuencia de dispositivos individuales. El procedimiento es sencillo. Cuatro ejemplos relativamente sencillos han ilustrado el procedimiento.

El enfoque general para el análisis de fallas de sistemas grandes se analiza en la siguiente sección.

4.4 Análisis de fallas de grandes redes

El método de análisis de fallas presentado debe aplicarse a toda la red del sistema eléctrico de modo que se deben tener en cuenta las contribuciones de todas las fuentes de generación. Por razones prácticas, este análisis debería ser rápido. En esta sección presentamos la aplicación del análisis de componentes de secuencia a sistemas de potencia a gran escala con el propósito de calcular las corrientes de falla. En general, el proceso es bastante sencillo e incluye los siguientes pasos:

Paso 1: Primero se modela cada componente del sistema de energía con sus modelos de secuencia positiva, negativa y cero. Posteriormente, las tres redes de secuencia se crean de la siguiente manera:
Paso 2: El modelo de secuencia positiva de la red se genera simplemente sustituyendo el modelo de secuencia positiva de cada componente en la red.
Paso 3: El modelo de secuencia negativa de la red se genera simplemente sustituyendo el modelo de secuencia negativa de cada componente en la red.
Paso 4: El modelo de secuencia cero de la red se genera simplemente sustituyendo el modelo de secuencia cero de cada componente en la red.
Paso 5: A continuación, se considera el tipo de falla a analizar. Para el tipo de falla específico, conecte las redes de secuencia según lo indique el tipo de falla (consulte las Figuras 4.x, 4.x, 4.xy 4.x). Por ejemplo, para una falla de fase, simplemente inserte un elemento de impedancia cero entre la red de secuencia positiva en la ubicación de la falla y el nodo de referencia; las redes de secuencia negativa y cero no estarán involucradas. De manera similar, para una falla de una sola línea a tierra, simplemente conecte las tres redes en serie en la ubicación de la falla, etc. El resultado final es que para una falla específica tendremos una red más grande que resolver.
Paso 6: Resuelva la red resultante del Paso 5. La solución proporcionará los voltajes y corrientes en cualquier ubicación del modelo de red de secuencia positiva, negativa y cero.
Paso 7: Utilice los voltajes y corrientes de la solución del paso 6 para calcular los voltajes y corrientes de fase en cualquier lugar de la red real. Tenga en cuenta que este paso simplemente implica la conversión de los componentes de secuencia de los voltajes y corrientes en voltajes y corrientes de fase utilizando la transformación simétrica inversa.

Desde el punto de vista computacional, la tarea más exigente es la solución de la red (Tarea 6). En términos de métodos, se puede utilizar cualquier método de análisis de circuitos. Por ejemplo, análisis de bucle, análisis nodal, híbrido, etc. Sin embargo, se han desarrollado métodos muy eficientes (codificados por escasez) para el análisis nodal y es el método preferido para sistemas grandes. Para completar, en la siguiente sección discutimos los dos métodos principales de análisis de circuitos, es decir, análisis de bucle y análisis nodal. análisis.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

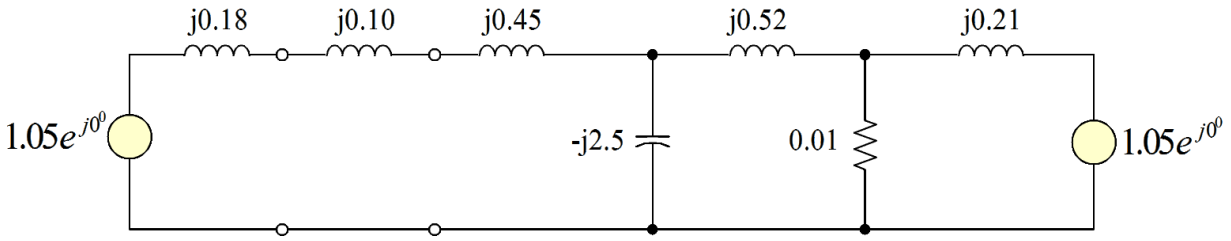
4.4.1 Métodos de análisis de circuitos

En esta sección discutimos dos métodos de análisis de circuitos para el análisis de fallas: (a) el análisis de lazo y (b) el análisis nodal. La base de estos métodos también se ha discutido en el Capítulo 2. Aquí nos centraremos en los procedimientos para crear la red en una forma adecuada para una de estas formas de análisis.

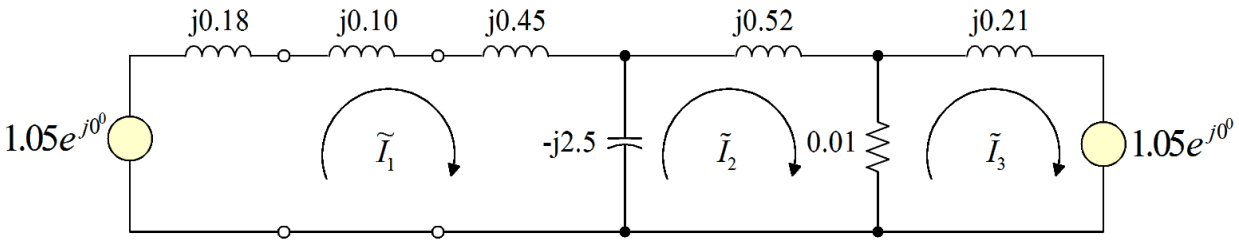
Análisis de bucle: La idea básica del análisis de bucles es la siguiente. Si tenemos una red grande, podemos definir un número de corrientes eléctricas de tal manera que si se conocen estas corrientes, entonces se puede calcular cualquier otra cantidad en la red, como voltajes, etc. Los valores de estas corrientes se pueden calcular mediante un conjunto de ecuaciones que se generan de la siguiente manera: un número de bucles en la red se identifican de tal manera que el número de bucles es igual al número de corrientes eléctricas desconocidas. Luego, se escribe la ley de voltaje de Kirchoff para cada uno de los bucles. Este proceso produce un número de ecuaciones que es igual al número de corrientes eléctricas desconocidas. En otras palabras, tenemos un conjunto de ecuaciones y un número igual de incógnitas. La solución de estas ecuaciones produce las corrientes eléctricas desconocidas.

El proceso se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E4.6: El circuito equivalente de una red con fallas se muestra en la Figura E4.6. La falla se indica con la resistencia de falla de 0.01 pu. Resuelva esta red mediante análisis de bucle.



Solución: Tenga en cuenta que tres bucles se identifican fácilmente. La definición de una corriente de bucle en cada uno de los tres bucles da como resultado el sistema a continuación. Tenga en cuenta que las corrientes de bucle se definen como la corriente en las ramas de bucle que no se comparten con otros bucles. En las ramas que son compartidas por bucles, como la rama del condensador que se muestra en la figura, el flujo de corriente será una combinación de corrientes de bucle, en este caso I1-I2.



La ley de voltaje de Kirchoff alrededor de cada uno de los bucles produce las siguientes tres ecuaciones:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$1.05 \quad j0,75I \quad j2\tilde{,}5 \quad I \quad I \quad \tilde{0} \quad \tilde{}_2$$
$$j0,52I_2\tilde{} \; 0,01 \; I_2 \quad I_3\tilde{} \quad j2\tilde{.}5 \; I_1 \quad I_2 \quad 0\tilde{} \quad \tilde{}$$
$$j0,21I_3\tilde{} \; 1.05 \; 0,01 \quad I_2 \quad I_3\tilde{} \quad 0 \; \tilde{}$$

Las ecuaciones anteriores se pueden escribir en forma de matriz de la siguiente manera:

$$\begin{matrix} j1,75 & j2.5 & 0 & \tilde{I}_1 & 1.05 \\ j2.5 & 0,01 \; j1,98 & 0,01 & \tilde{I}_2 & 0 \\ 0 & 0,01 & 0,01 \; j0,21 & \tilde{I}_3 & 1.05 \end{matrix}$$

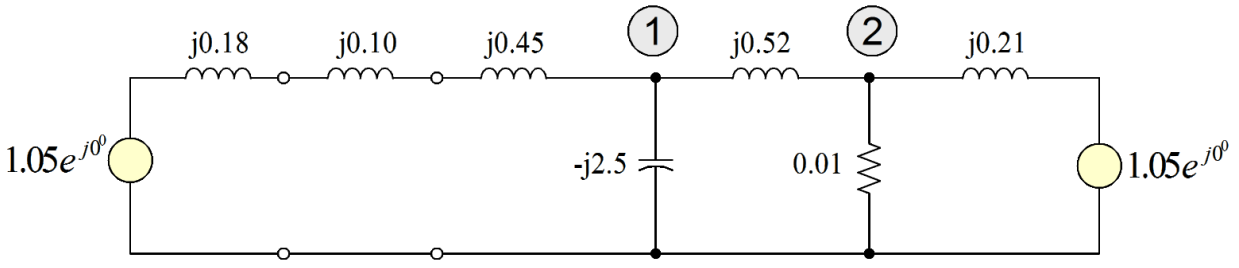
La solución de la ecuación anterior produce:

$$\tilde{I}_1 \quad xxe^{\,jxx}$$
$$\tilde{I}_2 \quad xxe^{\,jxx}$$
$$\tilde{I}_3 \quad xxe^{\,jxx}$$

Análisis nodal: La idea básica del análisis nodal es el reconocimiento de que el conocimiento de los voltajes en cada nodo de una red puede proporcionar cualquier otra cantidad de interés, por ejemplo corrientes, etc. Por esta razón, el método define los voltajes en cada nodo de la red como las incógnitas a calcular. Posteriormente, se escribe la ley actual de Kirchoff para cada nodo del sistema. Cada corriente se expresa en función de los voltajes desconocidos de los nodos. Este proceso produce tantas ecuaciones como nodos y se expresan en términos de los voltajes de los nodos. En otras palabras, tenemos un conjunto de ecuaciones y un número igual de incógnitas. La solución de estas ecuaciones produce los voltajes de nodo desconocidos. El proceso se ilustrará con un ejemplo.

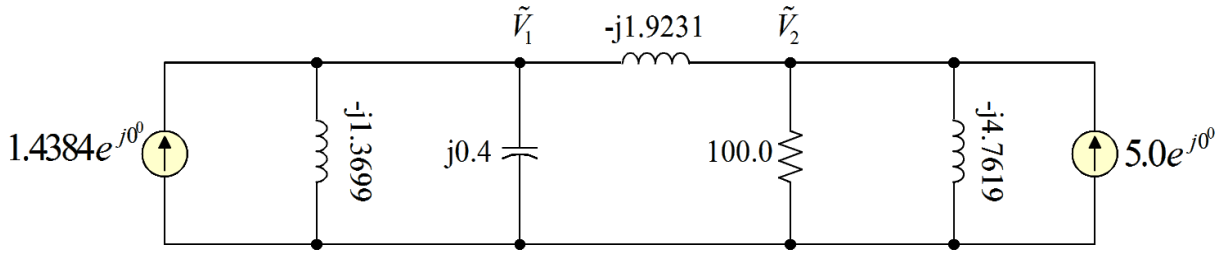
Ejemplo E4.7: Considere el circuito equivalente de una red con falla, el mismo que en el Ejemplo E4.6. Resuelva esta red mediante análisis nodal.

Solución: Primero observe que podemos identificar dos nodos (además del nodo de referencia) donde si se conocen los voltajes en estos nodos, podemos calcular cualquier otra cosa en el circuito. Estos dos nodos se identifican como 1 y 2 en la figura.



Posteriormente reemplazamos los elementos del circuito con equivalentes de Norton como se muestra en la figura siguiente, es decir, todas las impedancias se convierten en admitancias y todas las fuentes de voltaje en corriente. fuentes.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Las ecuaciones nodales para la red anterior son:

$$1.4384 \angle -j1.3699 V_1 \tilde{-} j0.4 V_1 \tilde{-} j1.9231 V_1 \tilde{-} V_2 = 0$$

$$5.0 \angle -j4.7619 V_2 \tilde{-} 100.0 V_2 \tilde{-} j1.9231 V_2 \tilde{-} V_1 = 0$$

Las ecuaciones anteriores se pueden escribir en forma de matriz de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} j2.8930 & -j1.9231 \\ -j1.9231 & 100.0 - j6.6850 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.4384 \\ 5.0 \end{bmatrix}$$

La solución de la ecuación anterior produce:

$$\tilde{V}_1 = xxe^{jxx}$$

$$\tilde{V}_2 = xxe^{jxx}$$

Los procedimientos descritos anteriormente se pueden aplicar de forma sistemática en redes de cualquier tamaño. Se puede pensar que cualquier red de energía eléctrica consta de varios componentes. Para el análisis de fallas basado en componentes simétricos, los elementos básicos y más usuales que se encuentran son: (a) fuentes, (b) resistencias, (c) inductores, (d) capacitores y (e) elementos acoplados magnéticamente. Si el método de análisis seleccionado es el análisis de bucle, es conveniente escribir las ecuaciones del modelo en términos de impedancias y fuentes de voltaje; en este caso, es más fácil escribir las ecuaciones de bucle. Nos referimos a esta forma como la forma equivalente de Thevenin. La figura 4.7, columna tres, proporciona la forma equivalente de Thevenin para los componentes más habituales. Si el método de análisis seleccionado es el análisis nodal, Es conveniente escribir las ecuaciones del modelo en términos de admitancias y fuentes de corriente; en este caso, es más fácil escribir las ecuaciones nodales. Nos referimos a este formulario como el formulario equivalente de Norton. Figura 4.7, columna cuatro proporciona la forma equivalente de Norton para el
componentes más habituales.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

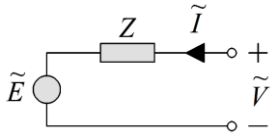
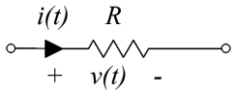
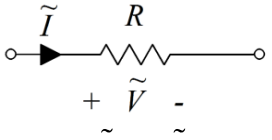
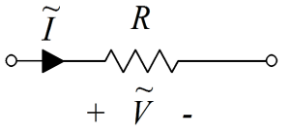
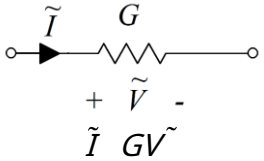
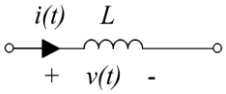
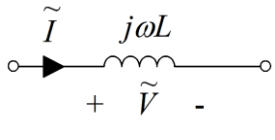
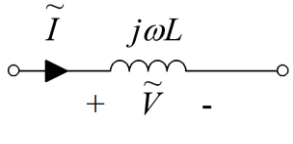
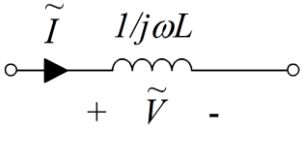
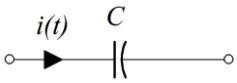
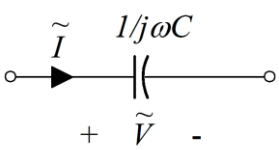
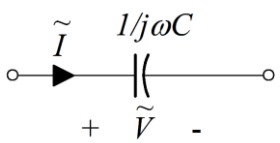
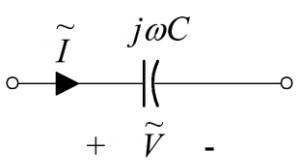
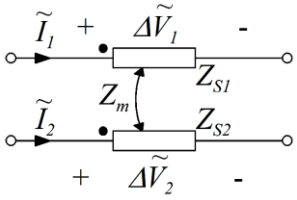
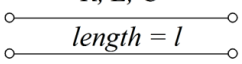
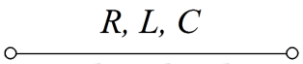
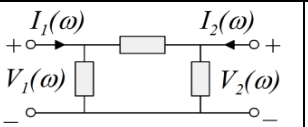
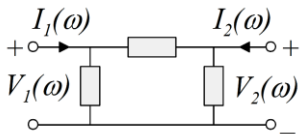
Elemento	Ecuaciones modelo Frecuencia de poder	Equivalente de Thevenin	Equivalente de Norton
Fuente		$\tilde{V}$ zI~mi~	$\tilde{I}$ yV~ S.M~ y 1 / z
Resistor  Vermont) Ri (t)	 V Rhode Island	 V Rhode Island	 $\tilde{I}$ GV~
Inductor  Vermont) $L\frac{di(t)}{dt}$	 $\tilde{V}$ j LI~	 $\tilde{V}$ j LI~	 $\tilde{I}$ $\frac{1}{jL}\tilde{V}$
Condensador  eso) $C\frac{dv(t)}{dt}$	 $\tilde{I}$ j CV~	 $\tilde{V}$ $\frac{1}{jC}\tilde{I}$	 $\tilde{I}$ j CV~
Elementos acoplados		$\tilde{V}_1$ $z_{s1}\tilde{I}_1$ $z_{metro2}\tilde{I}_2$ $\tilde{V}_2$ $z_{metro}\tilde{I}_1$ $z_{s2}\tilde{I}_2$	$\begin{bmatrix}\tilde{I}_1\\ \tilde{I}_2\end{bmatrix}$ A $\begin{bmatrix}z_{s2} & z_{metro}\\ z_{metro} & z_{s1}\end{bmatrix}$ $\begin{bmatrix}\tilde{V}_1\\ \tilde{V}_2\end{bmatrix}$ A^{1} $\frac{1}{z_{s1}z_{s2}-z_{metro}^2}$
Repartido Circuito de parámetros  $\frac{v(y,t)}{y}$ Rhode Island y, t $L\frac{yo(y,t)}{t}$ $\frac{yo(y,t)}{y}$ $C\frac{v(y,t)}{t}$	 $\frac{\tilde{V}(y)}{y}$ R j L Yo~(y) $\frac{\tilde{Yo}(y)}{y}$ j CV (~años)	 $\tilde{V}_1(\ )$ $\frac{Z_0 \text{aporrear}(pag\ \ell)}{\text{pecado}(pag)}\tilde{I}_1$ $\frac{Z_0}{\text{pecado}(pag)}\tilde{I}_2$ $\tilde{V}_2(\ )$ $\frac{Z_0}{\text{pecado}(pag)}\tilde{I}_1$ $\frac{Z_0 \text{aporrear}(pag\ \ell)}{\text{pecado}(pag)}\tilde{I}_2$ Z $Z_0 \sinh(pag\ell)$ Z' $\frac{Z_0 \sinh(pag\ell)}{\text{aporrear}(pag)\ 1}$ Z_0 $R\sqrt{jL / jC}$ $pag\sqrt{R\ jL\ jC}$	 $\tilde{I}_1(\ )$ $\frac{\text{aporrear}(pag\ \ell)}{Z_0 \text{pecado}(pag)}\tilde{V}_1$ $\frac{1}{Z_0 \text{pecado}(pag)}\tilde{V}_2$ $\tilde{I}_2$ $\tilde{I}_2(\ )$ $\frac{1}{Z_0 \text{pecado}(pag)}\tilde{V}_1$ $\frac{\text{aporrear}(pag\ \ell)}{Z_0 \text{pecado}(pag)}\tilde{V}_2$ $\tilde{I}_2$ Y $\frac{1}{Z_0 \sinh(pag\ell)}$ Y' $\frac{\text{aporrear}(pag)\ 1}{Z_0 \sinh(pag\ell)}$ Z_0 $R\sqrt{jL / jC}$ $pag\sqrt{R\ jL\ jC}$

Figura 4.7: Elementos del circuito equivalente de Thevenin y Norton

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.4.2 Métodos de reducción de red

Muchas veces es conveniente calcular las impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero en la ubicación de la falla. Esto se logra de manera más eficiente utilizando la técnica de reducción de red. El proceso es sencillo. Primero, las redes de secuencia positiva, negativa y cero se construyen simplemente reemplazando cada componente del sistema con los modelos de secuencia positiva, negativa y cero de los componentes. El resultado final de este proceso serán tres redes: el modelo de red de secuencia positiva, negativa y cero del sistema. Posteriormente, la red de secuencia positiva se puede reducir a un equivalente de Thevenin o Norton en la ubicación de la falla utilizando métodos de reducción de red. De manera similar, la red de secuencia negativa se puede reducir a un equivalente de Thevenin o Norton en la ubicación de la falla utilizando métodos de reducción de red.

El método de reducción de la red se ilustrará con un ejemplo sencillo.

Ejemplo E4.7: Considere el circuito equivalente de una red con fallas. La red de secuencia positiva para el sistema se ilustra en la Figura E4.7. Calcule el equivalente de Thevenin y el equivalente de Norton en la ubicación de la falla.

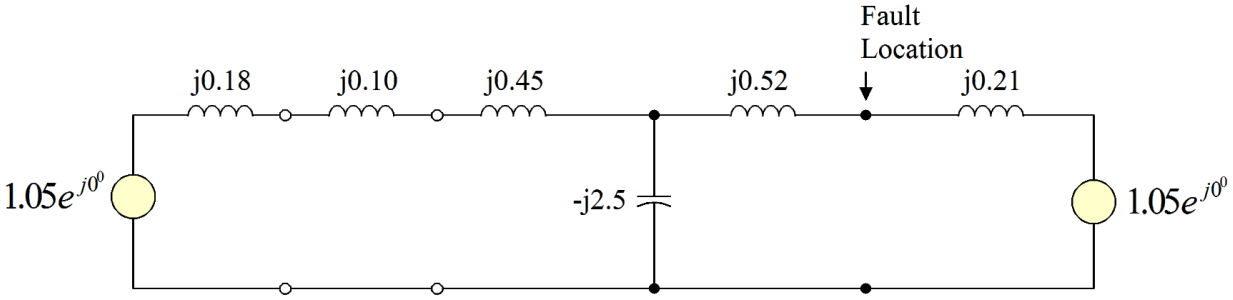


Figura E4.7

Solución: Primero usaremos el análisis nodal para calcular el equivalente de Norton. Para este propósito convertimos la red de secuencia positiva en:

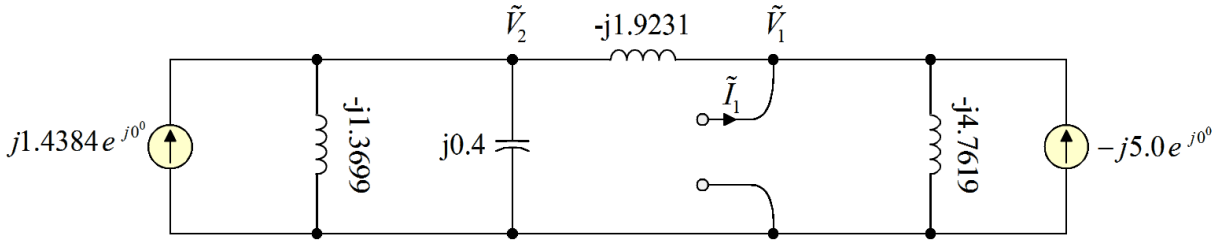


Figura E4.7a

Las siguientes ecuaciones nodales están escritas para esta red:

$\tilde{I}_1 \quad j1{,}9231\ V_1 \quad \tilde{V}_2 \qquad \tilde{j}4.7619 V_1 \quad j5{,}0\ \tilde{}\ 0$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$j1{,}9231\ \tilde{V}_2 \tilde{V}_1 \sim j0.4\tilde{V}_2\ j1.\tilde{3}699\tilde{V}_2\ j1.4\tilde{3}84\ \ 0$

Las ecuaciones anteriores se pueden escribir en la siguiente forma compacta:

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1 & j6.6850 & j1{,}9231 & \tilde{V}_1 & j5{,}0 \\ 0 & j1{,}9231 & j2.8930 & \tilde{V}_2 & j1.4384 \end{matrix}$$

Tras la eliminación de $\tilde{V}_2$ de las ecuaciones anteriores:

$$\tilde{I} \qquad \sim \qquad \sim \qquad \sim$$

La primera ecuación corresponde al equivalente de Norton que se muestra en la Figura E4.7b (a) y la segunda ecuación corresponde al equivalente de Thevenin que se muestra en la Figura E4.7b (b).

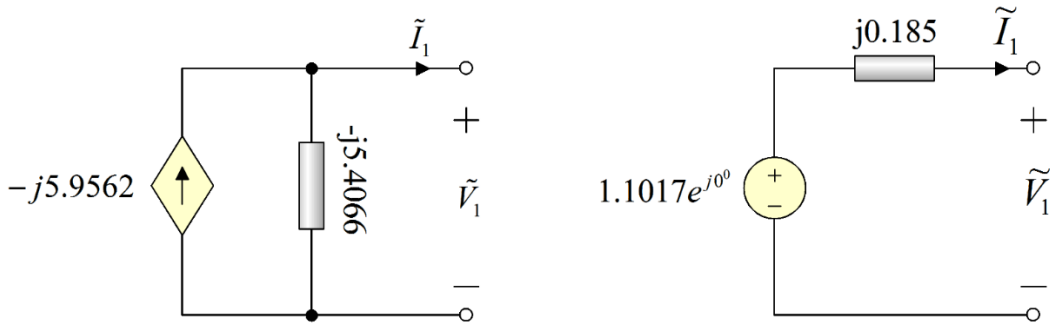


Figura E4.7b Equivalentes de Norton y Thevenin del circuito de la figura E4.7

En resumen, el análisis de fallas de sistemas a gran escala se puede realizar configurando las redes de secuencia positiva, negativa y cero del sistema, aplicando la falla a esta red y resolviendo el problema de red resultante. La solución se puede hacer directamente o calculando los equivalentes de Thevenin o Norton de la red de secuencia positiva, negativa y cero primero y luego aplicando el modelo de falla a los equivalentes.

Los procedimientos descritos anteriormente se ilustrarán con un ejemplo.

Ejemplo E4.5: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E4.5. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la Figura. Considere una falla de línea única a tierra en la ubicación A. La ubicación A se indica en la Figura. Está muy cerca del bus de 230 kV del transformador y prácticamente la impedancia entre el bus y la ubicación A es cero. Calcule la corriente de secuencia negativa en el generador durante esta falla. También se da que antes de la falla la unidad opera bajo voltaje nominal en sus terminales, potencia nominal y factor de potencia unitario. La
Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea son: $z_1 \quad z_2 \quad j45{,}5\,ohmios$ y $z_0 \quad j106{,}4\ ohmios.$ La impedancia mutua entre las dos líneas (solo secuencia cero) es: $z_{0metro} \quad j24{,}5\ ohmios.$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

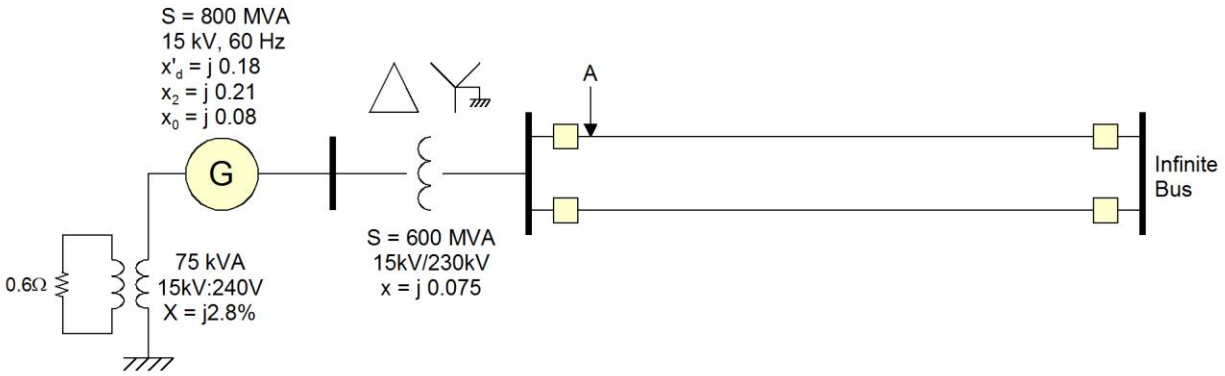


Figura E4.5

Solución: Condiciones previas a la falla: Primero necesitamos calcular las condiciones de operación de este sistema antes de la falla. El sistema opera en condiciones equilibradas antes de la falla y, por lo tanto, se aplica la red de secuencia positiva que se muestra en la Figura E4.5a. La figura también muestra los datos dados, específicamente el generador opera bajo voltaje nominal, potencia nominal y factor de potencia unitario. Por lo tanto, el voltaje y la corriente del terminal del generador es:

$\tilde{V}_1 1.0mi_{j0,} \quad \tilde{I}_1 1.0mi_{j0}$

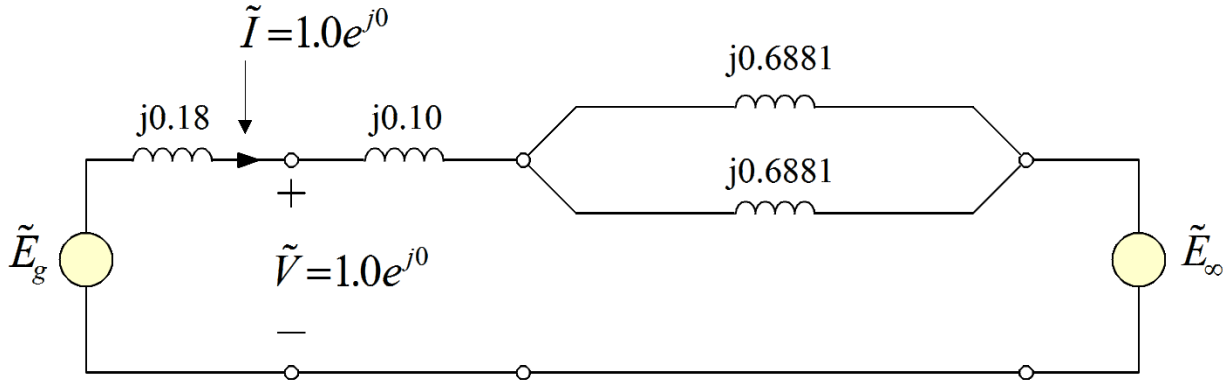


Figura 4.5a: Modelo de red antes de la falla

El voltaje interno del generador y el voltaje de fuente infinito son:

$\tilde{mi}_{gramo} 1.0mi_{j0} \quad j\ 0{,}18 \quad 1.0mi_{j0} \quad 1.0161e_{j10.204_0}$

$\tilde{mi}\ 1.0\tilde{mi}^{j0}\ j\ 0{,}10 \quad \frac{0{,}6881}{2} \quad 1.0mi^{j0} \quad 1.0942mi_{j23{,}946_0}$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Condiciones de falla: Dado que tenemos una sola línea a la falla a tierra, necesitamos construir las redes equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero. La figura E4.5b (a) ilustra las redes equivalentes de secuencia pos, neg y cero y las conexiones para una sola línea a la falla a tierra. Las redes de secuencia también se pueden reducir a las redes de secuencia equivalente en la ubicación de la falla, como se muestra en la Figura E4.5b (b). Presentamos a continuación el análisis de estas condiciones con dos métodos: (a) el método uno simplemente resuelve la red de la figura E4.5b (a) y (b) el método dos primero calcula los modelos de secuencia equivalente reducida y luego resuelve las corrientes de falla.

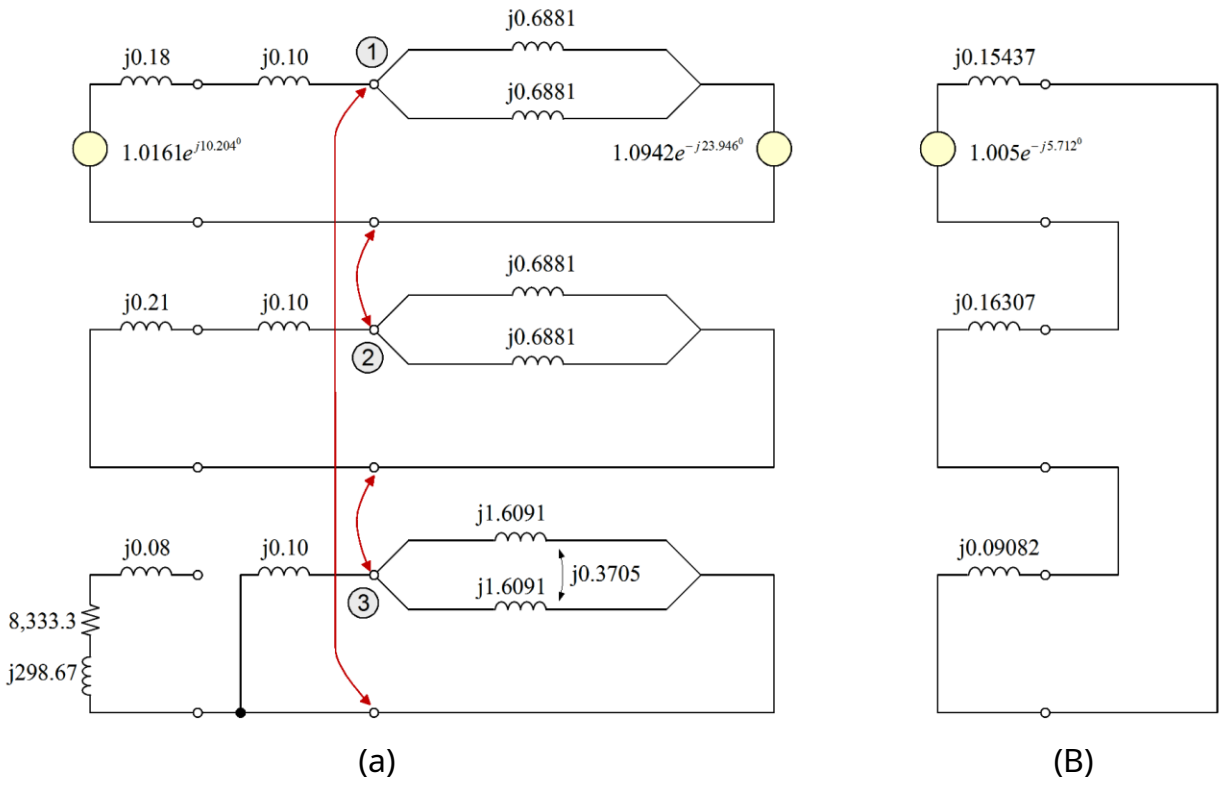


Figura 4.5b: Modelo de red con fallas
(a) Redes de secuencia, (b) Redes de secuencia reducida)

Método de solución (a): Primero, los dos elementos acoplados mutuamente se pueden reemplazar con una impedancia de admitancia equivalente. Para este propósito, use las ecuaciones de la Figura 4.7:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} z_{s2} & z_{metro} \\ z_{metro} & z_{s1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \end{bmatrix}, \quad A = \frac{1}{z_{s1} z_{s2} - z_{metro}^2}$$

Tenga en cuenta que el voltaje en cada uno de los elementos acoplados es el mismo y la corriente neta es la suma de las corrientes, es decir

$$\tilde{V} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{}$$

Esta la entrada equivalente es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$y_{eq} \quad A \quad z_{s2} \quad z_{s1} \quad 2z_{metro} \qquad j1.010305, \; o \qquad z_{eq} \quad j0,9898$$

Las ecuaciones nodales para la red de la figura E4.5b (a) son:

$$0 \quad \tilde{V} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,28} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,6881} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,1} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,9898}$$

$$0 \quad V\tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,31} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,6881} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,28} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,6881}$$

$$0 \quad V\tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,1} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,9898} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,31} \quad \tilde{} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,6881}$$

La solución de las ecuaciones nodales produce:

$$\tilde{V}_1 \quad xxe^{jxx,} \; V_2 \; \tilde{} xxe^{jxx,} \; V \quad xx\tilde{e}_3^{jxx}$$

La corriente de secuencia negativa en el generador es:

$$\tilde{I}_2 \qquad \tilde{V}_2 \; V\tilde{}_3 \quad \frac{1}{j0,31} \qquad xxe^{jxx}$$

Método de solución (b): En este método, las redes de secuencia se reducen primero a un equivalente de Thevenin en la ubicación de la falla. La figura E4.5b (b) ilustra los equivalentes de Thevenin calculados. A continuación presentamos el cálculo de la secuencia positiva del equivalente de Thevenin.

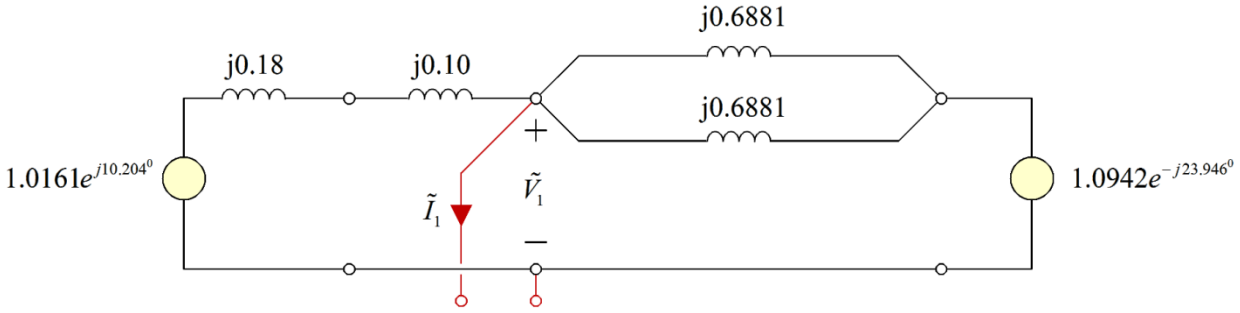


Figura E4.5c: Cálculo del equivalente de Thevenin de secuencia positiva en la ubicación de la falla

$$0 \quad \tilde{V} \qquad \frac{}{j0,28} \quad \tilde{} \qquad \frac{}{j0,6881} \quad \tilde{}$$

La ecuación anterior se convierte en la forma:

$$\tilde{V}_1 \quad j0.15437I \; \tilde{1}_{,}0050mi^{j5.712_0}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La ecuación anterior corresponde a la secuencia positiva del equivalente de Thevenin en la Figura E4.5b (b). De manera similar, los equivalentes de Thevenin de las redes de secuencia negativa y cero se calculan e ilustran en la Figura E4.5b (b).

4.5 Transitorios eléctricos

La iniciación y eliminación de fallas desencadena transitorios que pueden afectar el desempeño de los interruptores y su capacidad para interrumpir el circuito. Examinamos dos tipos de transitorios que afectan en gran medida el rendimiento del interruptor. El primer tipo de transitorios afecta la magnitud de la corriente eléctrica a interrumpir. Nos referimos a estos transitorios como transitorios de corriente de falla. El segundo afecta los voltajes a los que está sujeto un interruptor después de la interrupción de la falla. Nos referimos a estos transitorios como recuperación de voltaje transitorio. El mecanismo de generación de estos transitorios se describirá a continuación.

4.5.1 Transitorios de corriente de falla

Los transitorios de corriente de falla incluyen típicamente un componente de CC que disminuye exponencialmente, así como un componente que disminuye la frecuencia de potencia. El componente de CC que decae exponencialmente puede ocurrir en cualquier lugar. El componente de CA que decae exponencialmente es más profundo cerca de una unidad generadora y es causado por las impedancias variables del generador durante una falla. En la Figura 4.9 se muestra una forma de onda de corriente de falla típica. El transitorio de corriente de falla afecta al relé, así como a la capacidad del interruptor para interrumpir la falla. El efecto sobre la operación del relé se discutirá en la siguiente sección. La capacidad del interruptor para interrumpir la falla depende del valor rms de la corriente de falla en el momento de la interrupción. El valor rms debe estar por debajo de la capacidad del interruptor. La forma de onda de la corriente de falla eléctrica en la Figura 4.9 indica que el valor rms de la corriente varía con el tiempo. Es importante analizar la forma de onda de la corriente de falla para determinar cuál es el valor eficaz de la corriente de falla en el momento de la operación del interruptor. Este análisis se presentará con un ejemplo.

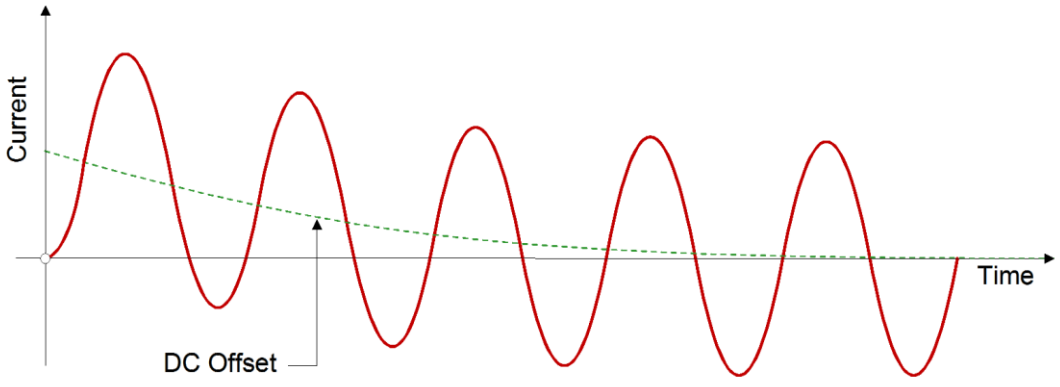


Figura 4.9: Transitorios de corriente de falla eléctrica

Considere un sistema de energía eléctrica y suponga que el sistema opera en condiciones normales de estado estacionario cuando de repente ocurre un cortocircuito entre una fase y el neutro del sistema. Deseamos examinar los transitorios de fallas eléctricas. Para simplificar el análisis, consideramos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

el equivalente de Thevenin del sistema en el punto de la falla, que se ilustra en la Figura 4.10. En general, el circuito equivalente consistirá en una fuente de voltaje ideal equivalente detrás de la impedancia de Thevenin que para la mayoría de los sistemas de energía consistirá en una resistencia R e inductancia
L. El voltaje de fuente equivalente es:

$$e(t) \quad 2\sqrt{V}\,\text{porque}\quad t$$

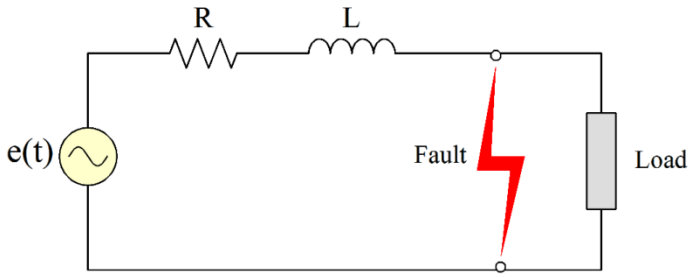


Figura 4.10: Circuito equivalente de Thevenin de un sistema de energía en una ubicación de falla

La corriente de falla se calcula resolviendo la ecuación diferencial que describe el circuito equivalente. Específicamente, después del inicio de la falla, el voltaje a través de los terminales de falla es cero, por lo tanto:

$$e(t) \quad \text{Rhode Island}_{F}(t) \quad \frac{di(t)}{dt}$$

La solución general de la ecuación anterior, asumiendo que la falla ocurre en t = 0 es:

$$I_{F}(t) \quad 2I\sqrt{}\,\text{porque}\quad t \qquad \sqrt{2}I\,\text{porque} \qquad I(0)\ mi_{L}^{\ \frac{R}{}t}$$

dónde:

$$\text{broncearse} \quad \frac{L}{R}$$

$$I \quad \frac{V}{\sqrt{R_{2} \quad {}_{2}L_{2}}}$$

Tenga en cuenta que la corriente de falla consta de un componente sinusoidal más un componente de CC que decae exponencialmente. La amplitud del componente de CC depende principalmente de la fase de la forma de onda del voltaje de la fuente en el momento en que ocurre la falla (ángulo). Despreciando la corriente previa a la falla i (0), la amplitud máxima del componente de CC ocurre para Para esta condición, el componente de CC se convierte en:

$$I_{F,\,DC\max}(t) \qquad \sqrt{}_{2Es\ decir}^{\ \frac{R}{L}t}$$

mientras que el componente sinusoidal (AC) es:

$$I_{F,\,AC}\ (t) \quad \sqrt{2}I\,\text{porque}\ t)$$

Por lo tanto, el valor RMS de la corriente de falla bajo el supuesto anterior ( ) es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$I_F \quad I_2 \sqrt{\quad 2I_2 mi \qquad \frac{2R}{L}t}$$

La expresión anterior es máxima en t = 0. Específicamente en t = 0 el valor RMS máximo de la
la corriente de falla es:

$$I_{F\max} \quad I3 \quad \sqrt{\quad} \quad \frac{V3\sqrt{\quad}}{\sqrt{R_2 \quad {}_2 L_2}}$$

Tenga en cuenta que la duración del componente de CC depende de la constante de tiempo L / R, es decir, la relación entre la inductancia del circuito equivalente de Thevenin y la resistencia en la ubicación de la falla.

Tenga en cuenta que el valor rms de la corriente de falla varía con el tiempo. Esto es muy importante porque la capacidad de los interruptores automáticos para interrumpir la corriente de falla depende del valor eficaz de la corriente de falla en el momento de la interrupción. Por ejemplo, un interruptor con capacidad nominal de 40 kA podrá interrumpir una falla siempre que el valor eficaz de la falla sea inferior a 40 kA en el momento de la interrupción. Por lo tanto, es importante calcular la corriente de falla en el momento de la operación del interruptor. El problema se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E4.9: En la ubicación de un interruptor, las impedancias de secuencia equivalentes son:

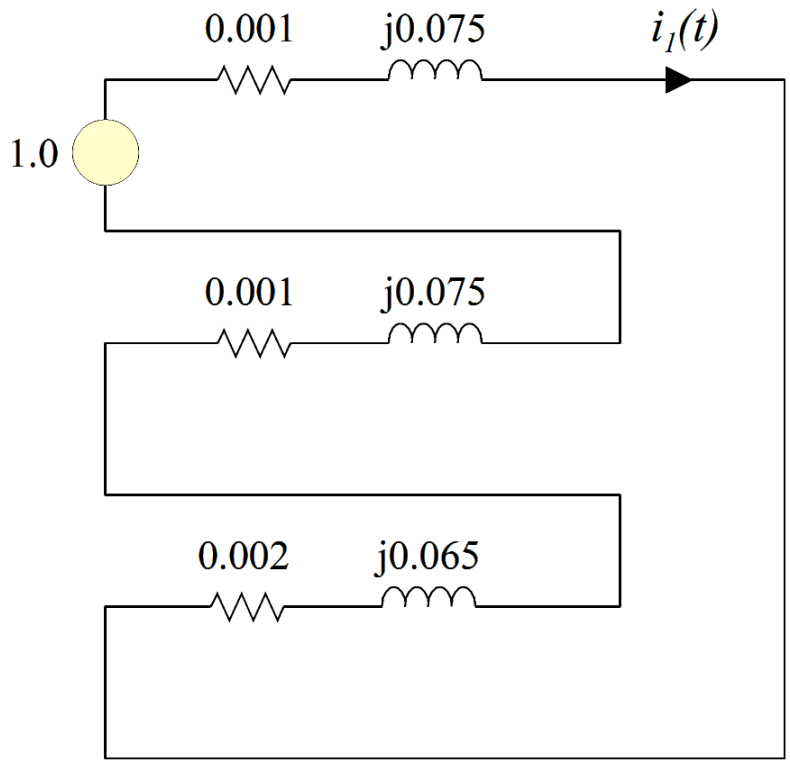
(a) secuencia pos / neg: $R_1 \quad j\,L_1 \quad 0{,}001 \quad j0{,}075\ pu,\ @13{,}8 kV\ (L \quad Tierra\ 36 MVA$
(b) secuencia cero: $R_0 \quad j\,L_0 \quad 0{,}002 \quad j0{,}065\ pu,\ @13{,}8 kV\ (L \quad Tierra\ 36\ MVA$

El interruptor está configurado para despejar una falla en cuatro ciclos y medio de 60 Hz. Calcule el**valor rms máximo posible** de una sola fase a la corriente de falla a tierra (en amperios) en el momento de la operación del interruptor, es decir, cuatro ciclos y medio después del inicio de la falla.

Solución: Con el fin de calcular el valor rms máximo, debemos suponer el máximo
Desplazamiento de CC.

El circuito equivalente es:

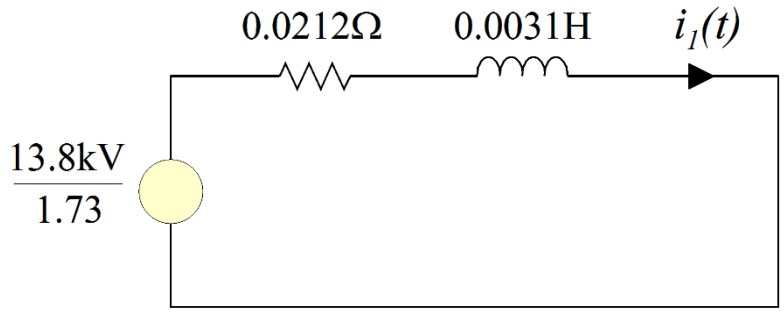
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



La resistencia e inductancia equivalentes convertidas en unidades reales son:

$R \quad 0.0212 ohmios \qquad L \quad 0{,}0031 H$

El circuito equivalente en unidades reales es:



La corriente de falla es:

$$e_{so)} \quad 3e_{so}) \quad 3\sqrt{2}I\,\mathrm{C\,os}\ t \qquad 3\sqrt{2}I\,mi^{\frac{0.0212}{0031,}t}I \qquad \left|\frac{13{,}8\ /\sqrt{3}}{0.0212\ j1.1381}\right| \quad 7.0004 kA$$

$$I_{f,\,rm}t) \quad 3\,I_{2}\sqrt{2} \qquad I_{2}mi^{\frac{2R}{L}t}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En t = 4,5 ciclos, t = 0,075 segundos. Por lo tanto

$$I_{f,\,rms}t \;\; 0{,}075) \;\; 3 \;\; \sqrt{I^2\,2 \quad {}^{2}_{Es\,decir\,L}} \quad {}^{2R_{0{,}075}} \quad 27{,}51\,kA$$

4.5.2 Evolución de la corriente de falla

El análisis simplificado de la evolución de la corriente de falla basado en un circuito equivalente de Thevenin en la ubicación de la falla, aunque se usa ampliamente, no representa con precisión la evolución de la falla en sistemas reales.

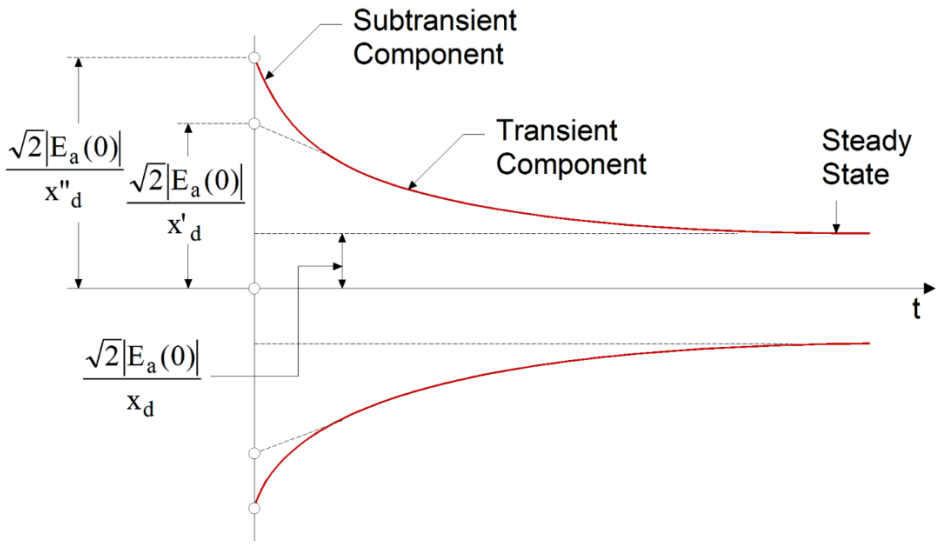


Figura 4.3: Componentes de corriente de cortocircuito durante una falla cerca de un generador

4.6 Voltaje de recuperación transitorio

Después de la ocurrencia de una falla, el sistema de protección abre el interruptor apropiado para interrumpir la corriente de falla. Un interruptor interrumpe la corriente de falla abriendo un conjunto de contactos. Debido a que el circuito detrás del interruptor es principalmente inductivo, el flujo de corriente no se interrumpirá hasta que la corriente cruce un valor cero. En este instante, el arco eléctrico deja de existir y se interrumpe la corriente de falla. Una vez que se interrumpe la corriente de falla, el voltaje a través de los contactos del interruptor se acumula muy rápidamente. Este fenómeno se denomina "Voltaje de recuperación transitorio". Si la velocidad con la que aumenta esta tensión es muy alta (normalmente del orden de 10 microsegundos para alcanzar la tensión nominal del circuito), es posible que se vuelva a encender el arco eléctrico. En este caso, la corriente de falla eléctrica continuará. Nos referimos a este fenómeno como un*reencendido del interruptor.* Los reencendidos del interruptor dañan el interruptor y los reencendidos repetidos pueden causar la falla del interruptor.

El modelo matemático que describe el voltaje acumulado a través de las placas de un interruptor se describe con la ayuda de la Figura 4.x. La fuente*e (t)* y el inductor *L* representan el equivalente del sistema de potencia en los terminales del interruptor. Tenga en cuenta que este es el equivalente de Thevenin en la ubicación del interruptor y la resistencia de la impedancia equivalente se ha despreciado durante

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

conveniencia. El capacitor C representa la capacitancia parásita del equipo de potencia en esa ubicación (transformador, disyuntor, etc.).

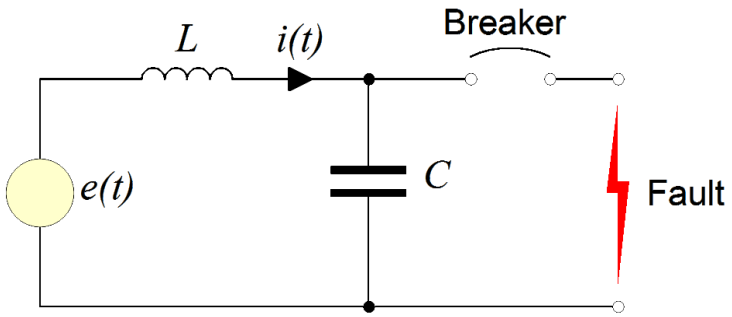


Figura 4.x Circuito equivalente para análisis de voltaje de recuperación transitoria

Considere el período durante las condiciones de falla. La corriente de falla es:

$$\tilde{I} \quad \frac{\tilde{m}i}{j\,L}$$

Cuando la corriente se vuelve cero y asumiendo que en este caso se ha interrumpido el circuito, tendremos el siguiente modelo:

$$e\,(t) \quad L\,\frac{di\,(t)}{dt} \quad v_{C\,(}t)$$

$$eso) \quad C\,\frac{dv_{C}(t)}{dt}$$

y condiciones iniciales: $eso \;\; 0) \;\; 0, \qquad v_{C\,(}t \;\; 0) \qquad 0.$

La solución a este problema es:

$$eso) \quad \frac{\sqrt{2}mi}{L}\,\frac{1}{1 \quad \frac{1}{\quad}^{2}} \;\; \text{pecado} \;\; t \quad \frac{1}{\quad} \;\; \text{pecado} \;\; {}_{1}\,t \;\; , \text{dónde} \;\; {}_{1} \quad \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

y el voltaje a través del capacitor es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$v_C(t) \quad e(t) \quad L\frac{di(t)}{Dt} \quad \sqrt{2}mi\cos \quad t \quad \frac{1}{1 \quad \frac{1}{2}} \text{ porque } t \quad \frac{1}{2} \text{ porque}_1 t$$

Tenga en cuenta que por encima del voltaje consta de tres componentes, dos componentes que varían con la potencia frecuencia y otra que varía con una frecuencia mucho mayor.

$$v_{C1}(t) \quad 2mi \text{ porque } t$$

$$v_{C2}(t) \quad \sqrt{2}mi \quad \frac{1}{1 \quad \frac{1}{2}} \text{ porque } t$$

$$v_{C3}(t) \quad \sqrt{2}mi \frac{1}{1 \quad 1 \quad \frac{1}{2}} \quad \frac{1}{2} \text{ porque}_1 t$$

Normalmente, la frecuencia angular $_1$ es mucho mayor que la frecuencia de potencia . En este caso del componente $v_{C2}(t)$ es insignificante e, mientras que los otros dos componentes tienen casi iguales magnitudes pero diferente frecuencia. En la Figura 4.x se muestra un gráfico típico de los tres componentes y el voltaje total. Es importante observar en el gráfico que el valor pico del voltaje total ocurre en un tiempo igual a la mitad del período del voltaje. $v_{C3}(t)$. Por lo tanto, el momento de el voltaje pico es:

$$\frac{T_1}{2} \quad 2\frac{1}{F_1} \quad \frac{2}{2_1} \quad \sqrt{LC}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

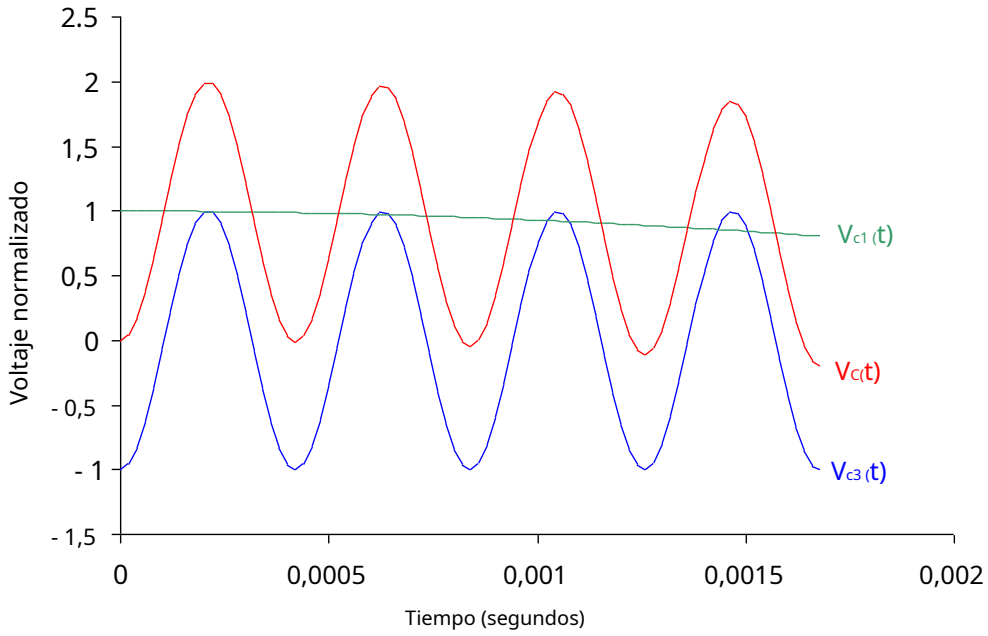


Figura 4.x: Ilustración del voltaje de recuperación transitorio

Ejemplo E4.10: En la ubicación de un interruptor, la inductancia equivalente de Thevenin es de 0.05 pu sobre una base de 13.8 kV (voltaje L a L), 10 MVA (trifásico total). La capacitancia parásita total en este punto es de 0.05 microFaradios. Calcule el voltaje de recuperación transitorio de este interruptor, es decir, el valor máximo en voltios y el tiempo de subida al valor máximo en microsegundos.

Solución: La impedancia base en esta ubicación es:

$$Z_{BLL} \frac{V^2}{S} 19.044 \ Ohmios$$

$$L \quad \frac{(0,05)\,(19,044)}{377} \quad 2.5257\ 10^{-3} \quad Henries$$

La frecuencia angular es:

$$_1 \quad \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad 88985,98\ (s^{-1})$$

El voltaje a través del interruptor es:

$$V_B(t) \quad e(t) \quad L \quad \frac{di(t)}{Dt} \quad \sqrt{2}V \text{ porque } t \quad \frac{1}{1 \quad /_1^{\,2}} \text{ porque } t \quad \frac{1}{} \quad ^2 \text{ porque } _1 t$$

$$V_B(t) \quad 2\sqrt{(13,8\ 10^{3}/\ \sqrt{3})} \text{ porque } t \quad \text{porque } _1 t \quad (Voltios)$$

El tiempo de subida es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$t \quad \frac{}{1} \quad 35.304\ 10^{6}\ (s)$

$V_B(t)$ es máximo en t 35.304 10^{6}. El voltaje máximo es:

$V_B(t) \quad 2\sqrt{(13{,}8\ 10^{3}/3)}\ 2\sqrt{} \quad 22.5353\ 10^{3}\ (\text{Voltios})$

En la figura E4.10a se ilustra un gráfico de la forma de onda de voltaje.

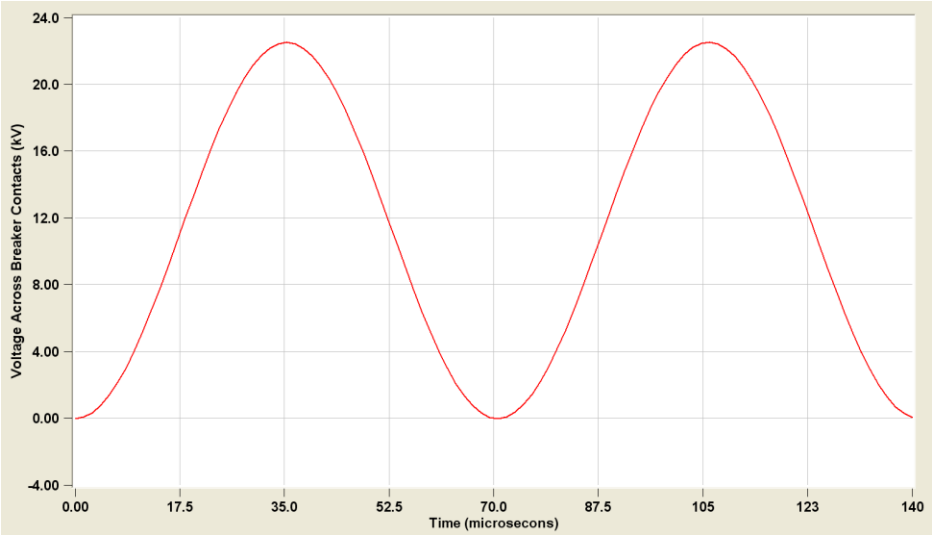


Figura E4.10a: Voltaje de recuperación transitorio, gráfico de 10 microsegundos

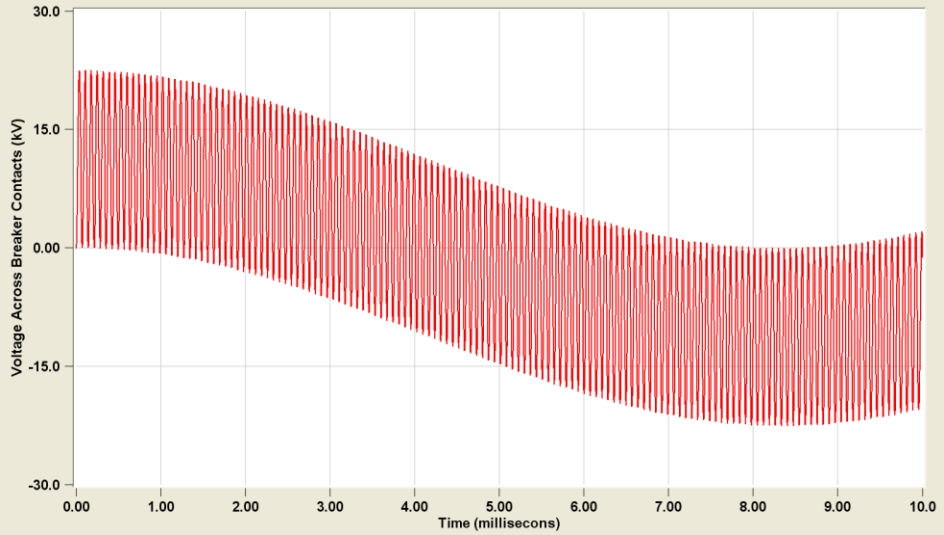


Figura E4.10b: Voltaje de recuperación transitorio, gráfico de 10 milisegundos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

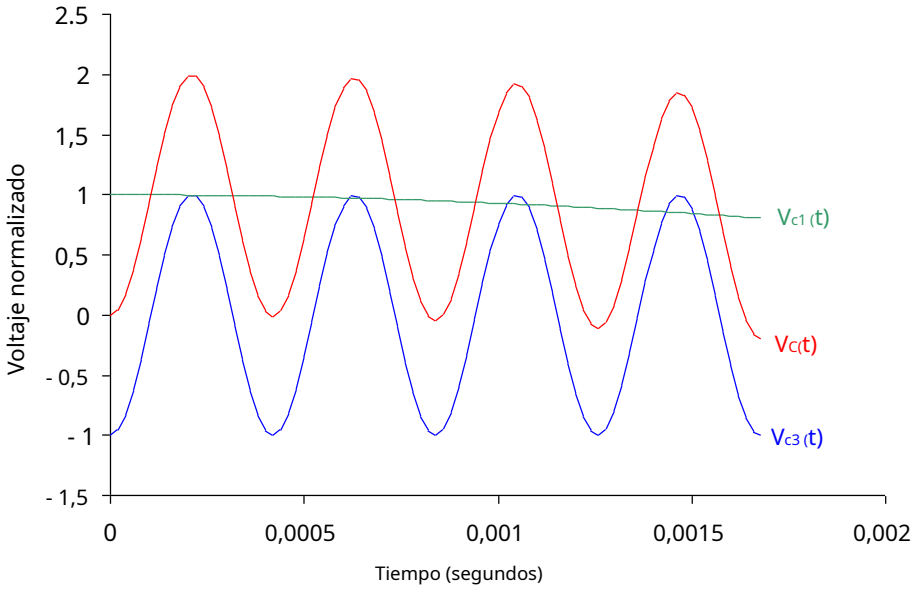


Figura E4.10c. Ilustración del voltaje de recuperación transitorio normalizado

4.7 Efectos de la puesta a tierra

Muchas condiciones de falla eléctrica involucran las tierras de una instalación eléctrica y el suelo como caminos de flujo de corriente. Estos caminos tienen impedancia eléctrica y, como tal, el flujo de corriente genera voltajes en los neutros y las estructuras conectadas a tierra del sistema. Estos voltajes, más comúnmente conocidos como Aumento del potencial de tierra, pueden causar descargas eléctricas a las personas que tocan estructuras conectadas a tierra y generar problemas de seguridad. El análisis adecuado de estos fenómenos es modelar explícitamente las tierras y la ruta de tierra en el circuito utilizado para el análisis de fallas. El análisis de este modelo proporcionará el nivel de elevación del potencial de tierra, el nivel de corriente eléctrica en las rutas de tierra y otra información pertinente. La inclusión de las tierras del sistema, neutros, cables de tierra, etc.en el análisis se puede lograr de dos formas diferentes: (a) utilizando componentes simétricos, en cuyo caso los motivos se incluyen en el modelo mediante la aplicación adecuada de la transformación simétrica y (b) utilizando análisis de fase directo o sistemas de base física. En esta sección seguimos el primer enfoque. Más adelante, en la sección 4.7, se introduce el segundo enfoque.

Como hemos visto en secciones anteriores, para el análisis de fallas es necesario construir las redes de secuencia de un sistema de energía eléctrica dado. Para poder determinar la distribución de la corriente de falla entre todos los caminos disponibles, es necesario modelar explícitamente las tierras, los neutros, los cables de blindaje, el suelo, etc. alambres, alambres blindados, etc.? Considere los supuestos básicos en la definición de circuitos de secuencia. Uno de los supuestos para los modelos de secuencia es que los elementos del sistema de energía son simétricos. Una consecuencia de esta suposición es que las corrientes de secuencia positiva o negativa fluyen solo en los conductores de fase. Las corrientes eléctricas en el sistema de puesta a tierra (tierra) y los conductores de blindaje o neutro son de secuencia cero únicamente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

secuencia equivalente de red. Por lo tanto, las redes de secuencia positiva y negativa se calculan de la manera habitual ignorando las tierras, los neutros, etc. La red de secuencia cero, sin embargo, debe construirse de tal manera que represente explícitamente (a) el blindaje o los cables neutros, (b) el camino de tierra, (c) las resistencias de la base de la torre y así sucesivamente. Posteriormente, las redes de secuencia se conectan de una manera correspondiente al tipo de falla (es decir, en serie para una sola línea a falla a tierra, etc.). Este procedimiento da como resultado un gran problema de red. Tras la solución de esta red, se obtienen los componentes de secuencia de la corriente eléctrica y el voltaje en todas partes del sistema. A partir de esta información, la corriente eléctrica y el voltaje reales en todas partes del sistema se pueden calcular con la transformación inversa de los componentes simétricos.

Como se ha señalado, la distribución de corriente entre conductores de fase, cables de cielo, conductores neutros y tierra se determina solo con la red de secuencia cero. Esta observación permite una simplificación del procedimiento computacional. Específicamente, necesitamos analizar solo la red de secuencia cero para determinar la distribución de corriente relativa entre todas las rutas paralelas. Los niveles reales de corriente de falla se determinan mediante el análisis de falla habitual. El procedimiento general incluye los siguientes pasos:

Paso 1: Calcular y diseñar la red de secuencia positiva del sistema.
Paso 2: Calcule y trace la red de secuencia negativa del sistema.
Paso 3: Calcule y diseñe la red de secuencia cero para el sistema en consideración. La tierra, los cables de blindaje, los cables neutros, las resistencias de las bases de las torres, las impedancias de las conexiones a tierra de las subestaciones, etc., deben representarse explícitamente.
Paso 4: Para una ubicación de falla y un tipo de falla específicos, conecte las redes de secuencia positiva, negativa y cero según lo indique el tipo de falla.
Paso 5: Realice un análisis de circuito para la red equivalente del paso 4.
Paso 6: Utilice la transformación simétrica inversa para calcular las cantidades de fase reales a partir de la solución en el paso 5.

El procedimiento de cálculo es sencillo. Sin embargo, es necesario aclarar un par de puntos: (a) el cálculo de las resistencias de la base de la torre y la impedancia de tierra de la subestación, y (b) la construcción de la red de secuencia cero de tal manera que se mantenga la identidad de los cables blindados, cables neutros, tierra, etc.

Impedancia de la estructura de puesta a tierra: Para sistemas simples de puesta a tierra, por ejemplo, una sola varilla de puesta a tierra, existen fórmulas aproximadas para calcular la resistencia de puesta a tierra. Para los sistemas de puesta a tierra más complicados, como los de una subestación, las tierras de las torres de celosía, etc., el análisis es algo complejo. Para una revisión concisa de los procedimientos computacionales y más información, consulte la referencia [???].

Construcción de la red de secuencia cero: La red de secuencia cero se puede construir con el siguiente procedimiento: Primero, cada ruta de flujo de corriente de secuencia cero debe identificarse y caracterizarse con auto-impedancia y posible impedancia mutua con otras rutas. Posteriormente, las corrientes eléctricas en los terminales del dispositivo se pueden expresar como funciones de los voltajes de los terminales del dispositivo o viceversa. Finalmente, las ecuaciones del circuito se transforman con la transformación de componentes simétricos. Las ecuaciones resultantes proporcionan el cero equivalente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

red de secuencia. El procedimiento se demostrará con un ejemplo. Específicamente, consideramos el desarrollo de la red de secuencia cero de una línea de transmisión.

La construcción de la red de secuencia cero con representación explícita del cable blindado, la ruta de tierra, etc., se ilustra en la Figura 4.7. La figura 4.7 ilustra el sistema físico con un conjunto de corrientes trifásicas no balanceadas. La figura es útil para determinar la representación de la red de secuencia de la línea. Considere un tramo de la línea. En general, si las corrientes $\tilde{I}_{a,}\tilde{I}_{B,}\tilde{I}_{C,}$ y yo_{gramo} flujo en los conductores de fase y el cable blindado, respectivamente, de un tramo específico de la línea, los voltajes inducidos a lo largo de los conductores de línea son:

$$\tilde{V}_{La} - V_{\text{Real academia de bellas artes}} \quad z_{\text{Automóvil club británico}}\tilde{I}_{a} \quad z_{ab}\tilde{I}_{B} \quad z_{C.A}\tilde{I}_{C} \quad z_{ag}\tilde{I}_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{L,\,b} - V_{R,\,b} \quad z_{\text{licenciado en Letras}}\tilde{I}_{a} \quad z_{\text{cama y desayuno}}\tilde{I}_{B} \quad z_{\text{antes de Cristo}}\tilde{I}_{C} \quad z_{bg}\tilde{I}_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{L,\,c} - \tilde{V}_{R,\,c} \quad z_{\text{California}}\tilde{I}_{a} \quad z_{cb}\tilde{I}_{B} \quad z_{cc}\tilde{I}_{C} \quad z_{cg}\tilde{I}_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{L,\,g} - \tilde{V}_{R,\,g} \quad z_{\text{Georgia}}\tilde{I}_{a} \quad z_{gb}\tilde{I}_{B} \quad z_{GC}\tilde{I}_{C} \quad z_{gg}\tilde{I}_{gramo}$$

Los parámetros que aparecen en las ecuaciones anteriores se pueden calcular usando las ecuaciones de Carson exactas o cualquiera de los métodos aproximados discutidos en el Capítulo 3. Para simplificar las ecuaciones Usaremos el método equivalente de profundidad de retorno. (ver Capítulo 3). Usando este método anterior las ecuaciones son:

$$\tilde{V}_{La} - \tilde{V}_{\text{Real academia de bellas artes}} \quad r \quad r_{mi} \quad jx_{\text{Automóvil club británico}}\tilde{I}_{a} \quad r_{mi} \quad jx_{ab}\tilde{I}_{B} \quad r_{mi} \quad jx_{C.A}\tilde{I}_{C} \quad r_{mi} \quad jx_{ag} \quad \tilde{I}_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{L,\,b} - \tilde{V}_{R,\,b} \quad r_{mi} \quad jx_{\text{licenciado en Letras}}\tilde{I}_{a} \quad r \quad r_{mi} \quad jx_{\text{cama y desayuno}}\tilde{I}_{B} \quad r_{mi} \quad jx_{\text{antes de Cristo}}\tilde{I}_{C} \quad r_{mi} \quad jx_{bg} \quad I_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{L,\,c} - \tilde{V}_{R,\,c} \quad r_{mi} \quad jx_{\text{California}}\tilde{I}_{a} \quad r_{mi} \quad jx_{cb}\tilde{I}_{B} \quad r \quad r_{mi} \quad jx_{cc} \quad \tilde{I}_{C} \quad r_{mi} \quad jx_{cg} \quad I_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{L,\,g} - \tilde{V}_{R,\,g} \quad r_{mi} \quad jx_{\text{Georgia}} \quad \tilde{I}_{a} \quad r_{mi} \quad jx_{gb} \quad \tilde{I}_{B} \quad r_{mi} \quad jx_{GC} \quad \tilde{I}_{C} \quad r_{gramo} \quad r_{mi} \quad jx_{gg} \quad I_{gramo}$$

dónde:

$$X_{\text{Automóvil club británico}} \quad X_{BB} \quad X_{cc} \quad \frac{j}{2}\text{en}\frac{D_{mi}}{D_{pag}}, \quad X_{gg} \quad \frac{j}{2}\text{en}\frac{D_{mi}}{D_{gramo}}$$

$$X_{ab} \quad X_{Ba} \quad \frac{j}{2}\text{en}\frac{D_{mi}}{D_{ab}}, \quad X_{\text{antes de Cristo}} \quad X_{cb} \quad \frac{j}{2}\text{norte}\frac{D_{mi}}{D_{\text{antes de Cristo}}}, \quad X_{\text{California}} \quad X_{C.A} \quad \frac{j}{2}\text{norte}\frac{D_{mi}}{D_{\text{California}}}$$

$$X_{ag} \quad X_{\text{Georgia}} \quad \frac{j}{2}\text{norte}\frac{D_{mi}}{D_{ag}}, \quad X_{bg} \quad X_{gb} \quad \frac{j}{2}\text{en}\frac{D_{mi}}{D_{bg}}, \quad X_{cg} \quad X_{GC} \quad \frac{j}{2}\text{en}\frac{D_{mi}}{D_{cg}}$$

$$r_{mi} \quad \frac{}{8}, \qquad D_{mi} \quad 2160\sqrt{\frac{}{F}} \quad pies \quad 658.368\sqrt{\frac{}{F}} \quad metros, \quad en\ ohmios\ m,\ f\ en\ Hz$$

$D_{pag:}$ es el radio medio geométrico de los conductores de fase.

$D_{g:}$ es el radio medio geométrico del conductor blindado (tierra).

$D_{xy:}$ es la distancia entre los conductores xey, x, y puede ser a, b, c o g.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

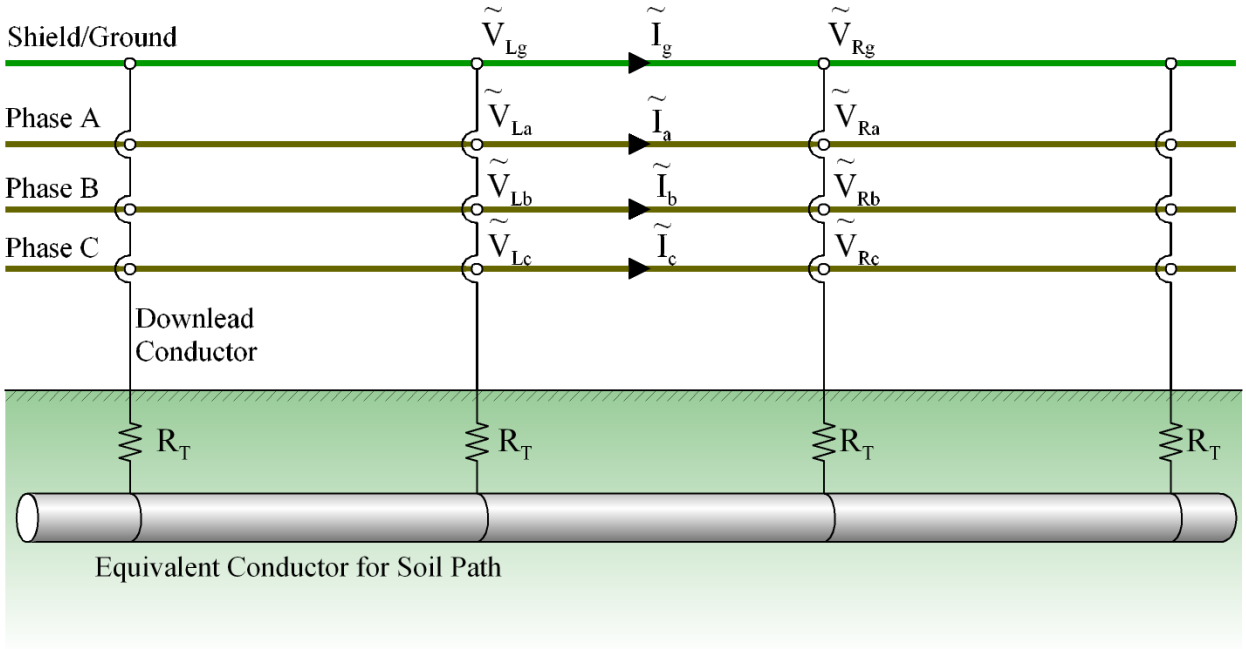


Figura 4.7 Línea de transmisión trifásica con un conductor de blindaje / tierra

Con el fin de derivar el circuito equivalente de secuencia de la línea anterior, debemos suponer que la línea es simétrica. Para ello realizamos las siguientes simplificaciones:

$$z_{ab} \; z \; z_{\text{antes de Cristo}} \; z_{\text{California}} \; z \; \frac{1}{3} \; aB \; B \; _{California} \; z_{metro} \; r \; jx_{mi} \; r_{metro} \; mi \; \frac{j}{2} \; \text{I}_{\text{norte}} \frac{D_{mi}}{\sqrt[3]{D_{ab} D D_{\text{antes de Cristo California}}}}$$

$$z_{ag} \; z \; z_{bg} \; _{cg} \; \frac{1}{3} \; z_{ag} \; z_{bg} \; z_{cg} \; z_{mg} \; r_{mi} \; jx_{mg} r_{mi} \; \frac{j}{2} \; \text{en} \; \frac{D_{mi}}{\sqrt[3]{DDD_{ag} \; _{bg} \; _{cg}}}$$

Usando las aproximaciones anteriores, las ecuaciones se pueden convertir en forma de matriz compacta de la siguiente manera:

$$\tilde{V}_{\text{L, abc}} - \tilde{V}_{\text{R, abc}} \; Rhode\ Island \; r_{mi} \; jX \; \tilde{I}_{a\,B\,C} \; r_{mi} \; jx_{mg} \; \tilde{I}_{gramo}$$

$$\tilde{V}_{\text{L, g}} - \tilde{V}_{\text{R, g}} \; _{mi} \; jx_{mg} \; I_{a\,B\,C} \; \tilde{I}_{gramo} \; r_{mi} \; jx_{gg} \; I_{gramo}$$

dónde:

$$\tilde{I}_{a\,B\,C} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_a \\ \tilde{I}_B \\ \tilde{I}_C \end{matrix} , \quad \begin{matrix} \tilde{V}_{La} \\ \tilde{V}_{L,\,abc} \\ \tilde{V}_{L,\,c} \end{matrix} \; V_{L,\,b} \; , \; \tilde{V}_{R,\,abc} \; \begin{matrix} \tilde{V}_{\text{real academia de bellas artes}} \\ \tilde{V}_{R,\,b} \\ \tilde{V}_{R,\,c} \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix} , \quad \begin{matrix} 1 & 0 & 0 \\ y\,yo & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{matrix}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$X \quad X \quad \begin{matrix} X_s & X_{metro} & X_{metro} \\ X_{metro} & X_s & X_{metro} \\ X_{metro} & X_{metro} & X_s \end{matrix}$$

Las ecuaciones (7.31) se convierten en el marco de componentes simétricos sustituyendo el Corrientes y tensiones trifásicas con sus componentes simétricos. El resultado es

$$\tilde{V}_{L,120} - \tilde{V}_{R,120} \quad T^{1} \; rYo \; r_{mi} \quad jX \; T\tilde{I}_{120} \quad T^{1} \; r_{mi} jx_{mg} \; \tilde{I}_{gramo}$$
$$\tilde{V}_{L,g} - \tilde{V}_{R,g} \quad r_{mi} \; jx_{mg} \quad TI_{120}^{T\sim} \quad r_{gramo} \; r_{mi} \; jx_{gg} \; \tilde{I}_{gramo}$$

Tenga en cuenta que:

$$T_1 \; Rhode\; Island_{mi} \; r \; jX \; T \quad \begin{matrix} r \quad j\,X_s \; X_{metro} & 0 & 0 \\ 0 & r \quad j\,X_s \; X_{metro} & 0 \\ 0 & 0 & r \;\; 3r_{mi} \;\; j\,X_s \;\; 2X_{metro} \end{matrix} \quad \begin{matrix} r \;\; jx_1 & 0 & 0 \\ 0 & r \;\; jx_2 & 0 \\ 0 & 0 & r \;\; 3r_{mi} \;\; jx_0 \end{matrix}$$

$$T_1 \; r_{mi} \quad jx_{mg} \quad \begin{matrix} 0 \\ 0 \\ r_{mi} \quad jx_{mg} \end{matrix}$$

$$r_{mi} jx_{mg} \; \overset{T}{T} \quad 0 \quad 0\; 3r_{mi} j3X_{mg}$$

Tras la sustitución de estos resultados en las ecuaciones anteriores y expandiendo la ecuación matricial:

$$\tilde{V}_{L,1} \quad \tilde{V}_{R,1} \quad r \quad jx_1 \; I_1 \; \tilde{} \qquad (7.33a)$$
$$\tilde{V}_{L,2} \quad \tilde{V}_{R,2}\tilde{} \quad r \quad jx_2 \; I_2 \qquad (7.33b)$$
$$\tilde{V}_{L,0} \quad \tilde{V}_{R,0} \quad r \quad 3r_{mi} \quad jx_0 \, I_0 \; \tilde{} \; r_{mi} \quad jx_{mg} \quad I_{gramo}\tilde{} \qquad (7.33c)$$
$$\tilde{V}_{L,g} \quad \tilde{V}_{R,g}\tilde{} \; 3 \; r_{mi} \quad jx_{mg} I_0 \quad \tilde{} \; r_{gramo} \quad r_{mi} \quad jx_{gg} \quad I_{gramo} \qquad (7.33d)$$

Las ecuaciones derivadas expresan los voltajes versus las corrientes de componentes simétricos en las fases de la línea y la corriente real en el cable blindado / neutro. Para hacer los dos últimos ecuaciones simétricas, la corriente eléctrica $\tilde{I}_{gramo}$ es sustituido por $yo_{gramo} \quad \tilde{3}I_{g0}$. Ahora las ecuaciones leer:

$$\tilde{V}_{L,1} \quad \tilde{V}_{R,1} \quad r \quad jx_1 \; I_1 \; \tilde{} \qquad (4.33a)$$
$$\tilde{V}_{L,2} \quad \tilde{V}_{R,2}\tilde{} \quad r \quad jx_2 \; I_2 \qquad (4.33b)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{V}_{L,0} \quad \tilde{V}_{R,0} \quad r \quad 3r_{mi} \quad jx_0 \quad I_0 \quad \tilde{3} \quad r_{mi} \quad jx_{mg} \quad I_{gramo0} \tilde{} \qquad (4.33c)$$

$$\tilde{V}_{L,g} \quad \tilde{V}_{R,g} \tilde{} \quad \tilde{3} \quad r_{mi} \quad jx_{mg} I_0 \quad 3 \quad r_{gramo} \quad r_{mi} \quad jx_{gg} I_{gramo0} \qquad (4,33d)$$

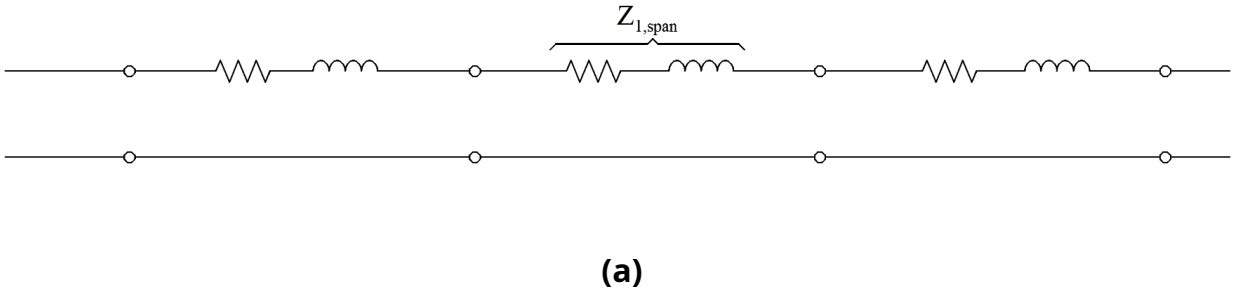
Las ecuaciones (7.34) representan el circuito equivalente que se muestra en la figura 4.8a, by c. Específicamente, la Figura 4.8a ilustra la red de secuencia positiva, la Figura 4.8b ilustra la red de secuencia negativa y la Figura 4.8c ilustra la red de secuencia cero. La comparación de las ecuaciones con el circuito equivalente de la figura 4.8 produce

$$z_{1,lapso} \quad r \quad jx_1$$

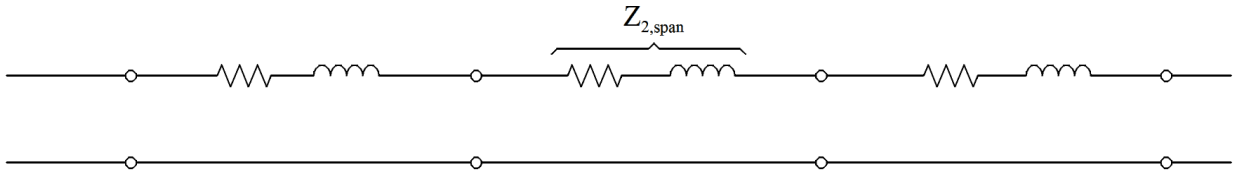
$$z_{0,lapso} \quad r \quad 3r_{mi} \quad jx_0$$

$$z_{0g,\ lapso} \quad 3 \quad r_{gramo} \quad r_{mi} \quad jx_{gg}$$

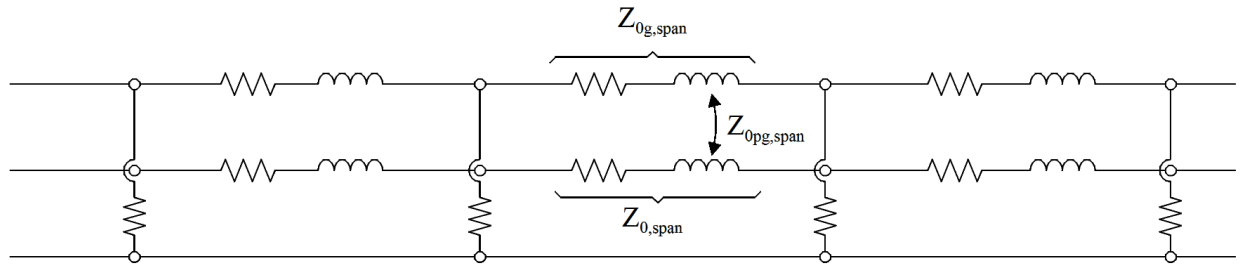
$$z_{0pg,\ lapso} \quad 3 \quad r_{mi} \quad jx_{mg}$$



(a)



(B)



(C)

Figura 4.8: Circuitos equivalentes de secuencia de la línea eléctrica de la figura 4.7
[(a) Circuito equivalente de secuencia positiva, (b) Circuito equivalente de secuencia negativa, (c) Secuencia cero Circuito equivalente]

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los circuitos de secuencia de las líneas de transmisión se demostrarán con un ejemplo.

Ejemplo E4.7: Considere la línea de distribución de la figura E4.7. Los conductores de fase son ACSR, 4/0 con los siguientes parámetros: r 0.592 *ohmios / milla, d* 0,00814 *pies .* El neutral conductor es ACSR, 3/0 con los siguientes parámetros: r 0,723 *ohmios / milla, d* 0,006 *pies .*

La línea tiene 3,1 millas de largo y la longitud del tramo es de 0,05 millas, es decir, hay 20 postes por milla. La resistividad del suelo es de 100 ohmios metros. La resistencia de tierra del polo es de 25 ohmios. Calcule las redes de secuencia de esta línea de distribución. El conductor neutro debe estar representado explícitamente en el modelo de secuencia cero.

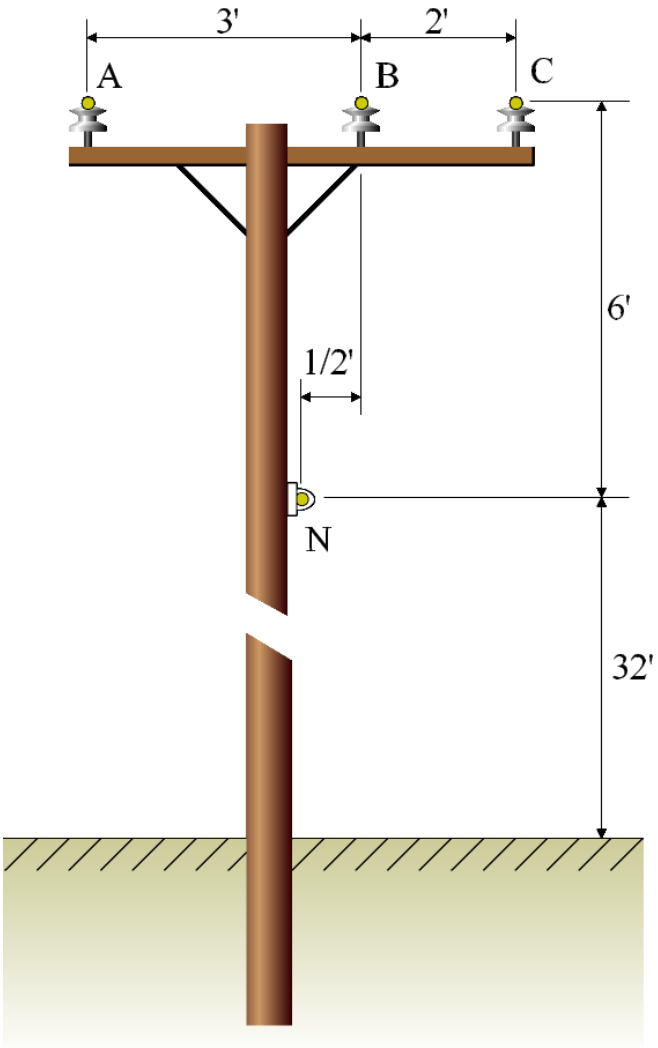


Figura E4.7 Ejemplo de línea de distribución

Solución: Tenga en cuenta que esta línea tendrá 62 tramos. La secuencia de circuitos equivalentes para un tramo de las líneas se calculan y se muestran en la Figura E4.7a.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En resumen, para propósitos de análisis de la distribución de corriente de falla y del aumento del potencial de tierra de los neutros del sistema, las redes de secuencia se pueden emplear como una aproximación aceptable. Para ello, la red de líneas de transmisión de secuencia cero debe representar explícitamente todos los caminos disponibles para el flujo de corrientes de secuencia cero. La red de secuencia cero de una línea de transmisión que cumple con este requisito se ha desarrollado e ilustrado en la figura 4.8c. Una vez que se han desarrollado las redes de secuencia, el resto del procedimiento es similar al análisis de fallas habitual. El procedimiento se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E4.8. Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E4.8. El sistema comprende una subestación de distribución con un transformador conectado delta-estrella, una línea de transmisión, una fuente trifásica equivalente y una línea de distribución. La línea de distribución alimenta una casa a través de una distribución transformador. Los parámetros del sistema son:

Fuente equivalente (115 kV):

z_1 j28,5 *ohmios,* z_2 j32,5 *ohmios* z_0 j19,5 *ohmios* r_{norte} 50 *ohmios*

Línea de transmisión: (línea de tres cables):

z_1 z 1,5 j31,5 *ohmios,* z 2.8 $_0$ j68,5 *ohmios*

Transformador (20 MVA, 115kV: 12kV); X X_2 X j_0 0,10 *pu* no2 0 MVA Ba$_{hermana}$

La impedancia de tierra de la subestación es de 1,0 ohmios. La línea de distribución es la línea descrita en el Ejemplo E4.7. Se puede descuidar la presencia del sistema eléctrico de la casa.

Calcule el aumento del potencial de tierra en la tierra del polo (cerca de la casa) durante una falla de línea única a tierra en el lado alto del transformador conectado delta-estrella.

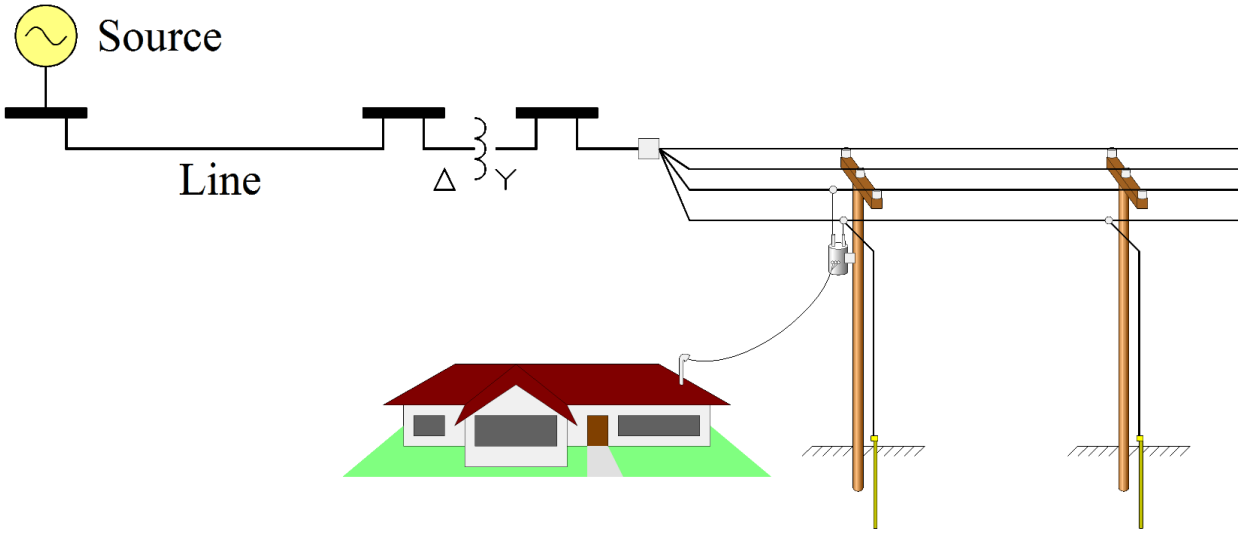
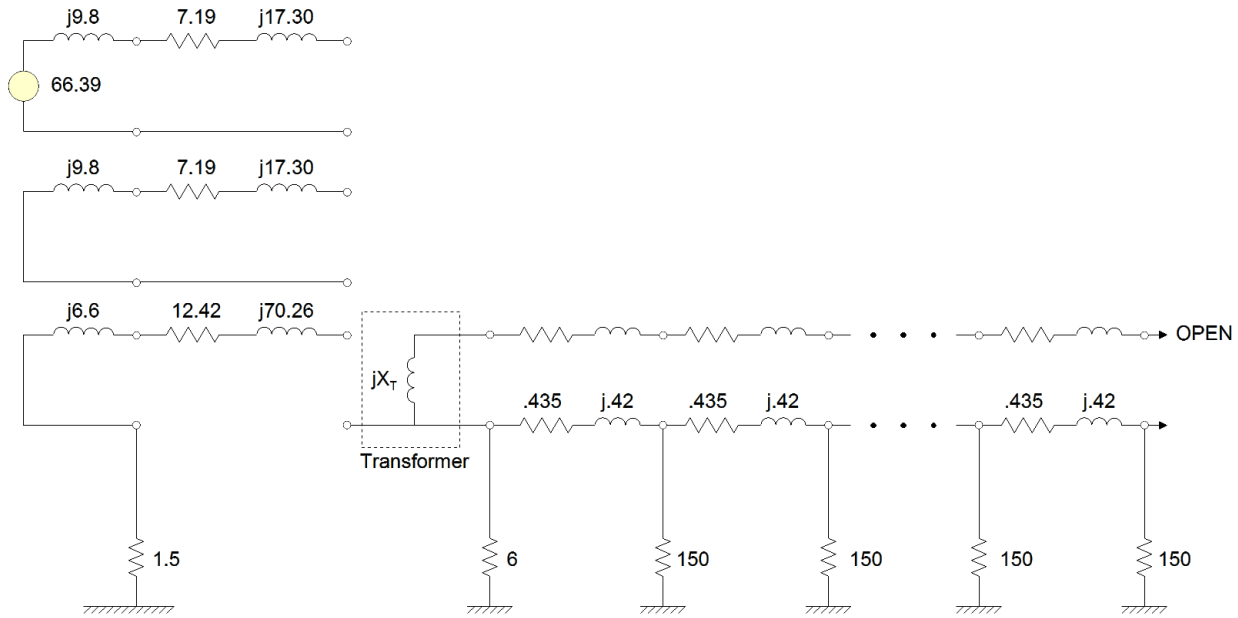


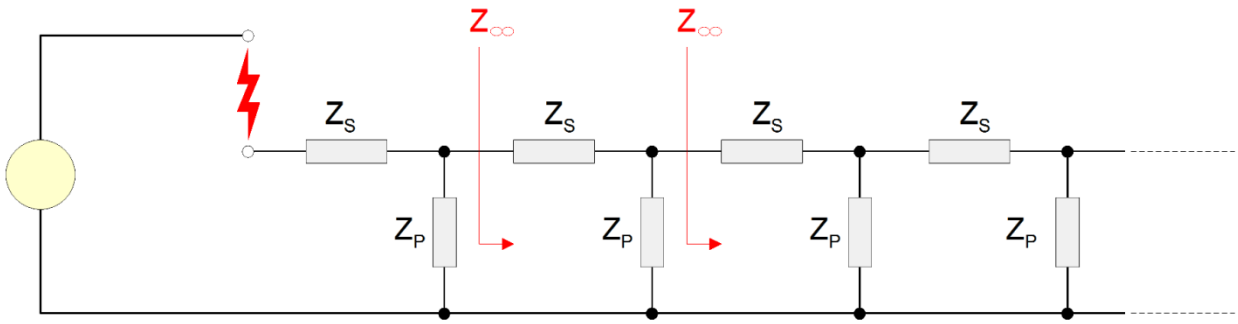
Figura E4.8. Subestación de distribución simplificada y línea de distribución que atiende a casa

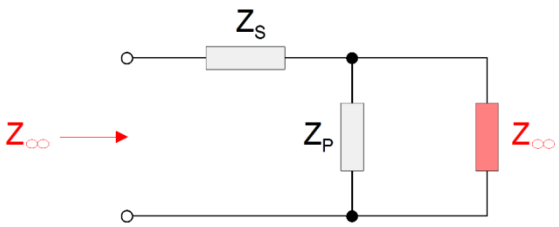
Solución: Las redes de secuencia equivalente para este sistema se construyen en la Figura E4.8a.

Tenga en cuenta que el circuito equivalente de la línea de distribución se tomó del ejemplo E4.7.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

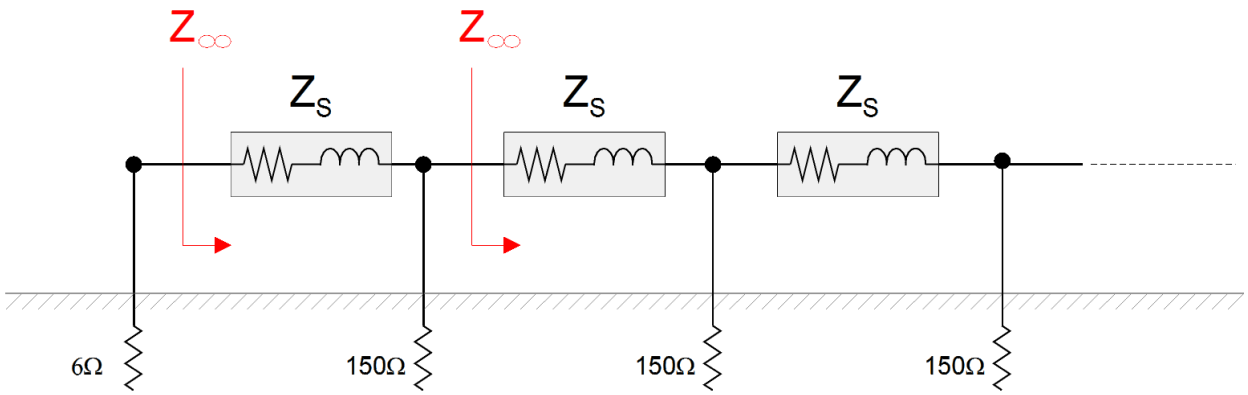


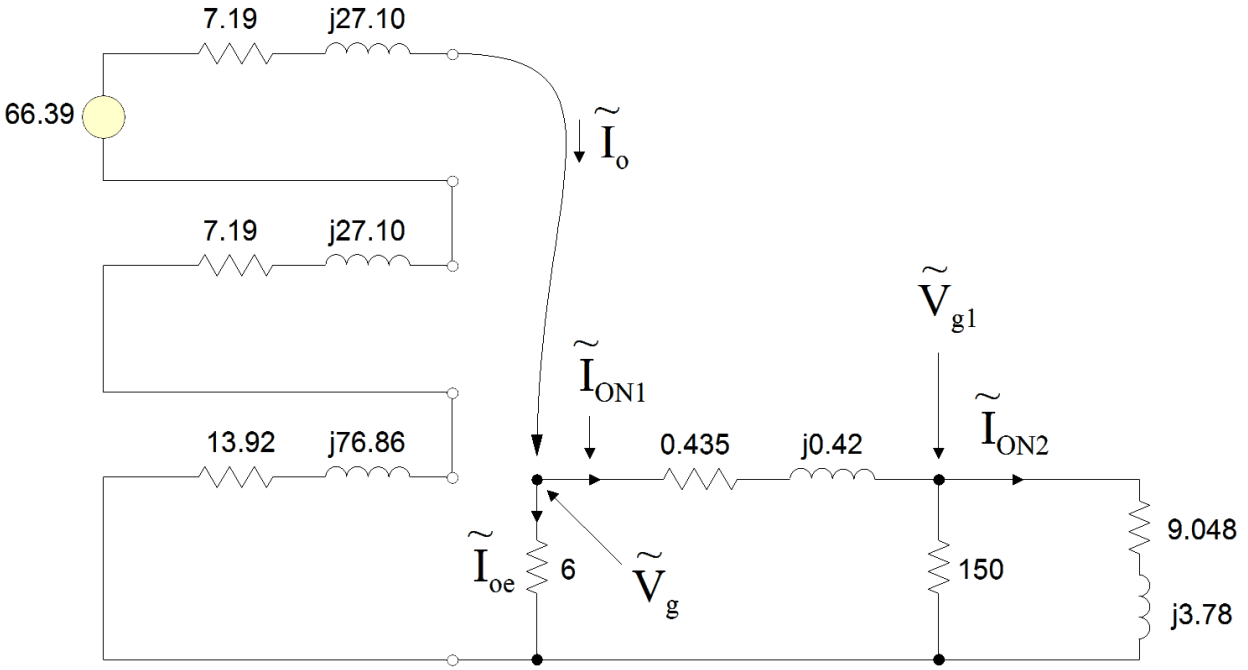




$$Z \quad \frac{Z_S}{2} \sqrt{\left(\frac{Z_S}{2}\right)^2 \quad Z_S Z_{PAG}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020





$\tilde{V}_{gramo_1}$ $1{,}752 mi_{j69.110} kV$ $\tilde{I}_{EN1}$ $0.1894 mi_{90{,}420} kA$ $\tilde{V}_{gramo}$ $1.858 mi_{j67{,}750} kV$

$\tilde{I}_{oe} 0{,}31 mi^{j67{,}750} kA$ $\tilde{I}_0$ $0{,}49 mi_j{}^{76{,}320} kA$ $\tilde{I}_{EN2}$ $0{,}179 mi^{91{,}790} kA$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.8 Análisis de fallas: métodos directos

El método de componentes simétricos ha sido ampliamente aceptado y utilizado en la ingeniería de energía eléctrica. Sin embargo, su aplicabilidad se limita a los problemas de análisis de sistemas de potencia para los que la suposición de sistemas trifásicos simétricos es aceptable. En general, las impedancias de las tres fases pueden variar entre un 4 y un 6 por ciento en los sistemas típicos de transmisión aérea. En este caso, la suposición de componentes simétricos incurre en un error de alrededor del 4 al 6 por ciento. Para muchos problemas de análisis, como el análisis de cortocircuitos, el análisis de flujo de potencia, la estabilidad transitoria, etc., esta suposición ha sido ampliamente aceptada. Para otras aplicaciones, como el análisis de redes multifásicas generales o redes trifásicas con derivaciones monofásicas y bifásicas, el método de componente simétrico se vuelve engorroso. Con el fin de calcular la distribución de la corriente de falla entre varias rutas, como cables de protección, neutro, tierra, etc. y aumento del potencial de tierra, el método de componente simétrico se vuelve muy complejo y, por lo tanto, poco atractivo. Para una introducción sobre cómo se puede utilizar el método de componente simétrico para la distribución de corriente de falla y el aumento del potencial de tierra, consulte la referencia [???]. El método de componentes simétricos se desarrolló en una era en la que la potencia informática era limitada. La aproximación fue bastante aceptable considerando los beneficios y la simplificación del procedimiento de análisis. Hoy en día, la potencia informática está disponible y no es necesario hacer esta aproximación. Aquí describimos una metodología que se basa en el análisis de fase directo (sin transformaciones). Este enfoque proporciona un análisis preciso de las corrientes de falla, su distribución,

El análisis de fase directa se basa en la representación de la matriz de admitancia de los elementos del sistema eléctrico. Este enfoque de modelado se puede considerar como una generalización de la representación equivalente de Norton. El método es simple y puede dar cuenta de (a) asimetrías de elementos del sistema de energía (es decir, líneas sin transponer, bancos de transformadores con impedancias desiguales, etc.), (b) sistemas monofásicos o bifásicos, y (c) sistemas multifásicos generales . Por otro lado, el método es computacionalmente intensivo.

4.8.1 Base del método

La metodología se basa en una representación de admitancia de elementos del sistema de energía eléctrica simétricos o asimétricos de una o varias fases. Por ejemplo, considere un transformador monofásico. Este elemento puede verse como un bloque con cuatro terminales, como en la Fig. 4.12. Sin tener en cuenta la saturación del núcleo magnético, el dispositivo es lineal. Por tanto, existe una relación lineal entre los voltajes terminales y las corrientes terminales. Es decir,

$$\begin{matrix}\tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \\ \tilde{I}_3\end{matrix} \quad Y \quad \begin{matrix}\tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_3\end{matrix}$$

La ecuación anterior es una forma general del equivalente de Norton del elemento en consideración. Por definición, la matriz Y es la matriz de admitancia del transformador. En caso de que el dispositivo esté activo, es decir, contenga fuentes (por ejemplo, un generador), una relación similar

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

existe entre las corrientes y voltajes terminales con la adición de que habrá fuentes equivalentes en la ecuación. La forma general de las ecuaciones será:

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \\ \tilde{I}_3 \end{matrix} \quad Y \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_3 \end{matrix} \quad B \quad \begin{matrix} B_1 \\ {}_2 \\ B_3 \end{matrix}$$

La matriz de admitancia y las fuentes equivalentes, si están presentes, se determinan considerando los circuitos específicos del elemento. En el Capítulo 3, discutimos el cálculo de la matriz de admitancia de una línea de transmisión. En general, cualquier elemento del sistema de energía lineal puede asumir una descripción similar. Una vez que todos los elementos se describen de esta manera, el análisis nodal se aplica directamente para analizar el sistema de energía eléctrica en estado estacionario.

En las secciones siguientes se describe el procedimiento de modelado y se describe la aplicación del análisis nodal. Se empleará un ejemplo para demostrar el análisis de fallas en cantidades de fase directa.

4.8.2 Matriz de admitancia de los elementos del sistema de potencia

En esta sección presentamos los procedimientos básicos de modelado mediante los cuales se calcula la matriz de admitancia de los elementos del sistema eléctrico. La idea básica de estos procedimientos es simple: se escriben las ecuaciones del circuito que describen los elementos del sistema de potencia. Entonces se eliminan todas las variables excepto los voltajes terminales. El resultado proporciona la matriz de admitancia. Dependiendo de la complejidad del elemento del sistema de energía en consideración, el procedimiento puede ser simple o complejo. Los procedimientos se ilustran aquí con aplicaciones típicas.

Transformador monofásico

Un transformador monofásico se ilustra en la Figura 4.12.

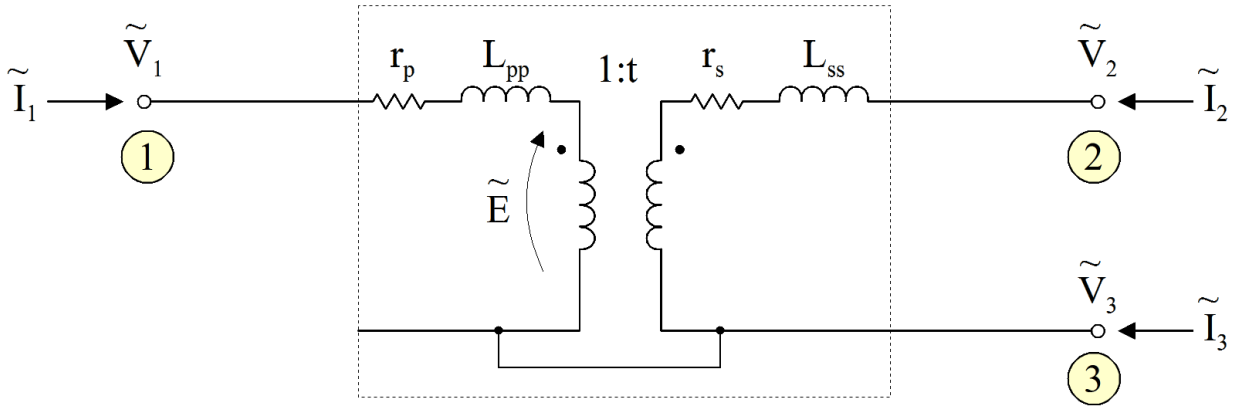


Figura 4.12. Un transformador monofásico

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las ecuaciones que describen el transformador son

$$\tilde{V}_1 \; \tilde{V}_3 \;\; r_{pag} \;\; j\, L_{páginas}\, \tilde{I}_1 \; \tilde{mi}$$
$$\tilde{V}_2 \;\; V_3 \; \tilde{r}_s \;\; j\, L_{ss} \;\; I_2 \;\; t\tilde{E} \;\; \tilde{}$$
$$0 \;\; \tilde{I}_1 \;\; \tilde{I}_2 \; \tilde{I}_3$$
$$0 \;\; I_1 \; \tilde{} \; tI_2 \; \tilde{}$$

Definir:

$$z_{pag} \;\; r_{pag} \;\; j\, L_{pp,} \qquad y_{pag} \;\; \frac{1}{z_{pag}}$$

$$z_s \;\; r_s \;\; j\, L_{,\,ss} \qquad y_s \;\; \frac{1}{z_s}$$

La última ecuación se puede utilizar para eliminar la variable E. Específicamente, resuelve la primera ecuación por $\tilde{I}_1$ y la segunda ecuación de $\tilde{I}_2$, sustituir en la última ecuación y resolver para $\tilde{E}$:

$$\tilde{I}_1 \;\; y_{pag}\, \tilde{V}_1 \;\; V_3 \; \tilde{} \; mi \; \tilde{}$$
$$\tilde{I}_2 \;\; y_s\, V_2 \; \tilde{} \; V_3 \;\; t\tilde{E} \;\; \tilde{}$$

La sustitución en la última ecuación produce:

$$y_{pag}\, \tilde{V}_1 \;\; \tilde{V}_3 \;\; \tilde{mi} \;\; ty_s\, \tilde{V}_2 \;\; V_3 \; \tilde{} \; tE \;\; \tilde{} \; 0$$

Sobre la solución para $\tilde{E}$:

$$\tilde{mi} \;\; y_{pag} \;\; ty_s \;\; {}^{2} \qquad {}^{1}\, y \;\; \tilde{}_{pag} V_1 \;\; ty_s V_2 \; \tilde{} \; y_{pag} \;\; ty_s V_3 \qquad \tilde{}$$

Al sustituir la variable mi en las ecuaciones (4.39):

$$\tilde{V}_1 \qquad \tilde{V}_3 y \;\; ty_{\;pag} \;\; {}^{2} \;\; {}_{s} \;\; {}^{1}\, y \; \tilde{}_{pag}\, ty\, V \;\; y_s \; \tilde{} \; ty_2 \;\; V_3 \;\; {}_{pag} \qquad {}_{s} \; \tilde{} \qquad z_{pag}\, \tilde{I}_1$$
$$\tilde{V}_2 V \;\; t\tilde{y}_3\, ty \qquad {}_{pag} \;\; {}^{2} \;\; {}_{s} \;\; {}^{1}\, y \qquad {}_{pag} \tilde{V}_1\, t \;\; y_s \tilde{V}_2 \;\; y \;\; ty_{pag} \qquad {}_{s}\, \tilde{V}_3 \qquad z_s \tilde{I}_2$$
$$0 \;\; \tilde{I}_1 \; \tilde{I}_2 \;\; I_3 \; \tilde{}$$

Las ecuaciones (4.36) se escriben en notación matricial compacta de la siguiente manera:

$$A\tilde{V} \;\; ZI \; \tilde{}$$

dónde

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$A \quad \begin{matrix} 1 & \dfrac{y_{pag}}{y_{pag}\ ty_s^2} & \dfrac{ty_s}{y_{pag}\ ty_s^2} & \dfrac{y_{pag}ty_s}{y_{pag}\ ty_s^2} & 1 \\ \dfrac{ty_{pag}}{y_{pag}\ ty_s^2} & 1 & \dfrac{t^2 y_s}{y_{pag}\ t^2 y_s} & \dfrac{ty_{pag}t^2 y_s}{y_{pag}ty^2{}_s} & 1 \\ 0 & & 0 & 0 & \end{matrix}$$

$$Z \quad \begin{matrix} z_{pag} & 0 & 0 \\ 0 & z_s & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{matrix}$$

$$\tilde{I} \quad \begin{matrix} \tilde{I}_1 \\ I_2 \tilde{}, \\ \tilde{I}_3 \end{matrix} \qquad \tilde{V} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_3 \end{matrix}$$

La matriz Z no es singular. Así Z-1 existe. Pre-multiplicación de la ecuación anterior por Z-1

rendimientos

$$\tilde{I} \quad Z_1 A\tilde{V} \quad Y\tilde{V}$$

Por tanto, la matriz de admitancia del transformador monofásico de la figura 4.11 es

$$Y \quad Z_1 A$$

Ejemplo E4.11: Un transformador monofásico tiene una clasificación de 15 kVA, 7200/240 V. La impedancia de fuga es del 2,2% en su clasificación y la resistencia es del 0,8%. La corriente de magnetización es del 0,7%. Calcule la matriz de admitancia del transformador.

Solución: Suponiendo que la impedancia del transformador se divide por igual entre los dos devanados (por unidad), los parámetros r_{pag}, L_{pp}, y así sucesivamente, se calculan de la siguiente manera:

$$norte \quad \frac{7200}{240} \quad 30$$

$$r_{pag} \quad \frac{(0,4)\ (0,01)\ (7,2)_2}{0,015} \quad 13.824 ohmios$$

$$r_s \quad \frac{(0,4)\ (0,01)\ (0,24)_2}{0,015} \quad 0.01536 ohmios$$

$$L_{PD} \quad \frac{(100,0 / 0,7)\ (7,2)\ (0,24)}{0,015} \quad 9600.0\ ohmios$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$L_{páginas} \quad norte\, L_{PD} \quad \frac{(1,1)\,(0,01)\,(7,2)_2}{0,015} \quad 288038.016\, ohmios$$

$$L_{ss} \quad \frac{L_{PD}}{norte} \quad \frac{(1,1)\,(0,01)\,(0,24)_2}{0,015} \quad 320.04224\, ohmios$$

$$z_{pag} \; 13.824 \;\; j288038.016\, ohmios$$

$$z_s \; 0.01536 \;\; j320.04224\, ohmios$$

$$z_{metro} \;\; j9600.0 \; ohmios$$

Tras la sustitución en la ecuación (4.41) y la evaluación, tenemos

$$Y \quad \begin{matrix} 0,004224 \;\; j0.011616 & 0.12673 \;\; j0.34851 & 0 \\ 0.12673 \;\; j0.34851 & 3.8017 \;\; j10,4565 & 0 \\ 0 & j0,001823 & 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} 0 \\ j0,001823 \\ j0,001823 \end{matrix}$$

Fuente monofásica

El circuito equivalente de Thevenin de una fuente monofásica se ilustra en la Figura 4.13.

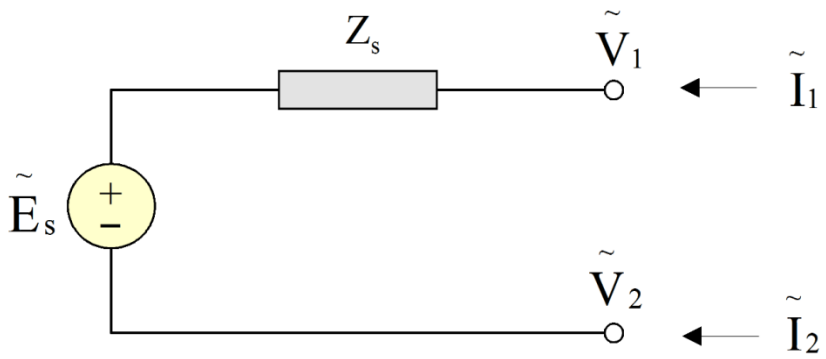


Figura 4.13: Una fuente monofásica

La representación de la matriz de admitancia de una fuente monofásica se calcula de la siguiente manera. Las ecuaciones que describen el modelo de la Figura 4.13 son:

$$\tilde{V}_1 \;\; \tilde{V}_2 \qquad z_s \tilde{I}_1 \;\; mi_s$$

$$0 \quad I_1 \tilde{} \; I_2 \; \tilde{}$$

Tras la solución de la ecuación (4.42) para $I_1 \tilde{,} \; I \tilde{} \; {}_2$:

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \end{matrix} \quad \begin{matrix} y_s & y_s \\ y_s & y_s \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \end{matrix} \quad \begin{matrix} y_s mi_s \tilde{} \\ y_s mi_s \end{matrix} \quad , \quad y_s \quad \frac{1}{z_s}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las ecuaciones (4.43) están en la forma deseada.

Ejemplo E4.12: Considere una fuente monofásica de 7200 V de impedancia interna j2 . Calcular la ecuación de la matriz de admitancia de la fuente.

Solución: La matriz de admitancia es

$$\begin{matrix} \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \end{matrix} \quad \begin{matrix} -j0{,}5 & -j0{,}5 \\ -j0{,}5 & -j0{,}5 \end{matrix} \quad \begin{matrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \end{matrix} \quad \begin{matrix} -j3600.0 \\ -j3600.0 \end{matrix}$$

4.8.3 Análisis nodal

Considere un sistema de energía eléctrica que consta de n elementos interconectados. La representación de la matriz de admitancia para el elemento k es

$\tilde{I}_k \tilde{} \; Y_k V_k \; B_k$, *para dispositivos k* 1, 2, ... *K*

dónde Y_k es el a matriz de dmitancia del elemento ky B_k es la fuente equivalente del elemento k.

Tenga en cuenta que el superíndice denota el dispositivo.

Para el análisis de fallas, la falla también se considera un elemento y se calcula la representación de la matriz de admitancia de la falla. En este caso, una de las ecuaciones (4.44) representa el modelo de falla. Las ecuaciones (4.44) establecen que la corriente eléctrica en cualquier terminal de un elemento del sistema de energía eléctrica es una combinación lineal de los voltajes terminales del elemento más una constante. Por otro lado, el elemento puede estar conectado a otros elementos. Considere un nodo de interconexión j como se ilustra en la Figura 4.14.

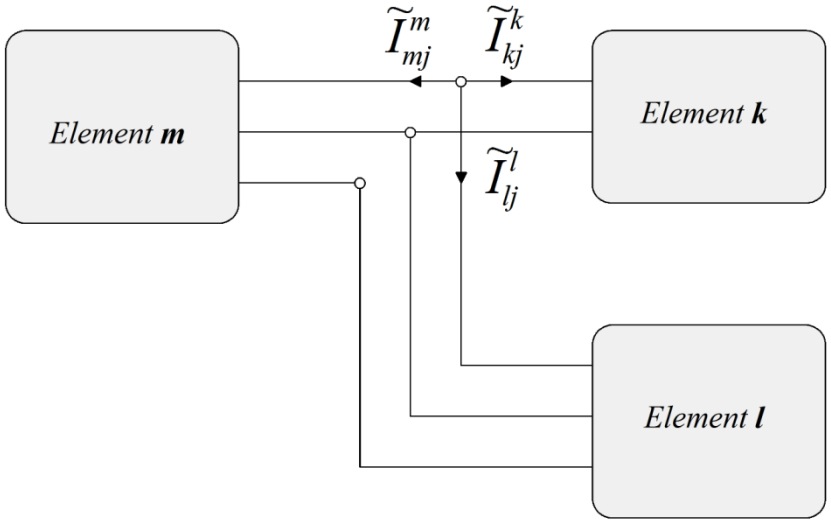


Figura 4.14: Un nodo de interconexión general

La ley de la corriente de Kirchhoff aplicada en el nodo j produce

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{I}^{k}_{j(k)} \quad \tilde{I}_{meter\,j(m)} \ \ldots \ 0$$

Dónde: $\tilde{I}^{k}_{j(k)}$ es la corriente eléctrica que fluye hacia la terminal j del dispositivo k,

$\tilde{I}_{meter\,j(m)}$ es la corriente eléctrica que fluye hacia la terminal j del dispositivo m, etc.

Considere una red con muchos dispositivos. La ecuación de Norton generalizada para cada dispositivo se expresa con la ecuación (). Los terminales del dispositivo k están en general numerados 1, 2, ...,*n (k),* dónde *n (k)* es el número de terminales del dispositivo k. Ahora considere toda la red. Asume eso para a cada nodo de la red se le asigna un número y que el número total de nodos es n. Los números asignados a los nodos de la red serán 1, 2, ...,*n.* Necesitamos establecer un correspondencia entre los números de nodo de la red y los números de nodo del terminal del dispositivo. Esto se logra con la matriz de incidencia del dispositivo k, A_k. Específicamente, la matriz de incidencia del dispositivo k se define de la siguiente manera:

$$A_k: \quad A_{k\,ij} \begin{cases} 1, \textit{ si el nodo j del dispositivo k está conectado al nodo de red i} \\ 0, \textit{ de lo contrario} \end{cases}$$

Ahora considere el producto del vector de corriente del terminal del dispositivo y la matriz de incidencia:

$$A_k \tilde{I}_k$$

La expresión anterior es un vector de dimensión igual al número de nodos de red y contiene en la entrada j la corriente terminal del dispositivo k si el dispositivo k está conectado al nodo de red j, de lo contrario es cero. Usando este vector, la ley de la corriente de Kirchoff en cada nodo de la red se expresa de la siguiente manera:

$$\sum_{k1}^{K} A_k \tilde{I}_k \ 0$$

Tras la sustitución de las corrientes del dispositivo:

$$\sum_{k1}^{K} A_k Y_k \tilde{V}_k \ B_k \quad 0$$

Ahora considere el vector de voltajes terminales del dispositivo, $\tilde{V}_k$ y el vector de nodo de red voltajes $\tilde{V}$. Los dos vectores están interrelacionados con la matriz de incidencia de la siguiente manera:

$$\tilde{V}^{k} A^{k\,T} \tilde{V}$$

Tras la sustitución y reorganización:

$$\sum_{k1}^{K} S\tilde{I}_k A_k \quad {}^{T}\tilde{V} \quad \sum_{k1}^{K} A_k B_k$$

Esta ecuación se puede escribir como:

$$Y\tilde{V} \ B$$

Dónde:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$Y \quad \sum_{k1}^{K} A_k Y_k \quad _k \quad A \quad ^T$ es la matriz de admitancia de toda la red

$B \quad \sum_{k1}^{K} A_k B_k$ es un vector de fuentes de corriente independientes

$\tilde{V}$ es el vector de voltajes en los nodos del sistema

La solución de la ecuación anterior produce el voltaje en cada nodo del sistema. La sustitución inversa en las ecuaciones (xxx) produce la corriente eléctrica en los terminales de cada dispositivo. A partir de esta información, se puede calcular cualquier otra cantidad de interés. Por ejemplo, el aumento del potencial de tierra de un sistema de conexión a tierra de una subestación es el voltaje en el nodo que representa el neutro, y así sucesivamente. El procedimiento se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E4.13: Considere un sistema de energía simple (inventado) que consta de un generador monofásico de 277 voltios, 60 Hz, un transformador monofásico de 277 V / 7200 V y una línea de distribución monofásica de 7,2 kV. El sistema se ilustra en la Figura E4.13. La resistencia a tierra de la tierra del generador / transformador es de 2 ohmios y la resistencia de tierra del polo es de 35 ohmios. Suponga una falla de fase a neutro al final de la línea de distribución monofásica. Para esta condición, calcule
(1) la corriente de falla, (2) la corriente en la tierra del generador / transformador y (3) el aumento del potencial de tierra en el transformador y (4) el aumento del potencial de tierra en el lugar de la falla. Repita los cálculos anteriores asumiendo que todas las tierras son ideales, es decir, su impedancia es cero.

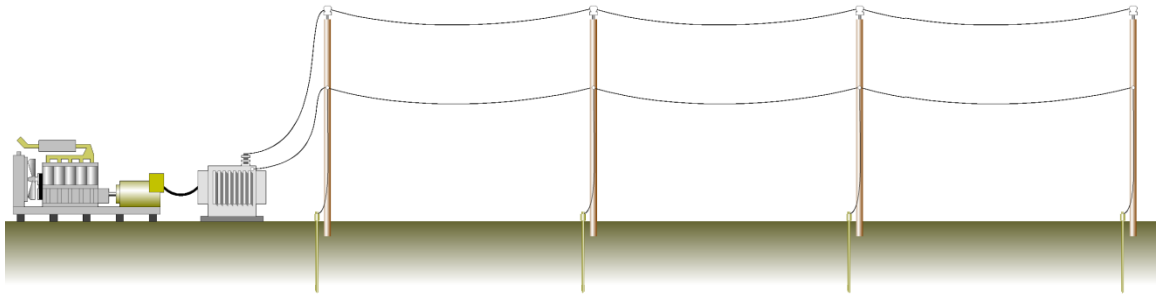


Figura E4.13: Un sistema de energía monofásico simple

Solución: El circuito equivalente de este sistema se muestra en la Figura E4.13a.

a completar

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

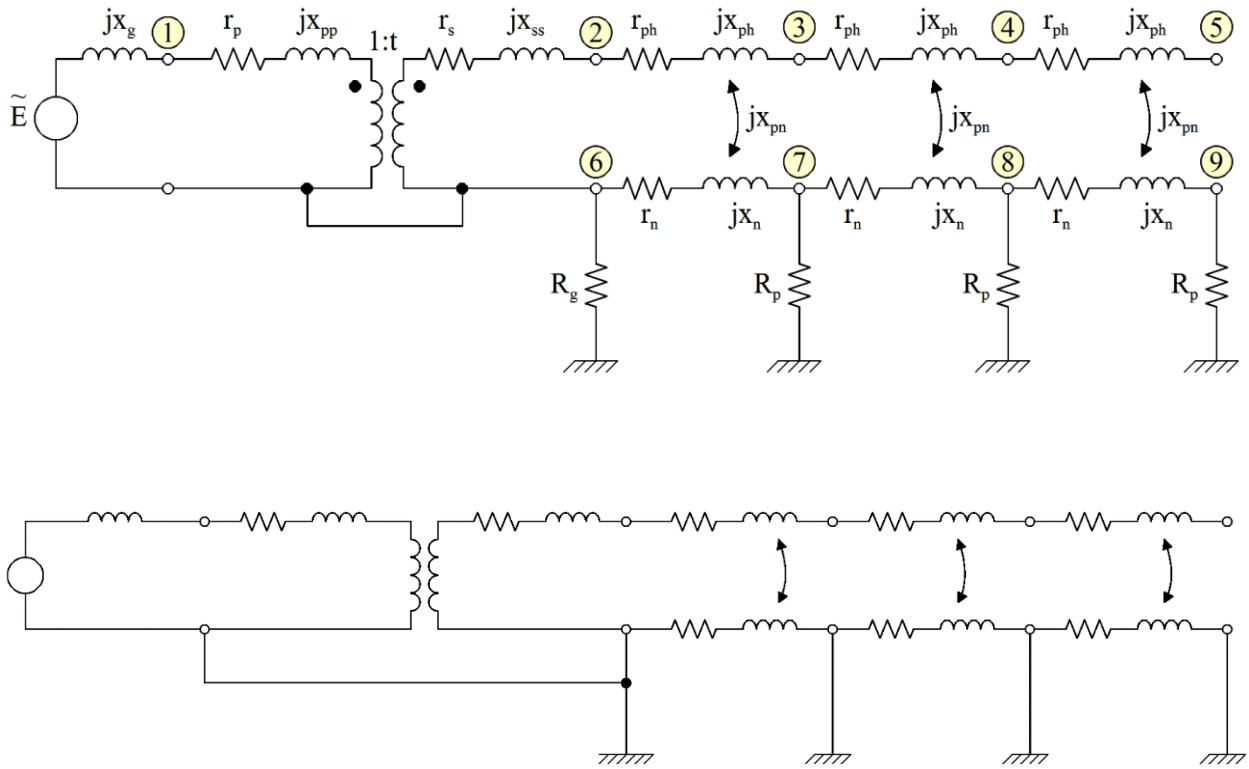


Figura E4.13a: Circuito equivalente

4.8.4 Discusión del análisis de fase directa

En esta sección hemos presentado procedimientos para el análisis de fallas en sistemas eléctricos basados en una representación de matriz de admitancia generalizada de elementos del sistema eléctrico (forma equivalente de Norton generalizada). Esta representación de los elementos del sistema de energía es una generalización de los equivalentes de Norton. El único supuesto involucrado en esta representación es que los elementos del sistema de energía son dispositivos lineales (es decir, se ignoran las no linealidades o se utiliza un modelo linealizado de los elementos del sistema de energía). El método de solución es una aplicación sencilla del análisis nodal. El procedimiento es computacionalmente intensivo y adecuado para la implementación informática. La ventaja del método proviene de las capacidades de la representación de la matriz de admitancia. Específicamente, la matriz de admitancia puede modelar (a) asimetrías de línea de transmisión, (b) sistemas de puesta a tierra, etc.

4.9 Sobretensiones temporales de frecuencia de potencia

Una falla eléctrica inicia transitorios y condiciones anormales. Los transitorios típicos son: inmediatamente después de que se inicia la falla eléctrica, ocurren transitorios eléctricos que normalmente decaen rápidamente. Estos transitorios pueden causar altas sobretensiones temporales. Las duraciones típicas de estos voltajes anormales son fracciones de un ciclo o varios ciclos, es decir, típicamente menores que la duración de la falla eléctrica.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Otro fenómeno que dura mientras la falla está encendida, es la ocurrencia de voltajes anormales en las fases con falla y sin falla. Por ejemplo, las fases con falla típicamente experimentarán caídas de voltaje, mientras que las fases sin falla experimentarán sobretensión. Otro fenómeno es que la presencia de una falla eléctrica en un sistema de energía perturba el equilibrio entre la entrada de energía mecánica de un generador y la capacidad del generador para entregar energía eléctrica a la red. Como resultado, los generadores pueden acelerar o desacelerar durante una falla dependiendo de la relación entre la potencia de entrada mecánica y la salida de potencia eléctrica del generador.

En esta sección, examinamos las sobretensiones temporales durante las condiciones de falla. Las oscilaciones electromecánicas provocadas por una falla se examinan en el Capítulo x. Para conocer los transitorios eléctricos provocados por una falla, consulte la referencia [???].

Coeficiente de puesta a tierra: Las sobretensiones de frecuencia de potencia experimentadas por las fases sin falla durante una falla dependen en gran medida de la forma en que el sistema está conectado a tierra. Considere, por ejemplo, un sistema que prácticamente no está conectado a tierra, es decir, las impedancias de tierra son muy altas. Cuando ocurre una falla monofásica a tierra en este sistema, el punto de la falla se convierte en la tierra del sistema y el voltaje de la fase fallada en este punto será cercano a cero. El neutro del sistema flotará y se elevará a un voltaje aproximadamente igual al voltaje de fase nominal. El voltaje de las fases sin falla será aproximadamente igual al voltaje nominal línea a línea del sistema, es decir, una sobretensión de alrededor del 73%. Por otro lado, considere un sistema que está perfectamente conectado a tierra, es decir, las impedancias de tierra son muy pequeñas. Una falla monofásica a tierra en este sistema no afectará los voltajes del neutro ya que el neutro está casi perfectamente conectado a tierra. El voltaje del neutro permanecerá cerca de cero y, por lo tanto, los voltajes de las fases sin falla permanecerán cerca de la fase nominal a los voltajes neutros. En otras palabras, la sobretensión de las fases sin falla será cero para este sistema. Los sistemas prácticos no están perfectamente conectados a tierra ni sin conexión a tierra. Para sistemas prácticos y en caso de falla a tierra, las fases sin falla experimentarán una sobretensión que se encuentra entre 0 y 73%, el valor exacto depende de los parámetros del sistema de conexión a tierra. Para cuantificar esta sobretensión se ha introducido el coeficiente de puesta a tierra.

El coeficiente de conexión a tierra depende de la impedancia de tierra y las otras impedancias del sistema. Para un sistema específico, el coeficiente de conexión a tierra se puede calcular simplemente analizando la condición de falla, calculando los voltajes de las fases sin falla y tomando la relación de la sobretensión sobre la tensión nominal. Consideraremos estos cálculos primero usando componentes simétricos y luego usando análisis de fase directo.

Cálculo del coeficiente de puesta a tierra por componentes simétricos: considere un tres sistema de fase. En una determinada ubicación, los parámetros de secuencia del sistema son $z_1, z_2 y z_0$.

Tenga en cuenta que el valor de la impedancia de secuencia cero depende de las impedancias de puesta a tierra del sistema, mientras que las impedancias de secuencia positiva y negativa son casi independientes de las impedancias de puesta a tierra. Considere una falla monofásica a tierra en este sistema de energía. La culpa
las corrientes serán:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{I}_1 \; \tilde{I}_2 \; I_0 \; \tilde{} \quad \frac{1}{z_1 \quad z_2 \quad z_0} \; pu$$

Los voltajes de secuencia serán:

$$\tilde{V}_1 \quad 1.0 \quad z_1 \tilde{y}o \; 1.0 \quad \frac{z_1}{z_1 \quad z_2 \quad z_0}$$

$$\tilde{V}_2 \quad z_2 \tilde{I}_2 \quad \frac{z_2}{z_1 \quad z_2 \quad z_0}$$

$$\tilde{V}_0 \quad z_0 \tilde{y}o \quad \frac{z_0}{z_1 \quad z_2 \quad z_0}$$

Los voltajes reales en las tres fases son:

$$\tilde{V}_a \; V_1 \; \tilde{} \; \tilde{V}_2 \quad \tilde{V}_0 \; 0$$

$$\tilde{V}_B \; una^2 V_1 \quad A\tilde{V}_2 \quad \tilde{V}_0 \; a^{\;2} \quad \frac{a^2 z \; Arizona \quad z}{z_1 \quad z_2 \quad z_0}$$

$$\tilde{V}_C \quad A\tilde{V}_1 \; una^2 \tilde{} \; V_2 \quad \tilde{V}_0 \; a \quad \frac{Arizona \; a^{\;2} z_2 \quad z_0}{z_1 \quad z_2 \quad z_0}$$

Se debe observar que para muchos sistemas las impedancias de secuencia positiva y negativa son prácticamente las mismas. Para estos sistemas, las expresiones anteriores se simplifican aún más en:

$$\tilde{V}_B \; a \;^2 V_1 \quad A\tilde{V}_2 \quad \tilde{V}_0 \; a^{\;2} \quad \frac{z_0 \quad z_1}{2z_1 \quad z_0}$$

$$\tilde{V}_C \quad A\tilde{V}_1 \; a \;^2 V_2 \quad \tilde{V}_0 \; a \quad \frac{z_0 \quad z_1}{2z_1 \quad z_0}$$

Observe que cuando tenemos un sistema sin conexión a tierra, la impedancia de secuencia cero será extremadamente alta. En el límite cuando la impedancia de secuencia cero se vuelve infinita:

$$\tilde{V}_B \quad \lim_{z_0} \quad a^2 \quad \frac{z_0 \quad z_1}{2z \; z \quad _0} \quad \sqrt{3} \; mi_{150_0}$$

$$\tilde{V}_C \lim_{z_0} a \quad \frac{z_0 \quad z \quad _1}{2z_1 \quad z_0} \quad 3\sqrt{} \; mi_{150_0}$$

Tenga en cuenta que en este caso ambas fases sin fallas experimentarán un voltaje de 1,73 (raíz cuadrada de 3) pu, o una sobretensión del 73%.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Otro caso extremo será un sistema con impedancias de secuencia iguales (la secuencia positiva, negativa y cero son todas iguales). Este caso corresponde a un sistema perfectamente conectado a tierra y con un acoplamiento mutuo entre fases insignificante. En este caso:

$$\tilde{V}_B \lim_{z_0 z_1} a^2 \frac{z_0 - z_1}{2z_1 - z_0} \quad mi_{j240_0}$$

$$\tilde{V}_C \lim_{z_0 z_1} a \frac{z_0 - z_1}{2z_1 - z_0} \quad mi_{j120_0}$$

Tenga en cuenta que en este caso ambas fases B y C tendrán voltaje nominal, es decir, no experimentarán ninguna sobretensión durante la falla a tierra de la fase A.

Para cualquier otro valor de las impedancias (y por lo tanto la calidad de las tierras), los voltajes de las fases sin fallas se pueden calcular a partir de las ecuaciones anteriores.

En la Figura 4.x se da una representación gráfica aproximada de estas ecuaciones. Tenga en cuenta que esta figura ha sido desarrollada por un comité de IEEE. Las suposiciones simplificadoras en esta figura son: (a) los dispositivos del sistema están representados con circuitos equivalentes de secuencia (b) las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales en la ubicación de la falla, y (c) la resistencia de secuencia positiva / negativa se ignora .

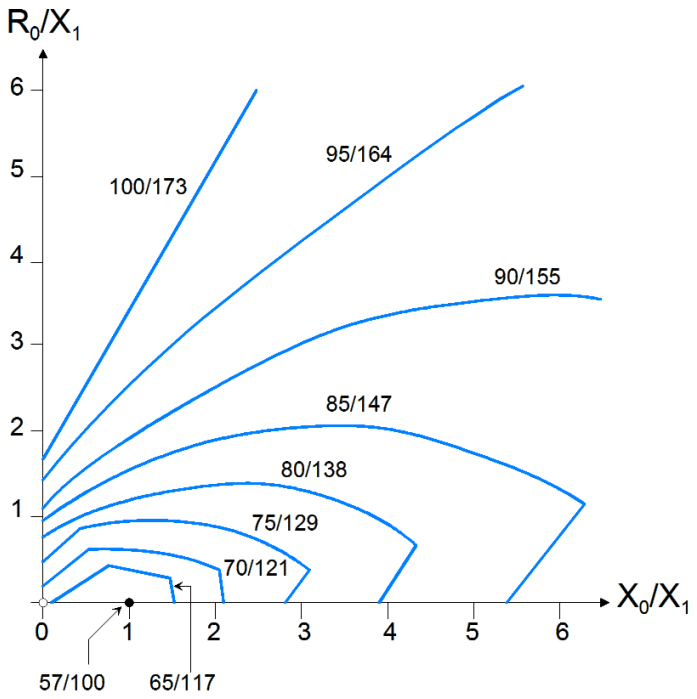
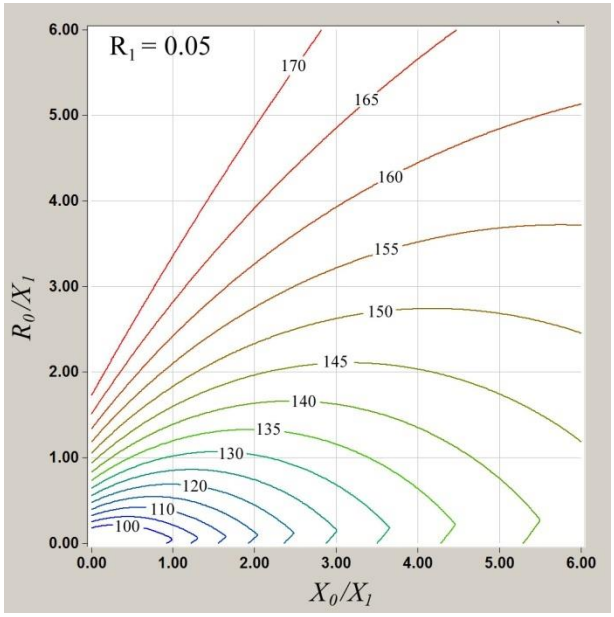


Figura 4.x. Representación paramétrica de la sobretensión de las fases sin falla durante una falla a tierra - Análisis simplificado ($z_2 \quad z_1, \quad r_1 \quad 0$)

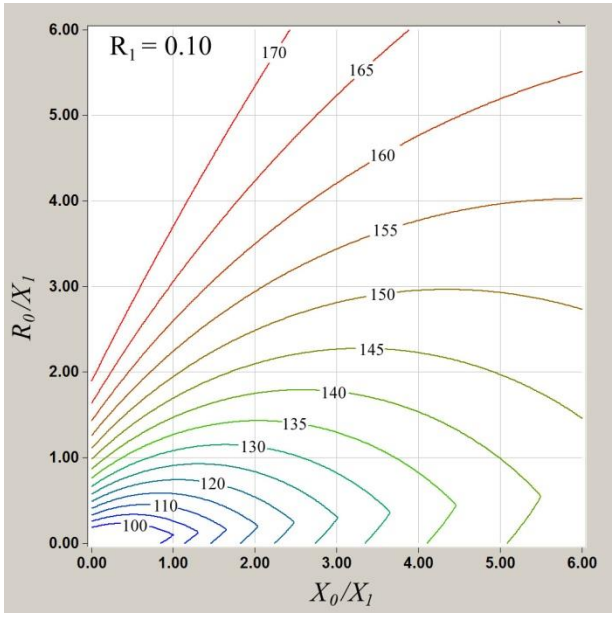
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En la Figura 4.y se proporciona una mejor representación de las sobretensiones de las fases sin falla. Los supuestos utilizados para desarrollar los datos de la Figura 4.y son: (a) los dispositivos del sistema están representados con circuitos equivalentes de secuencia y (b) las impedancias de secuencia positiva y negativa son igual en el lugar de la falla.

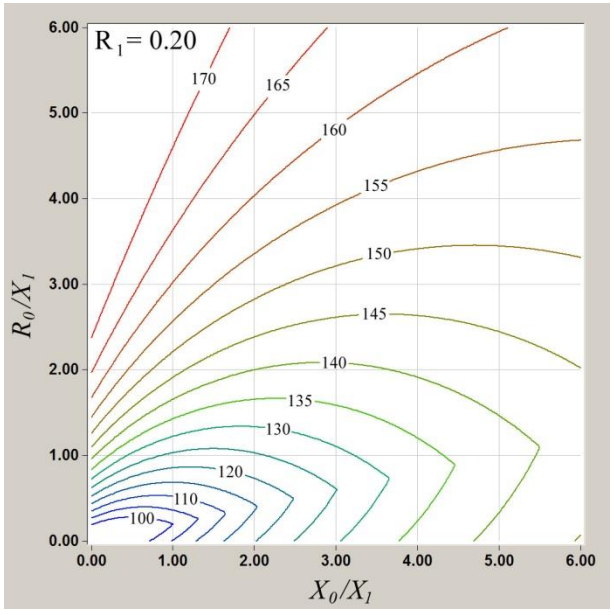
Caso a: z_2 z_1, r_1 0,05X_1



Caso b: z_2 z_1, r_1 0,10X_1



Caso c: z_2 z_1, r_1 0,20X_1



Caso d: z_2 z_1, r_1 0,50X_1

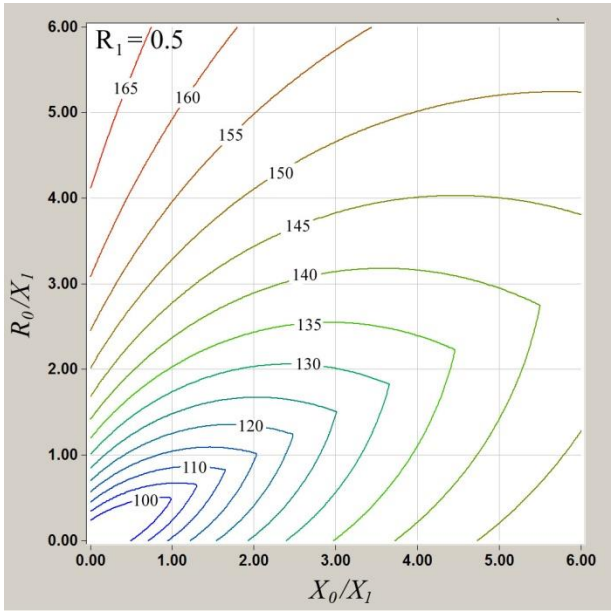


Figura 4.x. Representación paramétrica de la sobretensión de fases sin fallas durante una Fallo a tierra para varios valores de resistencia de secuencia positiva

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.10 Voltajes transferidos e inducidos durante fallas

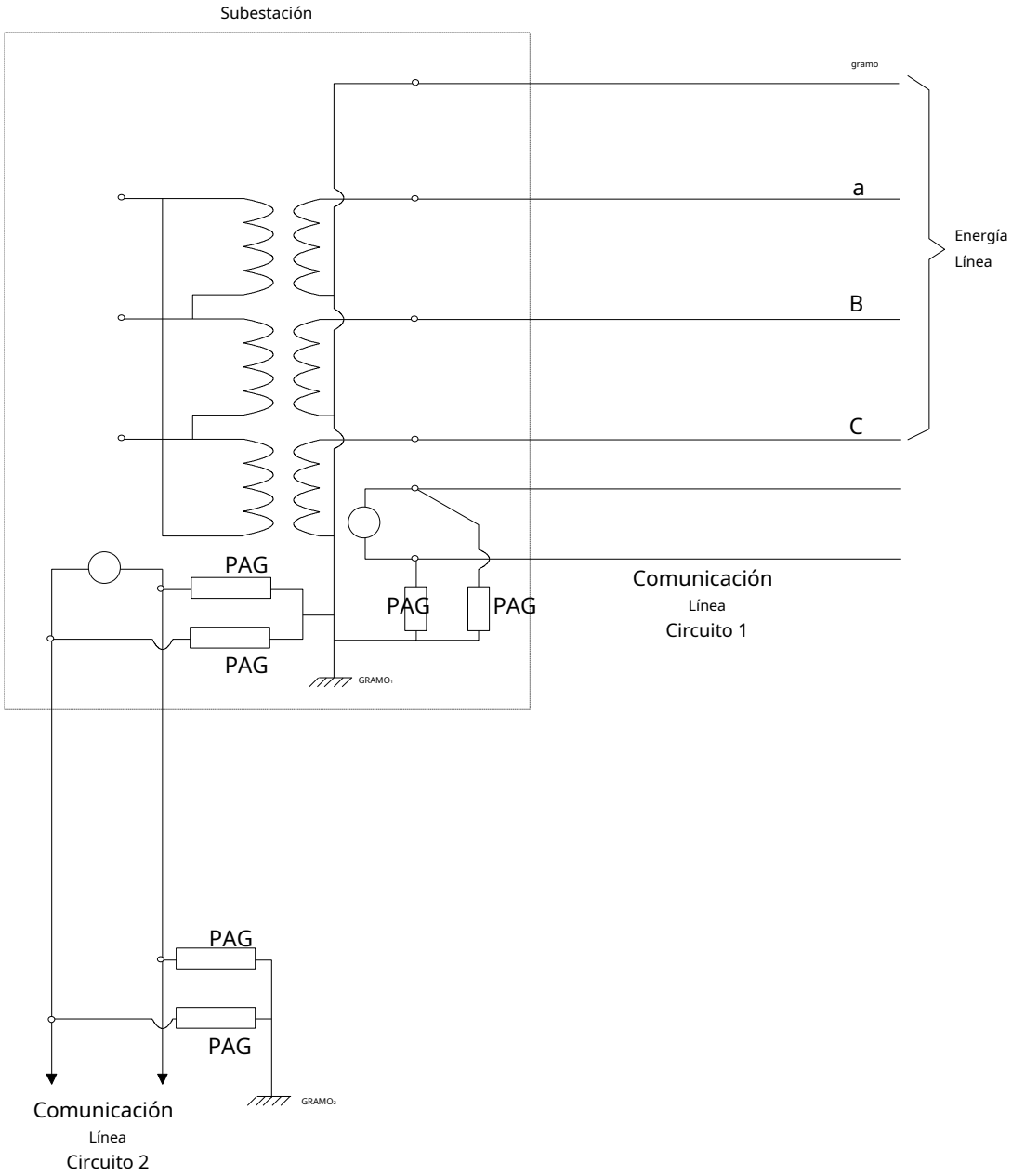
Debido a que el suelo no tiene una conducción perfecta, se pueden generar diferencias de potencial entre dos puntos conectados a tierra. De hecho, las corrientes eléctricas circulan por la tierra incluso en condiciones normales de funcionamiento. Durante condiciones de falla (especialmente fallas asimétricas), las corrientes de tierra pueden ser sustanciales, lo que da como resultado una elevación de alto voltaje de los sistemas de conexión a tierra y los voltajes de transferencia a las estructuras metálicas cercanas. Estos voltajes pueden causar;

1. Problemas de seguridad
2. Mal funcionamiento o daño de los circuitos de comunicación

Los problemas de seguridad se generan siempre que los voltajes transferidos a las estructuras puestas a tierra son lo suficientemente altos como para causar descargas eléctricas a seres humanos o animales. Los circuitos de comunicación se ven afectados de dos maneras: (a) los voltajes son inducidos en estos circuitos por las corrientes eléctricas de la línea eléctrica que corrompen las señales útiles con ruido, aumentando la posibilidad de mal funcionamiento, o (b) los voltajes pueden ser transferidos por conducción a circuitos de comunicación, que pueden causar problemas de interferencia o daños en el equipo de comunicación. Los dos mecanismos de interferencia se ilustran en la Figura 4.15. La figura ilustra dos circuitos de comunicación. El circuito 2 puede estar sujeto a un voltaje igual a la diferencia en el aumento del potencial de tierra en las dos tierras G1 y G2. El circuito 1 es paralelo a la línea eléctrica y, por lo tanto, está sujeto a voltaje inducido por las corrientes eléctricas de la línea eléctrica. Los voltajes inducidos se mitigan transponiendo el circuito de comunicación. En general, los circuitos de comunicación deben protegerse contra voltajes inducidos o transferidos. Los esquemas de protección involucran bloques de protección, transformadores de aislamiento, transformadores de neutralización, etc. La aplicación juiciosa de los esquemas de protección requiere que se calcule el voltaje máximo en el circuito de comunicación bajo cualquier condición adversa. neutralización de transformadores, etc. La aplicación juiciosa de los esquemas de protección requiere que se calcule el voltaje máximo en el circuito de comunicación bajo cualquier condición adversa. neutralización de transformadores, etc. La aplicación juiciosa de los esquemas de protección requiere que se calcule el voltaje máximo en el circuito de comunicación bajo cualquier condición adversa.

El problema básico se ilustra con el sistema simplificado de la figura 4.16. Se ilustra una línea de transmisión de energía que termina en dos subestaciones. Cada una de las subestaciones comprende un transformador conectado delta-estrella. A la izquierda de la figura hay una fuente que alimenta la subestación. Otra línea de transmisión de energía comienza desde la subestación a la derecha de la figura. Ambas subestaciones son
conectado a tierra con una alfombra de tierra.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Nota para mí: hacer un ejemplo de retransmisión de cable piloto

Figura 4.15: Dos mecanismos por los cuales las líneas eléctricas pueden interferir Circuitos de comunicación

[(a) La línea 1 está sujeta a interferencia por inducción, (b) la línea 2 está sujeta a interferencia por conducción]

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

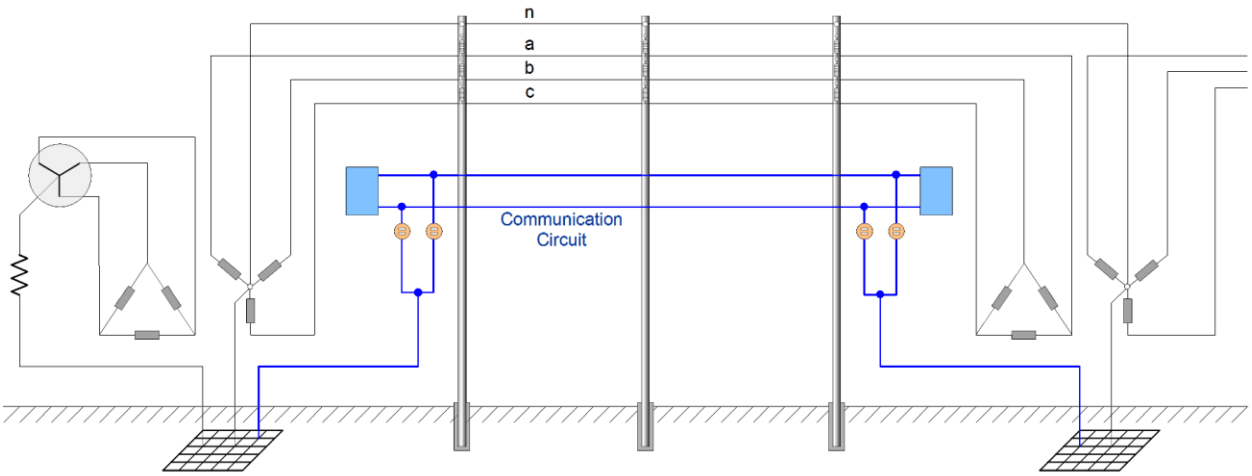


Figura 4.16 Circuito de comunicación en el entorno del sistema de potencia

Un circuito de comunicación está suspendido en las mismas torres que la línea eléctrica. Normalmente, el circuito de comunicación está conectado al sistema de puesta a tierra de la subestación a través de bloques protectores. Nuestra discusión se centrará en el voltaje inducido o transferido al circuito de comunicación.

Durante las condiciones de funcionamiento normales, corrientes trifásicas casi equilibradas fluyen a través de la línea eléctrica. Los voltajes inducidos en la línea de comunicación de cada una de las corrientes de fase son aproximadamente igual en magnitud. La diferencia de fase entre dos es 120 Por tanto, el voltaje inducido total es aproximadamente cero. Por otro lado, el aumento de potencial de tierra en las dos tierras, G1 y G2, es pequeño (menor que el nivel de protección de los bloques protectores) y, por lo tanto, la tensión transferida al circuito de comunicación es prácticamente cero. Sin embargo, durante condiciones de desequilibrio, el voltaje inducido total puede ser sustancial. Al mismo tiempo, el aumento del potencial de tierra de las tierras, G1 y G2, puede ser sustancial. Como resultado, el circuito de comunicación puede estar sujeto a un voltaje sustancial y debe protegerse. La selección de la protección depende del nivel esperado de sobretensiones durante todas las condiciones adversas previsibles. Específicamente, el esquema de protección debe poder soportar la tensión máxima que pueda desarrollarse entre los puntos G1 y G2. Los esquemas de protección típicos de los circuitos de comunicación se ilustran en la Figura 4.17. El esquema (a) implica únicamente bloques protectores. Proporciona protección para tensiones de hasta aproximadamente 300 V. El esquema (b) incluye bloques protectores y un transformador de aislamiento. Este esquema es capaz de proporcionar protección contra voltajes mucho más altos, dependiendo del nivel de aislamiento del transformador de aislamiento. El tercer devanado llevará una corriente eléctrica proporcional al voltaje en el circuito de comunicación aproximadamente igual pero de polaridad opuesta (voltaje de neutralización) del voltaje desarrollado a través del circuito de comunicación (ver Figura 4.17c). El esquema de protección (b) es simple, efectivo y relativamente económico. La selección del nivel de aislamiento del transformador de aislamiento se basa en el voltaje máximo que puede desarrollarse a lo largo del circuito de comunicación bajo cualquier condición adversa previsible. Para una condición específica, el voltaje a lo largo del circuito de comunicación se puede calcular utilizando el método de análisis de fase directa. Para ello, los cables del circuito de comunicación se modelan como conductores de la línea eléctrica.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

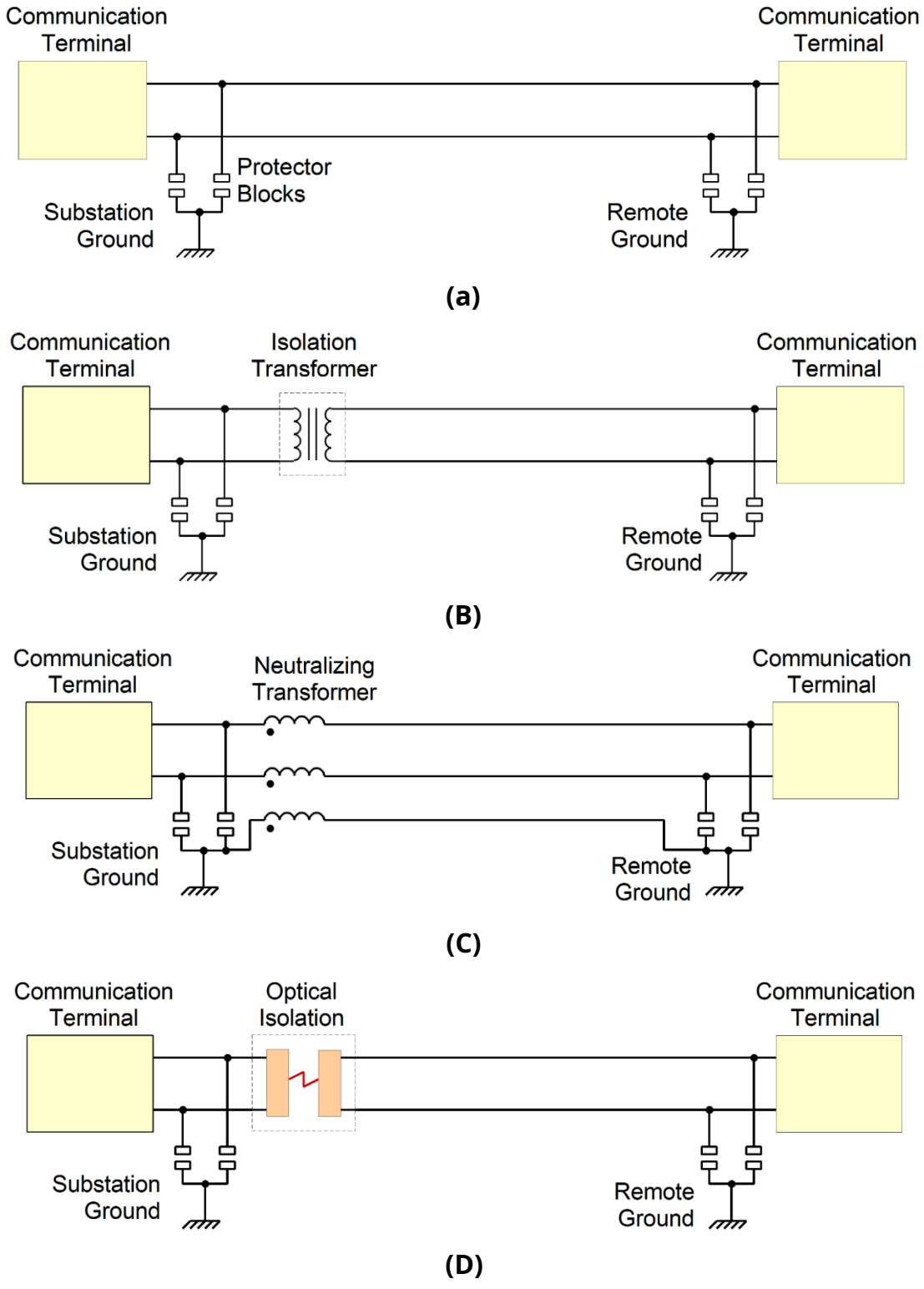


Figura 4.17: Esquemas de protección de la línea de comunicación

[(a) Bloques protectores, (b) Bloques protectores y transformador de aislamiento, (c) Bloques protectores y neutralizadores transformador, (d) aislamiento óptico]

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.11 Selección de interruptor

El interruptor debe ser capaz de interrumpir la falla cada vez que se dispara. La corriente de falla máxima que un interruptor puede ser llamado a interrumpir depende de la ubicación del interruptor dentro de la red. La clasificación del interruptor debe seleccionarse de manera que sea más alta que la corriente de falla máxima en la ubicación del interruptor durante la vida útil proyectada del interruptor. Dado que los sistemas de energía se están expandiendo continuamente y, por lo tanto, las corrientes de falla aumentan a medida que el sistema se expande, es importante seleccionar la clasificación del interruptor para satisfacer las necesidades del sistema para la larga vida útil esperada de un interruptor.

4.12 Dimensionamiento de cables para fallas eléctricas

Un circuito eléctrico puede constar de (a) conductores de fase, (b) conductores neutros (c) alambres blindados y (d) conductores de tierra. Esta clasificación se basa en la función prevista de los conductores. La función prevista de los conductores de fase es proporcionar el camino para el flujo de corriente eléctrica a través del circuito a la tensión de funcionamiento del sistema. La función prevista del conductor neutro es proporcionar la ruta de retorno para el flujo de corriente eléctrica; el neutro está diseñado para funcionar a un voltaje cercano a cero. La función prevista de los cables blindados es proporcionar el punto de terminación del rayo y guiar la corriente del rayo a la tierra de la instalación, minimizando así las sobretensiones o transitorios en otras partes del sistema y especialmente de los conductores de fase. Finalmente,

Este análisis indica que los conductores de fase y los conductores neutros transportan la corriente eléctrica de carga y ocasionalmente (durante fallas) también transportarán la corriente de falla. El tamaño de estos conductores debe seleccionarse de manera que sea adecuado para transportar la corriente de carga normal de forma continua y la corriente de falla durante la corta duración de la falla. En general, el dimensionamiento de los conductores de fase y neutro para transportar la corriente de carga normal será adecuado para asegurar el dimensionamiento adecuado del conductor durante las fallas. Sin embargo, existen excepciones. Por esta razón, es importante determinar el tamaño de estos conductores para el funcionamiento continuo normal, así como el tamaño de los conductores para condiciones de falla y seleccionar el más grande de los dos. Para la primera determinación, existen amplias tablas de ampacidad para todos los conductores de potencia y, por lo tanto, el proceso es tan simple como seleccionar la entrada apropiada de la tabla. La selección del tamaño del conductor para las condiciones de falla es la misma que se analiza a continuación para los conductores de tierra.

El tamaño de los conductores de blindaje se basa en consideraciones de resistencia. Estos conductores normalmente transportarán corrientes de rayo. La cantidad de energía en el flujo de las corrientes del rayo es relativamente baja y un tamaño relativamente pequeño es adecuado. Cuando se selecciona el tamaño de cable adecuado a partir de consideraciones mecánicas, este tamaño suele ser adecuado para las corrientes del rayo.

La selección del tamaño del conductor de tierra se basa en el nivel de corriente de falla. Una falla a tierra siempre da como resultado un flujo de corriente de falla en los conductores de tierra. Para que los conductores de tierra

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

ser capaz de resistir el flujo de corriente de falla, su tamaño debe seleccionarse apropiadamente. Los criterios para seleccionar conductores de tierra son simples: los conductores de tierra no deben derretirse (o mejor aún, no deben exceder una temperatura permisible que normalmente está por debajo de su punto de fusión) durante la duración del flujo de corriente de falla. Además, el Código Eléctrico Nacional [???] impone un tamaño mínimo requerido de conductores de tierra. El procedimiento de selección debe constar de dos pasos: (a) paso uno: determinar el tamaño mínimo del conductor de tierra requerido por el NEC. (b) paso dos: calcular el tamaño de conductor requerido para que la temperatura del conductor de tierra no exceda la temperatura máxima permitida bajo condiciones adversas, y (c) paso tres: seleccionar el tamaño de conductor de tierra más grande de los pasos uno y dos.

Selección del tamaño del conductor de tierra: El NEC establece un requisito de conductor de tierra de tamaño mínimo como se muestra en la Tabla 4.x. La tabla proporciona el conductor de tierra de tamaño mínimo permitido por el NEC.

El cálculo del tamaño requerido del conductor de tierra a partir de consideraciones térmicas se basa en el siguiente procedimiento. Se asume una temperatura permisible para el material específico del conductor. Por ejemplo, para los conductores de cobre, se puede seleccionar una temperatura permitida de 450 grados centígrados. Recuerde que la temperatura de fusión del cobre es de 1.083 grados centígrados. Por tanto, la temperatura permisible es normalmente una temperatura que está por debajo de la temperatura de fusión con un margen de seguridad considerable. Entonces asumimos que durante la falla toda la energía térmica liberada en el conductor permanece en el material conductor y eleva la temperatura del conductor (es decir, dado que la duración de la falla es corta, no hay tiempo suficiente para ninguno de los energía térmica liberada para disiparse en el ambiente). También asumimos que la temperatura inicial del conductor de tierra es de 40 grados centígrados; esto representa las peores condiciones, como las condiciones de verano, cuando las temperaturas pueden ser altas. El análisis de este problema nos proporciona una relación entre el aumento de temperatura, la duración de la falla y la sección transversal del conductor. La solución de esta ecuación para el área de la sección transversal del conductor en función de la corriente de falla y la duración de la falla proporciona el tamaño de conductor de tierra necesario. Este procedimiento ha generado el nomograma de la Figura 4.y que proporciona el tamaño mínimo de conductor requerido en función de duración de la falla y sección transversal del conductor. La solución de esta ecuación para el área de la sección transversal del conductor en función de la corriente de falla y la duración de la falla proporciona el tamaño de conductor de tierra necesario. Este procedimiento ha generado el nomograma de la Figura 4.y que proporciona el tamaño mínimo de conductor requerido en función de duración de la falla y sección transversal del conductor. La solución de esta ecuación para el área de la sección transversal del conductor en función de la corriente de falla y la duración de la falla proporciona el tamaño de conductor de tierra necesario. Este procedimiento ha generado el nomograma de la Figura 4.y que proporciona el tamaño mínimo de conductor requerido en función de
corriente de falla y duración.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Cuadro 4.x. Conductores de puesta a tierra de equipos de tamaño mínimo para puesta a tierra
Pista de rodadura y equipo, según NEC, Tabla 250.222

Clasificación o ajuste de sobrecorriente automática Dispositivo en circuito delante del equipo, conducto, etc. Que no exceda (Amperios)	Cobre Alambre No.	Aluminio O revestido de cobre Aluminio Alambre No. *
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 kcmil
2000	250 kcmil	400 kcmil
2500	350 kcmil	600 kcmil
3000	400 kcmil	600 kcmil
4000	500 kcmil	800 kcmil
5000	700 kcmil	1200 kcmil
6000	800 kcmil	1200 kcmil

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

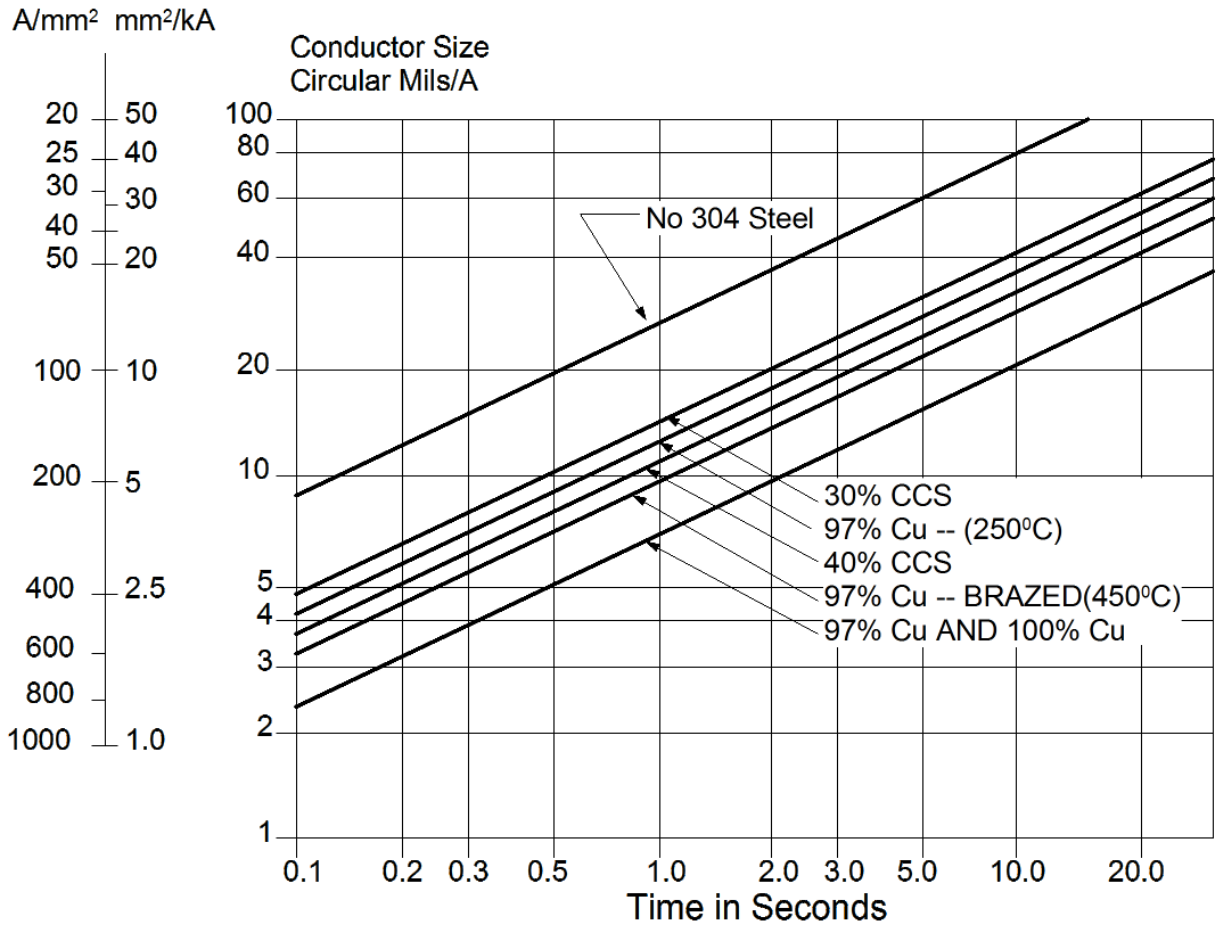


Figura 4.y. Nomograma para dimensionamiento de conductores (IEEE Std 80, edición de 1980)

Ejemplo E4.14: Considere el sistema de energía simplificado de la Figura E4.x. Es deseable determinar el tamaño de los conductores de fase y el tamaño de los conductores de tierra. Se da que las fallas se pueden interrumpir en 15 ciclos. Determine el tamaño mínimo de la conexión a tierra.
conductores.

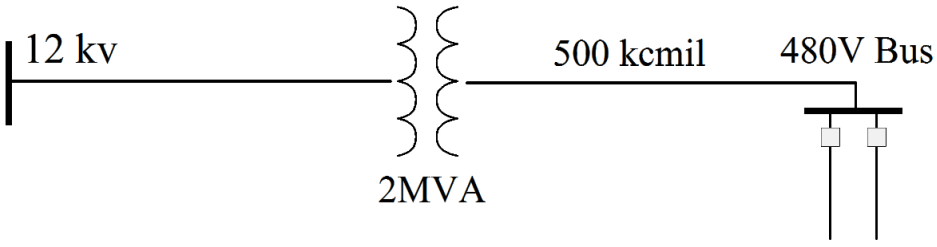


Figura E4.x Ejemplo de sistema de energía simplificado
(La distancia del transformador al bus de 480 V es de 30 pies)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: El tamaño del conductor de fase se determina a partir de (a) tablas de ampacidad y (b) temperatura máxima permitida durante fallas.

continuará.

4.13 Resumen y discusión

En este capítulo hemos discutido las metodologías de análisis de fallas. Se ha revisado el método de análisis de fallas convencional basado en componentes simétricos. Se ha presentado una extensión del método que permite el cálculo de la distribución de la corriente de falla y el aumento del potencial de tierra de los sistemas de puesta a tierra. El método de componentes simétricos ignora las asimetrías existentes en los elementos del sistema eléctrico, como las líneas de transmisión. Se ha presentado el método de análisis de fase directa, que tiene en cuenta las asimetrías. El análisis de fase directo se basa en la representación de la matriz de admitancia de los elementos del sistema eléctrico (o equivalente de Norton) y el análisis nodal. El método es computacionalmente intensivo y, por tanto, por necesidad, está basado en computadora.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

4.14 Problemas

Problema P4.1: En una determinada ubicación de un sistema trifásico, un ingeniero mide lo siguiente corrientes de fase y tensiones de fase a neutro:

$$\tilde{I}_a = 200Ae^{j10} \qquad \tilde{V}_a = 15mi^{j4}\ kV$$

$$\tilde{I}_B = 150Ae^{j110} \qquad \tilde{V}_B = 14{,}5mi^{j120}\ kV$$

$$\tilde{I}_C = 160Ae^{j240} \qquad \tilde{V}_C = 14{,}8mi^{j235}\ kV$$

Calcule los componentes simétricos: $\tilde{I}_1, \tilde{I}_2, I_0,$ y $V_1, V_2, \tilde{V}_0.$

Solución: Mediante la aplicación de la transformación simétrica inversa:

$$\begin{matrix}\tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_1\end{matrix} = \frac{1}{3}\begin{matrix}1 & a & a^2 \\ 1 & a_2 & a \\ 1 & 1 & 1\end{matrix}\begin{matrix}200mi^{0}_{j10} & XX \\ 150mi_{j1100} & xx \\ {}_{160mi^{j2400}} & XX\end{matrix}$$

$$\begin{matrix}\tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \tilde{V}_0\end{matrix} = \frac{1}{3}\begin{matrix}1 & a & a_2 \\ 1 & a_2 & a \\ 1 & 1 & 1\end{matrix}\begin{matrix}15.0mi_{j}{}^{40} & xx \\ 14{,}5mi_{j1}{}^{200} & xx \\ 14{,}8mi_{j23}{}^{5^0} & xx\end{matrix}$$

Problema P4.2: Las impedancias equivalentes de Thevenin de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de un sistema trifásico de 115 kV son (en una base de 115 kV, 100 MVA):

z_1 $j0.085\ pu$ z_2 $j0{,}089\ pu$ yz_0 $j0{,}12\ pu$

Calcule la corriente de falla trifásica en pu y en amperios reales para una falla trifásica en esta ubicación del sistema.

Calcule la corriente de falla de línea a línea en pu y en amperios reales para una falla de línea a línea en esta ubicación del sistema.

Calcule la corriente de falla monofásica del sistema para una falla monofásica a tierra en este ubicación del sistema.

Solución: La corriente de falla para la falla trifásica es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

3ϕ Fault $\quad \tilde{I}_1 = \frac{1}{0.085} = 11.7647 \text{ pu} \Rightarrow \quad I_1 = 5.9064 \text{ kA}$

1ϕ Fault $\quad \tilde{I}_1 = \tilde{I}_2 = \tilde{I}_0 = \frac{1}{0.294} = 3.401 \text{ pu} \Rightarrow I_A = 10.204 \text{ pu}$

$\Rightarrow I_A = 5.1229 \text{ kA}$

Problema P4.3: Un generador síncrono de 60 Hz, 18 kV, 360 MVA está conectado a un bus infinito (fuente de voltaje ideal - impedancia interna cero) a través de un transformador elevador y una línea de transmisión compensada por capacitores en serie como en la Figura P4.3. El voltaje interno (generado) del generador es 1.0 pu y el voltaje de la fuente infinita es 1.0 pu. La reactancia transitoria del generador (secuencia positiva) es de 0,20 por unidad en las clasificaciones del generador. El transformador es de 360 MVA, 18 kV / 230 kV, conectado en triángulo / estrella (estrella en el lado de 230 kV) con una impedancia de fuga de j0.08 pu en los valores nominales del transformador. La impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión es de j0,10 por unidad sobre una base de 100 MVA (3 fases), 230 kV (línea a línea). El valor absoluto de la impedancia del condensador es el 60% del valor absoluto de la impedancia de la línea de transmisión.

(a) Calcule la impedancia de la línea de transmisión en por unidad en la misma base que para el lado de 230 kV del transformador.
(b) Calcule la impedancia del capacitor en serie en por unidad en la misma base que para el lado de 230 kV del transformador.
(c) Calcule la corriente de falla trifásica para una falla trifásica en el bus del lado alto del transformador en por unidad y en amperios.
(d) Calcule la corriente de falla trifásica para una falla trifásica en el medio de la línea de transmisión en por unidad y en amperios.

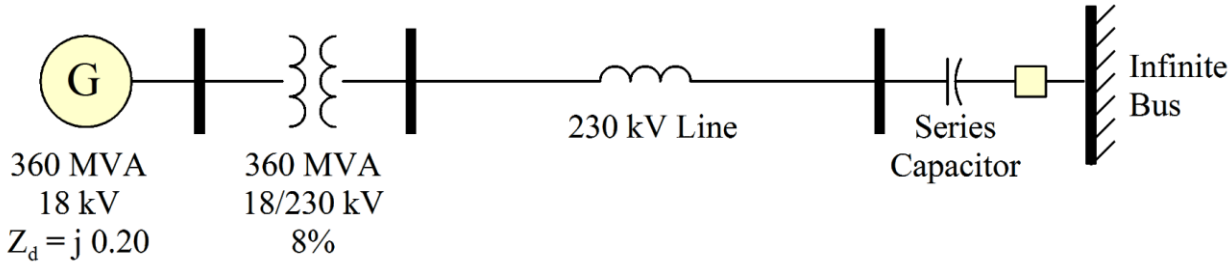


Figura P4.3

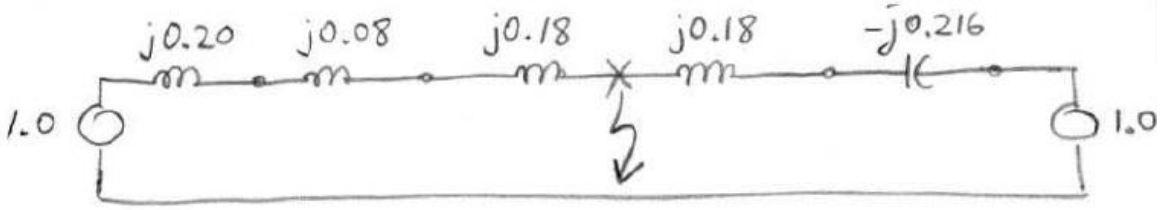
Solución:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

a) $Z_{Line} = j0.10 \frac{360}{100} = j0.36$ pu

b) $Z_{cap} = -(0.60) Z_{Line} = -j0.216$ pu

c)



$$I_f = \frac{1.0}{j0.46} + \frac{1.0}{-j0.036} = j25.6038 \text{ pu}$$

$$\Rightarrow \quad I_f = (j25.6038)\left(\frac{360/3}{230/\sqrt{3}}\right) = 23.137 \text{ kA}$$

Problema P4.4: Considere el sistema de energía eléctrica simplificado de la figura P4.4 que consta de un generador balanceado, una línea de transmisión simétrica y una carga eléctrica simétrica. Cada fase de la línea simétrica tiene una impedancia propia de *j*9.0 *ohmios.* La impedancia mutua entre dos fases es j4 ohmios con la polaridad indicada. Otros parámetros del sistema se indican en la figura. Suponga una falla monofásica a tierra en la fase A de la carga eléctrica. Calcule la corriente de falla en la fase A del generador.

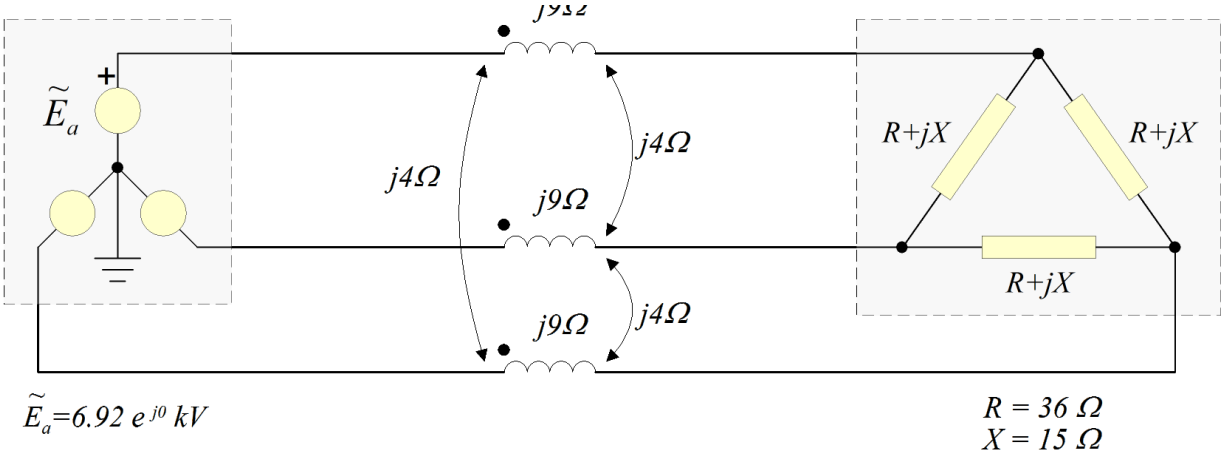
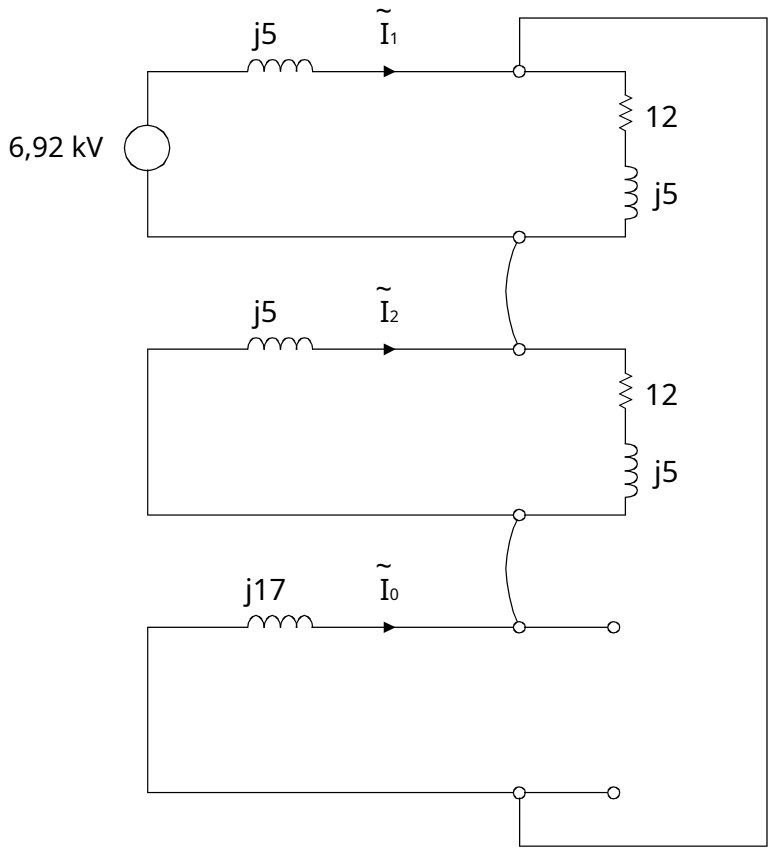


Figura P4.4

Solución: Las redes de secuencia y sus conexiones para una sola línea a la falla a tierra son que se muestra en la figura siguiente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



La solución de esta red produce (se omite el análisis del circuito):

$\tilde{I}_1$ 646,7$mi_{j42,48^0}$ A

$\tilde{I}_2$ 363,6$mi_{j83,62^0}$ A

$\tilde{I}_0$ 436,9$mi_{j66,43^0}$ A

Usando la transformación simétrica, es decir $\tilde{I}_{abc} = T\tilde{I}_{120}$, la corriente de fase A del generador es:

$\tilde{I}_a = \tilde{I}_1 + \tilde{I}_2 + \tilde{I}_0$1.383,99$mi_{j59,99^0}$ A

Problema P4.5: Considere el sistema simplificado de la figura P4.5. Los parámetros del sistema se dan en la figura. El sistema funciona descargado. Los voltajes generados de los dos generadores son:

*Unidad G*1: $\tilde{mi}$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

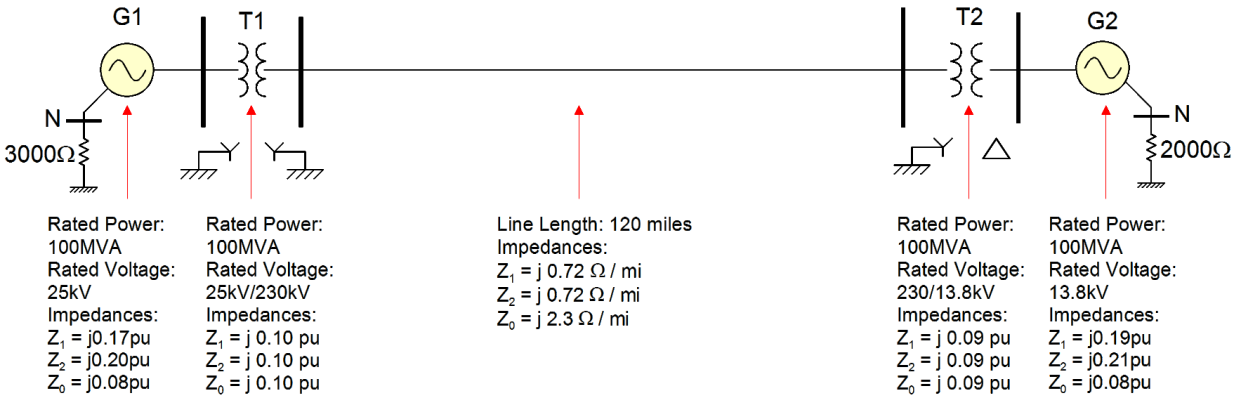


Figura P4.5

En estas condiciones, se produce una falla monofásica a tierra en el medio de la línea.

(a) Calcule la corriente de falla asumiendo una impedancia de falla cero.

(b) Calcule las corrientes eléctricas en las terminales del generador G1.

(c) Calcule los voltajes en las terminales del generador G1.

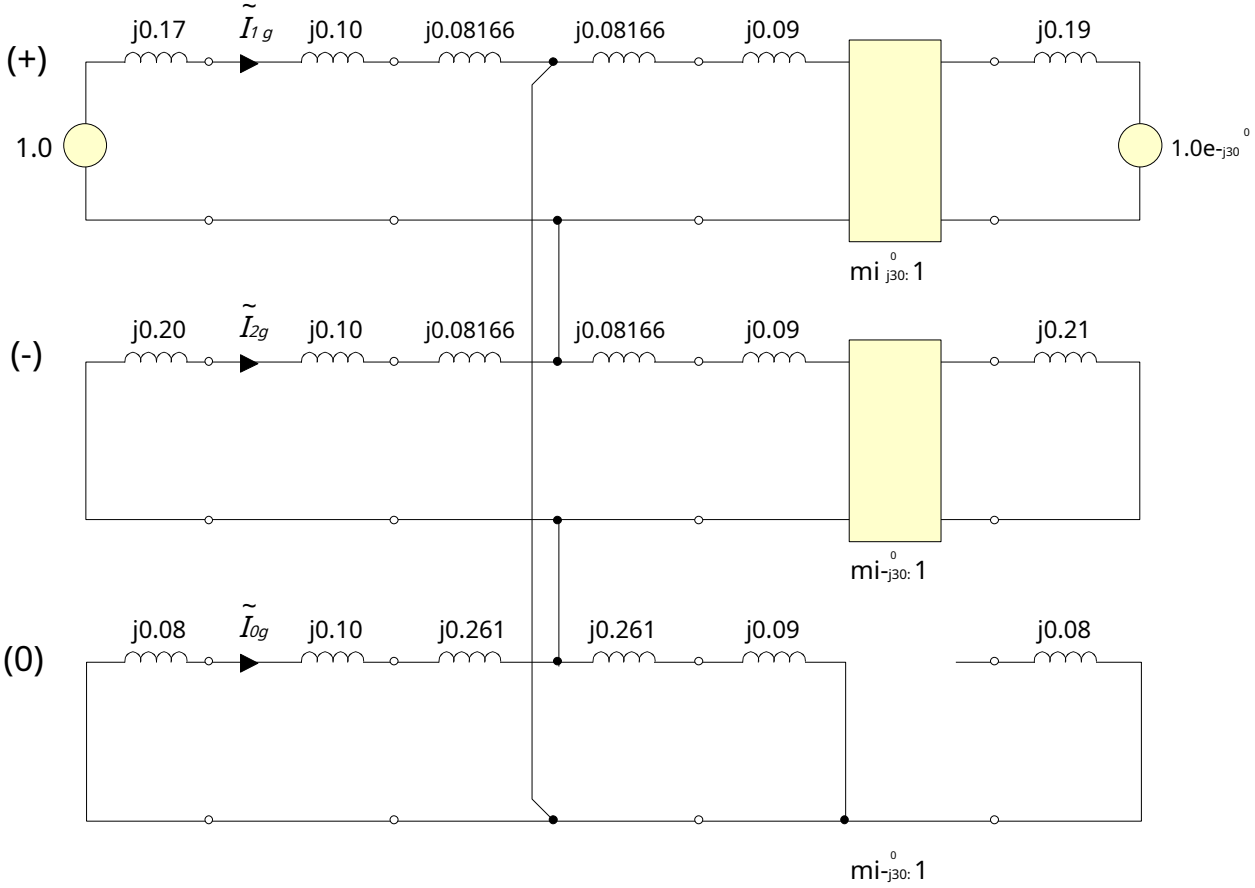
(d) Calcule las corrientes eléctricas en las terminales del generador G2.

(e) Calcule los voltajes en las terminales del generador G2.

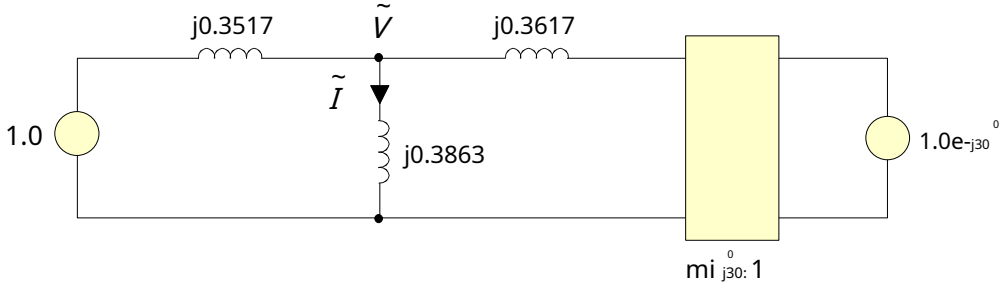
Solución: (a) Las redes de secuencia convertidas en un sistema de pu base común son:

MODIFICAR LA SOLUCIÓN PARA REFLEJAR LAS IMPEDANCIAS DE TIERRA

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Rendimientos de reducción de red:



Solución del circuito:

$$\frac{\tilde{V}\ 1.0}{j0.3517}\quad\frac{\tilde{V}}{j0.3863}\quad\frac{\tilde{V}\ 1.0}{j0.3617}\quad 0\quad V\ \tilde{0,6842}$$

$$\tilde{I}_0\quad\frac{\tilde{V}}{j0.3863}\qquad j1,7711$$

Por lo tanto:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \quad j1{,}7711\ pu \quad I_F \quad j5.3133\ pu \quad I_F \quad j1.3338 kA$

(b) La unidad G1 ve la siguiente secuencia de corrientes:

Secuencia positiva: $\tilde{I}_{1gramo} \quad \frac{1.0 \quad \tilde{V}}{j0.3517} \quad j0.8979$

Secuencia negativa: $I_{2gramo} \quad \frac{1}{2}(\ j1.7711) \quad j0.8856$

Secuencia cero: $I_{0gramo} \quad \frac{j0.351}{j0.351 \quad j0.441}(\ j1.7711) \quad j0{,}7849$

Aplicando la transformación simétrica:

$\tilde{I}_{ag} \quad j2.5684\ pu \qquad \tilde{I}_{ag} \quad j5.9315 kA$

$\tilde{I}_{bg} \quad 0.10738\ mi^{95{,}70} \qquad \tilde{I}_{bg} \quad 0{,}2 \quad 48 mi^{95{,}70} kA$

$\tilde{I}_{cg} \quad 0. \quad 107\,38 mi^{84{,}3} \qquad \tilde{I}_{bg} \quad 0{,}248 mi^{84{,}30} \quad kA$

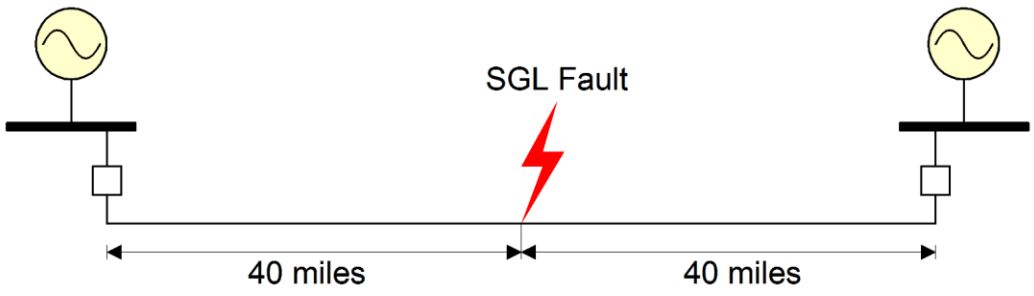
El relé verá las corrientes superiores.

Problema P4.6: Una línea de transmisión trifásica conecta dos sistemas de energía eléctrica como en la Figura P4.6a. La configuración de la línea se muestra en la Figura P4.6b. Cada conductor de fase tiene los siguientes parámetros: r = 0,12 ohmios / milla y GMR = 0,035 pies. El voltaje de operación de la línea es de 115 kV línea a línea. La longitud de la línea es de 80 millas y la resistividad del suelo es de 500 ohmios-metros. Cada uno de los sistemas de potencia se representa como una fuente equivalente que está sólidamente conectada a tierra y con las siguientes impedancias de secuencia:

$Z_1 \quad Z_2 \quad j0{,}1\ pu, Z_0 \quad j0{,}06\ pu$

Las fuentes de voltaje detrás de las impedancias equivalentes están en fase.

(a) Calcule las corrientes de falla para una falla trifásica en el medio de la línea usando componentes simétricos.
(b) Calcule las corrientes de falla para una falla trifásica en el medio de la línea usando fase directa análisis.
(c) Compare los resultados de (a) y (b). Exprese sus propias conclusiones.
(d) Repita (a), (b) y (c) asumiendo una impedancia de falla de 0.5 ohmios (resistiva).



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Figura P4.6a

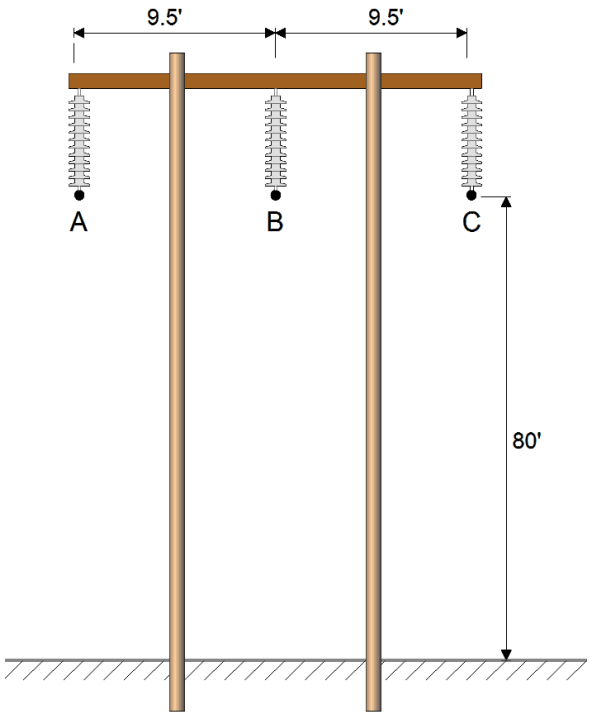


Figura P4.6b

Solución: Primero se calculan los parámetros de la línea.

Dar más información para que sea posible utilizar el programaWinIGS.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(a) Line parameters

$$z_s = r_{ac,c} + r_e + j\frac{\omega\mu}{2\pi}\ln\frac{D_e}{d} = 0.0001338 + j0.000911 \text{ ohms/m}$$

$$z_{bc} = z_{ab} = r_e + j\frac{\omega\mu}{2\pi}\ln\frac{D_e}{d_{ab}} = 0.00005929 + j0.000489 \text{ ohms/m}$$

$$z_{ac} = r_e + j\frac{\omega\mu}{2\pi}\ln\frac{D_e}{d_{ac}} = 0.00005929 + j0.000436 \text{ ohms/m}$$

Computing TZT^{-1}, eliminating off diagonals, yields

$$z_1 = z_2 = 0.000745 + j0.000439 \text{ ohms/m}$$

$$z_0 = 0.000252 + j0.001853 \text{ ohms/m}$$

40 mile section of line $\Rightarrow$ $z_1 = z_2 = 4.8 + j28.254$ ohms

$z_0 = 12.432 + j119.259$ ohms

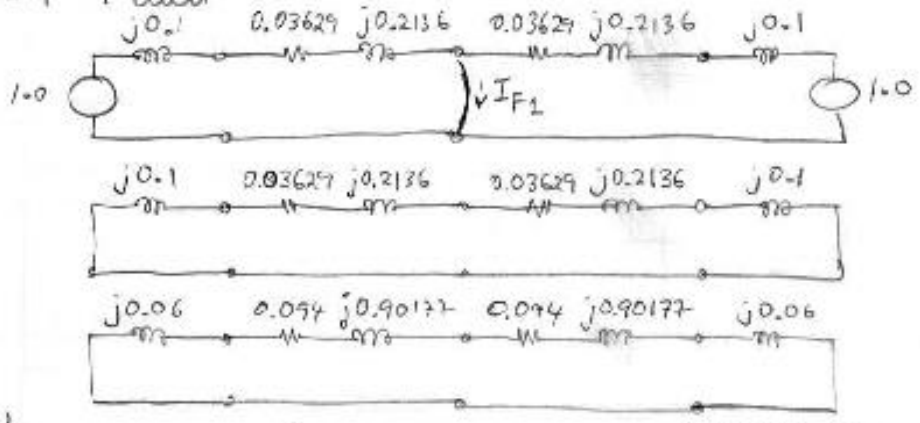
Convert to pu

Impedance Base: $z_B = 115^2/100 = 132.25$ ohm

$$\Rightarrow z_{1u} = z_{2u} = 0.03629 + j0.2136$$

$$z_{0u} = 0.094 + j0.90177$$

3φ Fault



$$\tilde{I}_{F1} = 2\frac{1}{0.03629 + j0.3136} = 6.3352\, e^{-j83.399^\circ}$$

(Note $\tilde{I}_2 = \tilde{I}_0 = 0$)

$$I_{Base} = (100/3)/(115/\sqrt{3}) = 0.502 \text{ kA}$$

Fault Currents

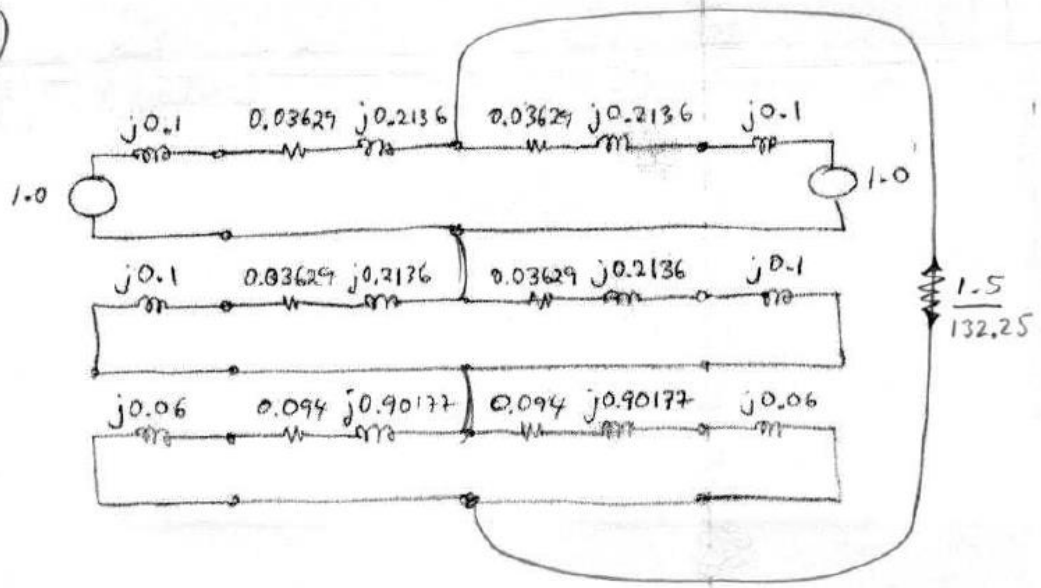
$$\tilde{I}_{aF} = 3.1805 \text{ kV}\, e^{-j83.399^\circ}$$

$$\tilde{I}_{bF} = 3.1805 \text{ kV}\, e^{-j203.399^\circ}$$

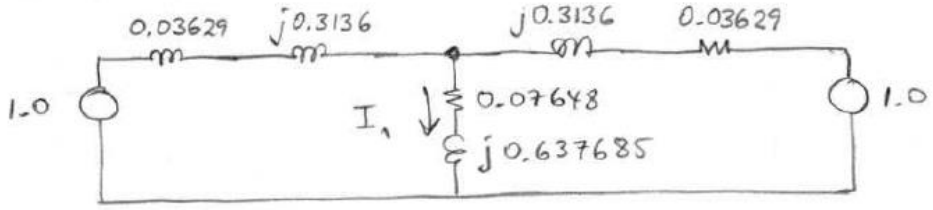
$$\tilde{I}_{cF} = 3.1805 \text{ kV}\, e^{-j323.399^\circ}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(a)



Reduced to



$$\tilde{I}_1 = \tilde{I}_2 = I_a = \frac{1.0}{0.094625 + j0.794485} = 1.24984\, e^{-j83.208^\circ}$$

$$\tilde{I}_a = 3.74952\, e^{-j83.208^\circ} \quad \text{or} \quad 1.8824\, e^{-j83.208^\circ} \text{ kA}$$

(b) Computer generated result

$1.883 \text{ kA } e^{-j82.377^\circ}$

(c) Magnitude Error

0.03 %

Phase Error

0.831°

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P4.7: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.7a. La geometría de los dos Las líneas de transmisión mutuamente acopladas se ilustra en la Figura. P4.7b. Los parámetros del las fuentes equivalentes ES1, ES2, ES3 y ES4 son:

Fuentes ES1 y ES2:

Voltaje nominal: 230*kV,* Z_1 Z_2 *j*0,1 *pu* Z_0 *j*0,12 *pu*

Fuentes ES3 y ES4:

Voltaje nominal: 345 *kV,* Z_1 Z_2 *j*0,1 *pu,* Z_0 *j*0,12 *pu*

Suponga que los autotransformadores son 200 MVA, 345 kV: 115 kV, 4.5% de impedancia de fuga. Considere una falla de línea a tierra en la ubicación A de la línea de 230 kV. La ubicación A se indica en la Figura. Calcule la corriente de secuencia cero de la línea de 115 kV durante la falla definida anteriormente.

Sugerencia: utilice programWinIGS.

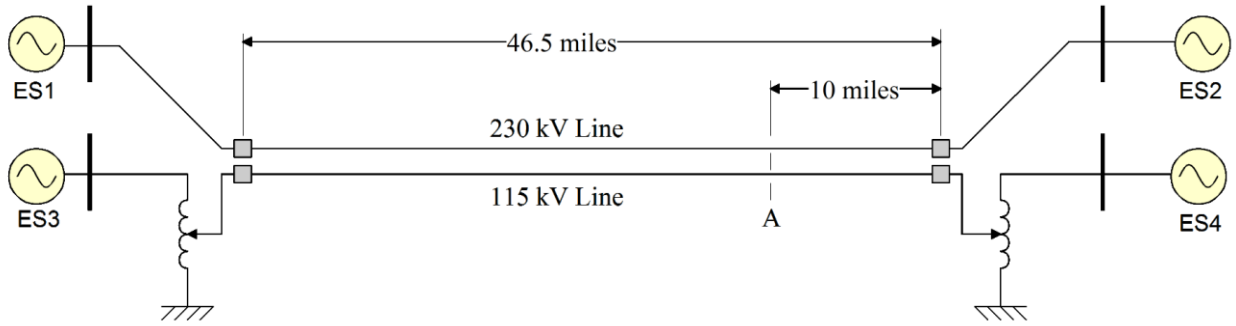


Figura P4.7a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

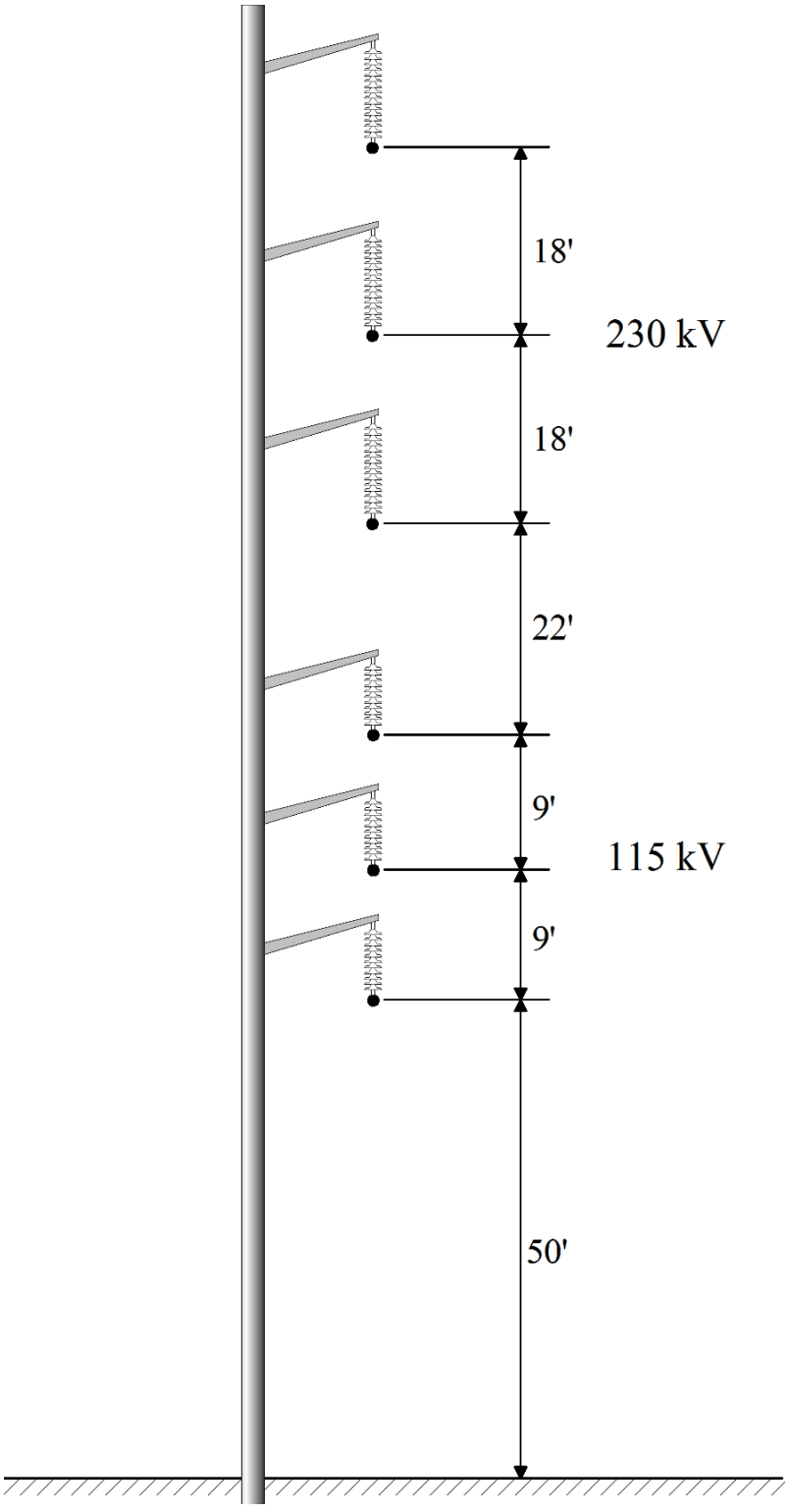
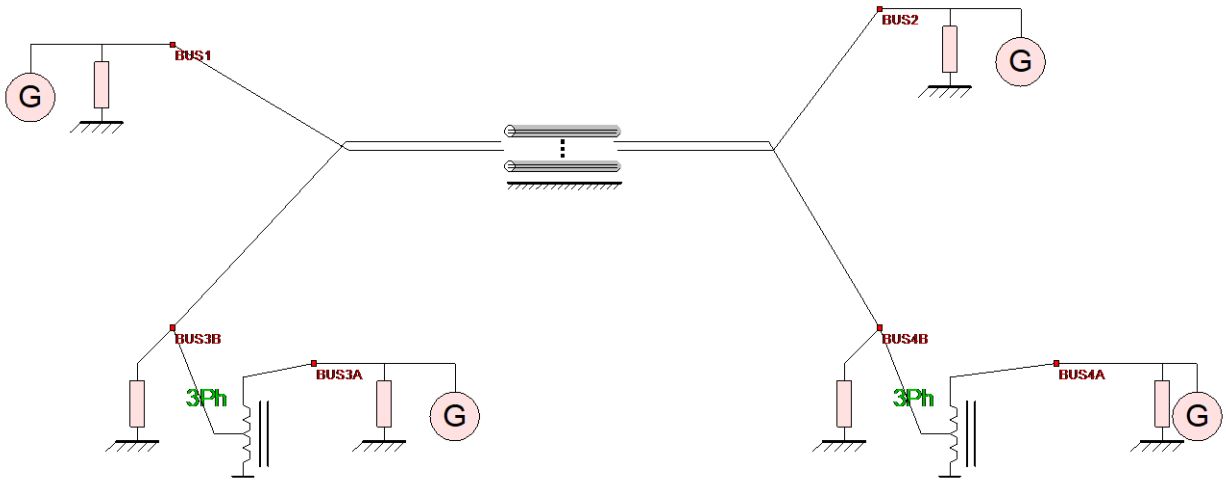


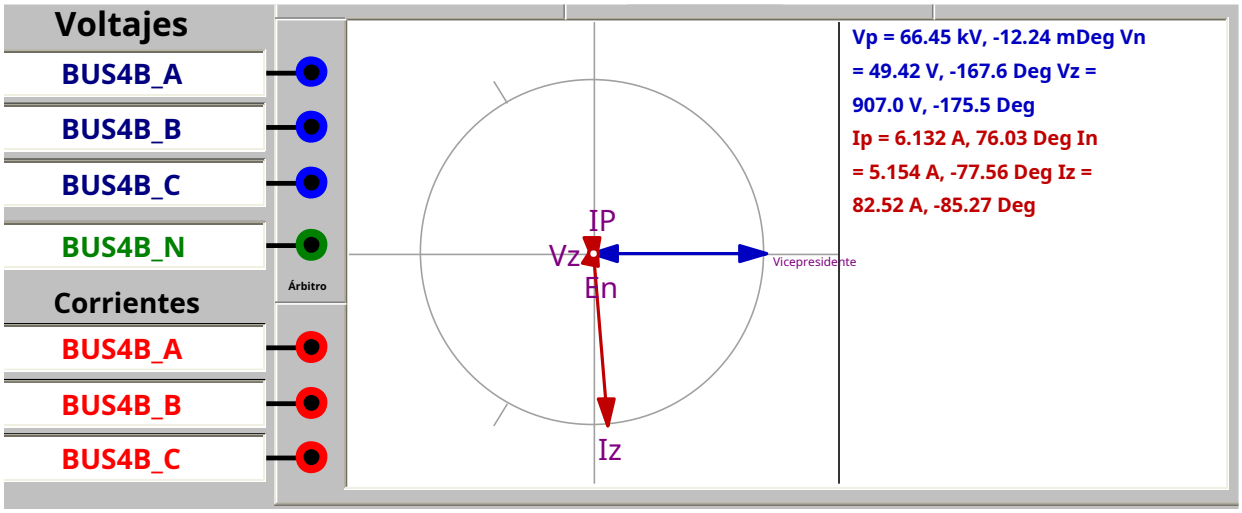
Figura P4.7b

Solución: El sistema está modelado en WinIGS. El modelo WinIGS se ilustra en la figura siguiente.EL MODELO SE DEBE ACTUALIZAR.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Se ha simulado la falla de línea única a tierra en la línea de 230 kV en las ubicaciones indicadas. Los voltajes y corrientes en la línea de 115 kV durante esta falla se muestran en la siguiente figura. Nota que la corriente de secuencia cero es de 82,52 amperios.



Problema P4.8: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.8. El sistema consta de un generador, un transformador conectado delta-estrella y una línea trifásica. El punto A de la línea está ubicado a 25.6 millas del transformador.

(a) Calcule la corriente de falla en el punto A para una falla trifásica,
(b) Calcule la corriente de falla en el punto A para una falla monofásica,
(c) Calcule la magnitud del voltaje de las fases B y C en el punto A para la condición de falla en (b) anterior, y
(d) Para la condición de falla en (b) anterior, calcule las corrientes eléctricas suministradas por el generador y los voltajes en las tres fases del generador.

Utilice la teoría de componentes simétricos en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:
Generador (350 MVA, 15kV): z_1 j0,175 *pu* z_2 j0,21 *pu* z_0 j0,08 *pu*

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Transformador (270 MVA, 15/230 kV): z j0,08 *pu* z_2 j0,08 *pu* z_0 j0,08 *pu,*o norte potencia del transformador)

Línea de transmisión: z_1 z_2 0,3 j0,72 *ohmios / mi,* z_0 0,45 j1,75 *ohmios / mi*

Impedancia de derivación del transformador y transmisión descuidadas. La impedancia de derivación capacitiva de línea debe ser

AÑADIR INTERRUPTORES A LA FIGURA

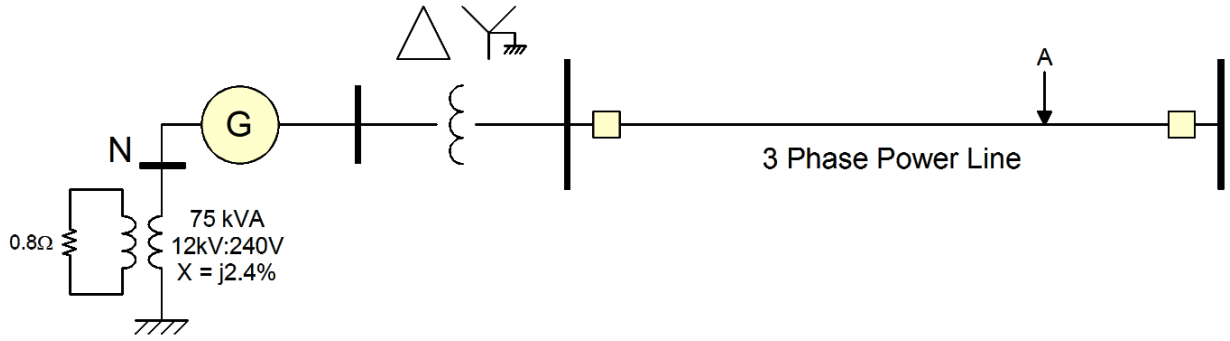


Figura P4.8: Un sistema de energía simplificado

Solución: a) Los parámetros de la línea de transmisión en el sistema por unidad son:

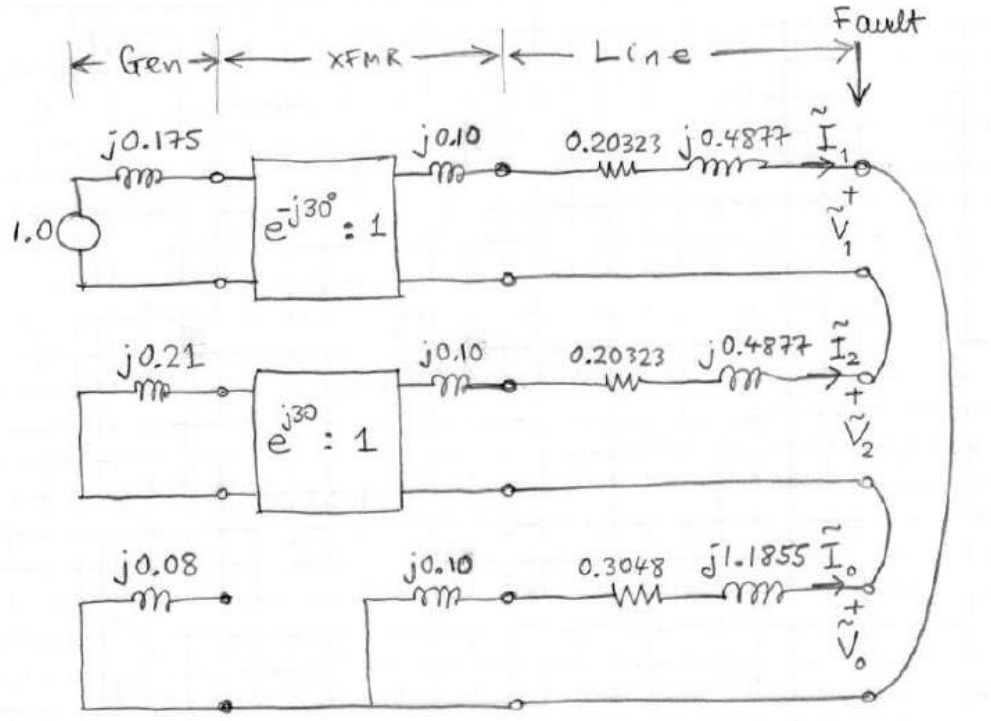
$$Z_B \quad \frac{115_2}{350} \quad 37{,}79 \text{ ohmios}$$

$$z_1 \quad z_2 \quad (0{,}3 \quad j0{,}72)\ 25{,}6 \quad \frac{1}{37{,}79} \quad 0.20323 \quad j0.4877\text{pu}$$

$$z_0 \quad (0{,}45 \quad j1{,}75)\ 25{,}6 \quad \frac{1}{37{,}79} \quad 0.3048 \quad j1.1855\text{pu}$$

El modelo es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



$$\tilde{I}_1 \; I\tilde{}_2 \; \tilde{I}_0 \quad \frac{mi_{j30}}{0{,}71126 \; j2.8459} \quad 0.3409 mi_{j45{,}97} \quad 0.2369 \; j0.2451$$

$$\begin{array}{llll} \tilde{I}_a & 1 & 1\;1_{\;1} & \tilde{I} \quad 1.0227 mi^{\;j45{,}97} \\ \tilde{I}_B & a_2 & a\;1\;I & \tilde{}_2 \quad 0.0 \quad pu \\ \tilde{I}_C & a & a_2 1 & \sim \; I_0 \quad 0.0 \end{array}$$

, o

$$\begin{array}{llll} \tilde{I}_a & 1 & 1\;1\;I & \tilde{}_1 \quad 1.855 mi_{j45{,}97} \\ \tilde{I}_B & a_2 & a\;1\;I_2 & \tilde{} \quad 0.0 \quad \text{kAmperes} \\ \tilde{I}_C & a & a^2 1 & \sim \; I_0 \quad 0.0 \end{array}$$

b) Los voltajes de las fases B y C en el lugar de la falla son:

a completar

c) Las corrientes eléctricas de las fases A, B y C del generador son:

a completar

d) Los voltajes de las fases A, B y C en el generador son:

a completar

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problem 1

Transmission line $\quad L_s = \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{D_e}{d} \qquad L_m = \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{D_e}{D}$

$$D_e = 2160\sqrt{\frac{\rho}{f}} = 6235.4 \text{ feet}$$

$$D = \sqrt[3]{(9.5)(9.5)(19)} = 11.969 \text{ feet}$$

$$L_s = 2.418 \times 10^{-6} \text{ H/m}$$

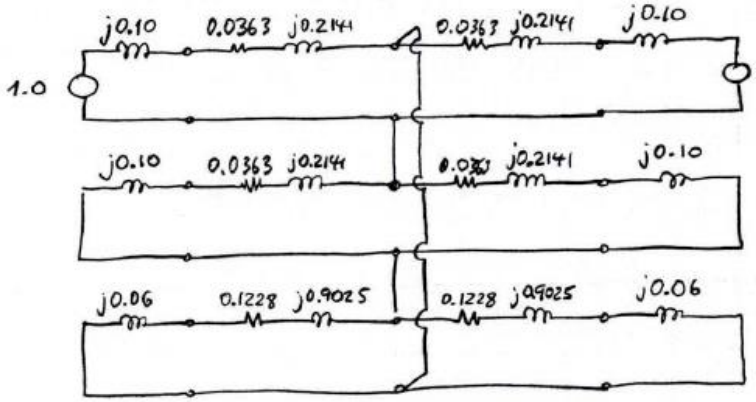
$$L_m = 1.251 \times 10^{-6} \text{ H/m}$$

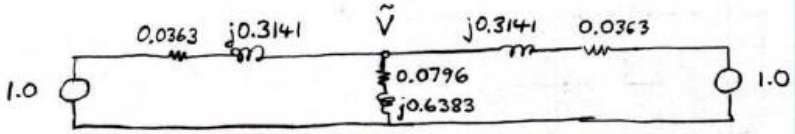
$$r_e = 0.00159 f \ \Omega/\text{mile} = 0.0954 \ \Omega/\text{mile}$$

$$r = 0.12 \ \Omega/\text{mile}$$

$$z_1 = 0.12 + j\omega(L_s - L_m)(1609) \ \Omega/\text{mile} = 0.12 + j0.708 \ \Omega/\text{mile}$$

$$z_0 = r + 3r_e + j\omega(L_s + 2L_m)(1609) = 0.406 + j2.984 \ \Omega/\text{mile}$$





$$\left(\frac{2}{0.0363+j0.3141} + \frac{}{0.0796+j0.6383}\right)\tilde{V} = \frac{2}{0.0363+j0.3141}$$

$$\Rightarrow \quad \tilde{V} = 0.8027\, e^{-j0.5^\circ}$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{\tilde{V}}{0.0796+j0.6383} = 1.248\, e^{-j83.3^\circ}$$

$$I_a = 3.7439 \text{ pu}.$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P4.9: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.9. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la figura. Considere una falla de línea a tierra en la ubicación A. La ubicación A se indica 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. Se da que antes de la falla la unidad opera bajo voltaje nominal en sus terminales y potencia cero.

(a) Construya las redes de secuencia positiva, negativa y cero de este sistema en por unidad - use como base de potencia 800 MVA (trifásico total) y base de voltaje los voltajes nominales correspondientes.
(b) Calcule la corriente de secuencia negativa en el generador durante la falla (línea única a tierra en la ubicación A).
(c) Calcule la corriente de secuencia cero en la línea de transmisión sin falla.

Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea son: $Z_1 \quad Z_2 \quad j37{,}5$ *ohmios* y $Z_0 \quad j93{,}7$ *ohmios.* Las líneas de transmisión no están acopladas entre sí. El "bus infinito" es una fuente de tensión trifásica equilibrada ideal. Suponga que el flujo de energía es cero antes de la falla.

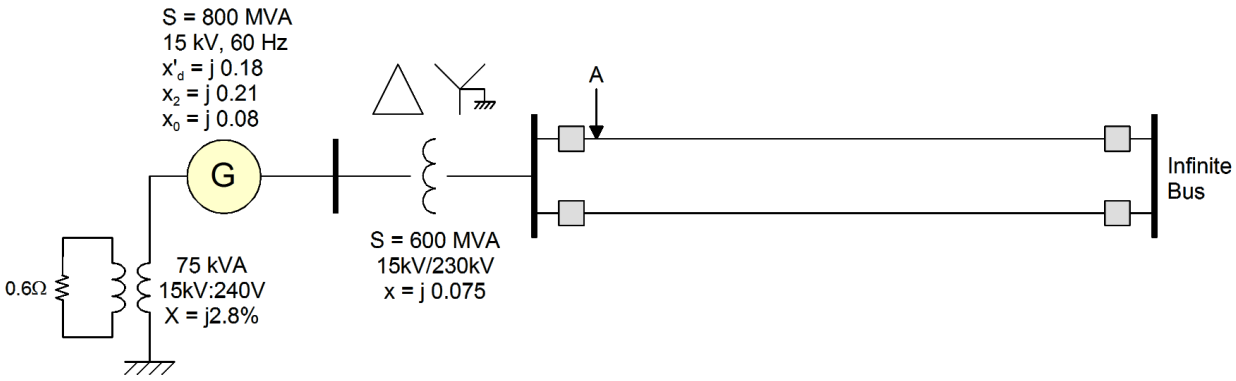


Figura P4.9

Problema P4.10: Considere el sistema de energía de dos unidades, dos transformadores y una línea de la figura P4.10. Todos los parámetros pertinentes se dan en la Figura.
(a) Calcule la corriente de falla para una falla monofásica a tierra en la Fase A del lado de alto voltaje del transformador conectado estrella-estrella. Antes de la falla, los generadores operan a voltaje nominal y la corriente eléctrica en cualquier parte del sistema es cero. Calcule el voltaje en las tres fases del generador G1 para la condición definida anteriormente. Calcule los voltajes en las tres fases del generador G2 para la condición definida anteriormente.
(b) Calcule la corriente de falla para una falla monofásica a tierra en los terminales del generador G1. Antes de la falla, los generadores operan a voltaje nominal y la corriente eléctrica en cualquier parte del sistema es cero. Calcule el voltaje en las tres fases del generador G1 para la condición definida anteriormente. Calcule los voltajes en las tres fases del generador G2 para lo anterior. condición definida.

Insinuación: Convierta todos los parámetros en una base común de 100 MVA.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

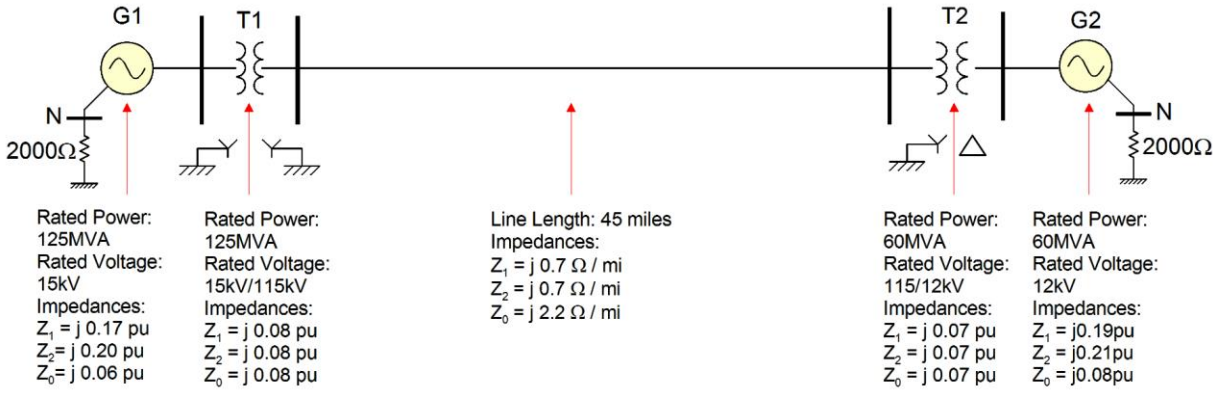


Figura P4.10

Solución: Convierta todos los parámetros en una base de 100 MVA:

$S_{3B} = 100$ MVA

G1:

$$z_1 \quad j0.17 \frac{100}{125} \quad j0.136 \text{ (pu)}$$

$$z_2 \quad j0.20 \frac{100}{125} \quad j0.16 \text{ (pu)}$$

$$z_0 \quad j0.06 \frac{100}{125} \quad j0.048 \text{ (pu)}$$

T1:

$$z_1 \quad z_2 \quad z_0 \quad j0.08 \quad \frac{100}{125} \quad j0.064 \text{ (pu)}$$

TL:

$$z_B \quad \frac{115_2}{100} \quad 132{,}25 \text{ ( )}$$

$$z_1 \quad z_2 \quad \frac{(j0{,}7)\,(45)}{132.25} \quad j\,0{,}2382 \text{ (} pu\text{)}$$

$$z_0 \quad \frac{(j2{,}2)\,(45)}{132.25} \quad j\,0{,}7486 \text{ (} pu\text{)}$$

T2:

$$z_1 \quad z_2 \quad z_0 \quad j0.07 \quad \frac{100}{60} \quad j0.1167 \text{ (pu)}$$

G2:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

z_1 j0.19 $\frac{100}{60}$ j0.31676 (pu)

z_2 j0.21 $\frac{100}{60}$ j0,35 (pu)

z_0 j0.08 $\frac{100}{60}$ j0.1333 (pu)

Para que las corrientes previas a la falla sean cero, los ángulos de fase de los voltajes generados deben seleccionarse se ilustra en la Figura P4.11a.

Las redes de secuencia del sistema son:

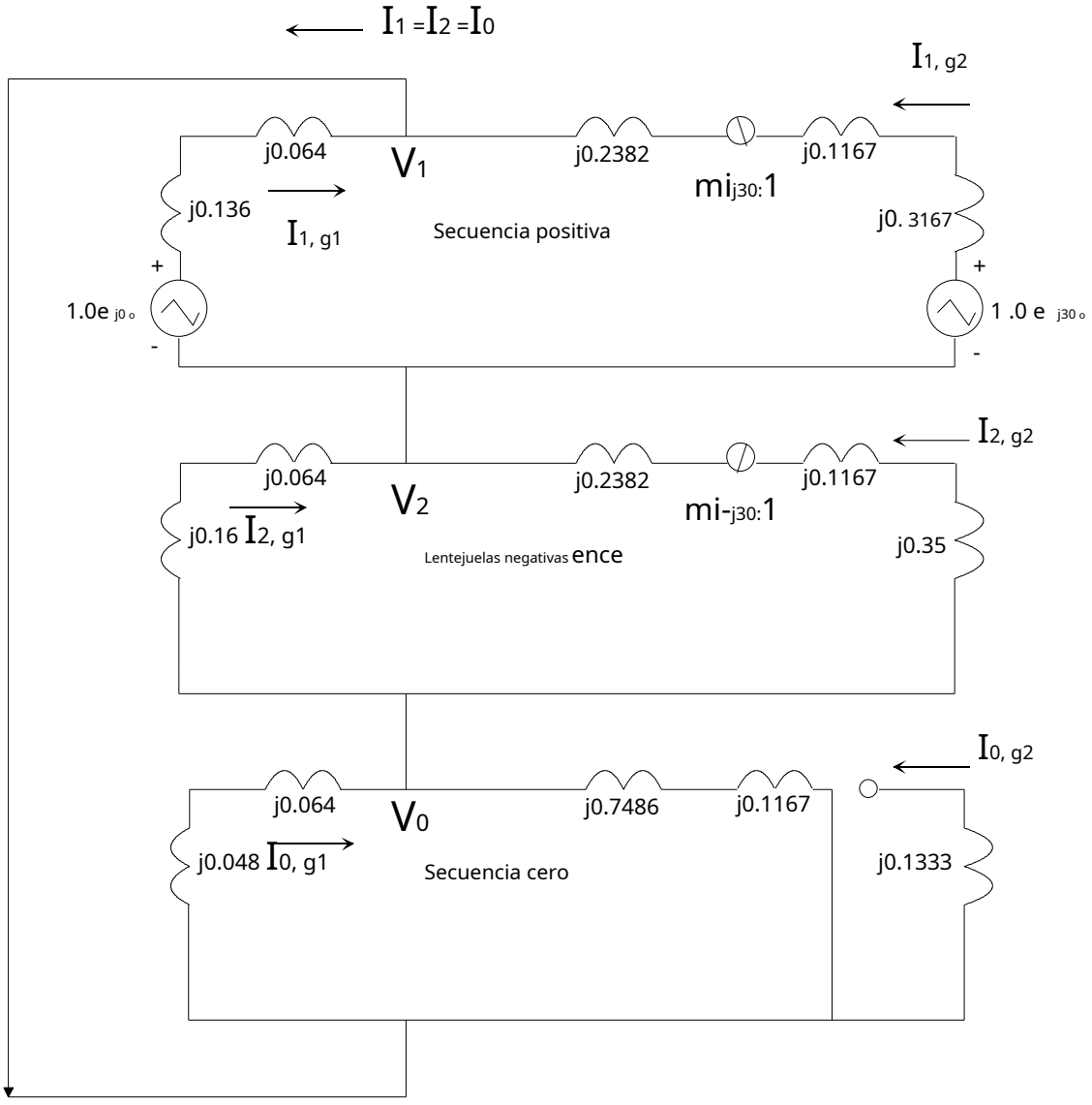


Figura P4.11a. Redes de secuencia del sistema

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

De la Figura P4.11a, al reducir las redes equivalentes de secuencia cero y negativa, el se puede obtener el siguiente circuito equivalente:

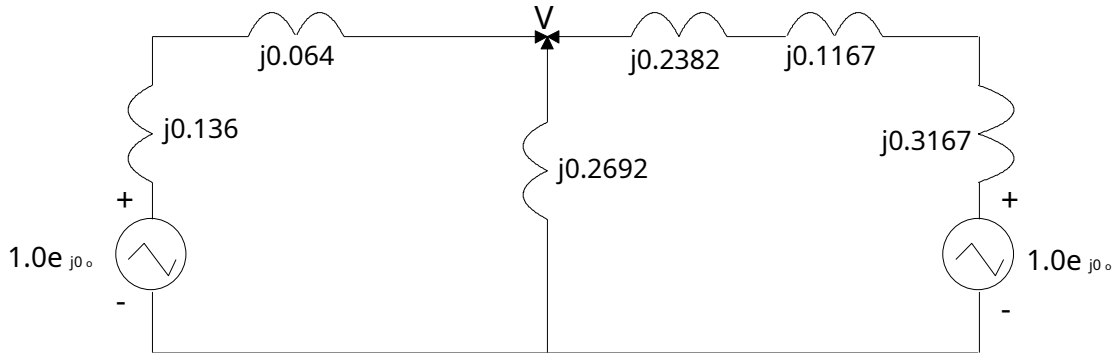


Figura P4.11b. Circuito equivalente de redes de secuencia

Resolviendo para V en la figura P4.11b, como sigue:

$$\frac{1.0e^{j0^o}\ V}{j0.2} \quad \frac{V}{j0.2692} \quad \frac{1.0e^{j0^o}\ V}{j0.6716} \quad 0.0$$

La ecuación anterior produce la siguiente solución:

$\tilde{V}$ 0,6359, y $\tilde{I}_1$ $\tilde{I}_2$ $\tilde{I}_0$ $2.3623 mi_{j}{}^{90^0}$

En la Figura 1, los componentes de secuencia del voltaje en la ubicación de la falla son:

V_1 0,6359 (pu), secuencia positiva

V_2 0.4016 (pu), secuencia negativa

V_0 0.2343 (pu), secuencia cero

A partir de la Figura 1, se pueden calcular las siguientes corrientes de secuencia:

Lado del generador # 1 (sin cambio de fase), corrientes en la dirección "fuera" del generador:

$$\tilde{I}_{1,gramo1} \quad \frac{1.0 \quad 0,635}{j0,2} \quad 1.8255 mi_{j90^{o}(}\text{pu})$$

$$\tilde{I}_{2,gramo1} \quad \frac{0.401}{j0,224} \quad 1.7897 mi_{j90^{o}(}\text{pu})$$

$$\tilde{I}_{0,gramo1} \quad \frac{0,234}{j0,112} \quad 2.0884 mi^{\ j90^{o}(}\text{pu})$$

Los componentes de secuencia del generador n. ° 1 de voltajes terminales son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

v_1 1.0mi_{j0^o} (1.8255$mi^{o}_{j90)}$ (j0 . 136) 0,7517mi_{j0^o} (pu)

v_2 (1.7897$mi_{j90^o)}$ (j0,16) 0,2864mi_{j0^o} (pu)

v_0 (2. 0884$mi_{j90^o)}$ (j0,048) 0,1002$mi^{0^o/}_{j}$ pu)

Los voltajes de los terminales del generador n. ° 1 son:

$v_{a\,B\,C}$ $T_1 v$ [0.3651mi_{j0^o} 0,9587$mi_{j110,32^o}$ 0,9587$mi_{j110,32^o]}$ ^{T}

Lado del generador # 2 (cambio de fase), corrientes en la dirección "fuera" del generador:

$\tilde{I}_{1,gramo\,2}$ $\frac{1\ \ 0,635}{j0,6716}$ 1.0mi_{j30^o} 0.5436$mi_{j120^o/}$ pu)

$\tilde{I}_{2,gramo2}$ $\frac{0.401}{j0,70\,49}$ 1.0mi_{j30^o} 0.5687$mi_{j60^o/}$ pu)

$\tilde{I}_{0,gramo2}$ 0.0 (pu)

Los componentes de secuencia del generador n. ° 2 de voltajes terminales son:

v_1 1.0mi_{j30} ^{o} 0.5436mi_{j120} j^o0.3167 0.8278mi_{j30} ^{o} (pu)

v_2 0.5687ej^{60}0,35 0,199mi_{j30^o} (pu)

v0 0,0 (pu)

Los voltajes de los terminales del generador n. ° 2 son:

$v_{a\,B\,C}$ $T_1 v$ $_{120}$ [0,7484$mi_{j43..32^o}$ 0,7484$mi_{j136,68^o}$ 1.0268$mi^{j90^o\,T}$]

Problema P4.12: A ciertas ubicación de un sistema de energía eléctrica de 115 kV, el punto de conducción impedancias se encuentran:

(a) secuencia pos / neg: R_1 $j\,L_1$ 0,001 j0.055 pu @ 115kV (L $Tierra$ 100MVA

(b) secuencia cero: R_0 $j\,L_0$ 0,008 j0,195 pu @ 115kV (L $Tierra$ 100MVA

Suponga una falla monofásica a tierra en este punto y en la fase A. Calcule el voltaje de las fases sin falla.

Solución: Las corrientes de falla de secuencia son:

$$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \quad \frac{1}{0,01 \quad j0.305} \quad 3.2769 mi_{j88.12_0} pu$$

Los voltajes de secuencia son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\tilde{V}_1$ 1. 0 (0,001 j0,055)$\tilde{I}_1$ 0.81976 mi ^{j0,184_0}

$\tilde{V}_2$ (0,001 j0,055)$\tilde{I}_2$ 0. 18025mi ^{j179,16_0}

$\tilde{V}_0$ (0,008 j0,195)I 0,63$\tilde{}_0$95 mi $^{j179,5\ 3_0}$

Los voltajes de las fases no falladas son:

$\tilde{V}_B$ $una^2\tilde{V}_1$ $A\tilde{V}_2$ $\tilde{V}_0$1.294mi ^{j17,8_0}

$\tilde{V}_C$ a $\tilde{V}_1$ una_2^2V $\tilde{V}_0$1.291mi $^{j18.\ _0\ ^0}$

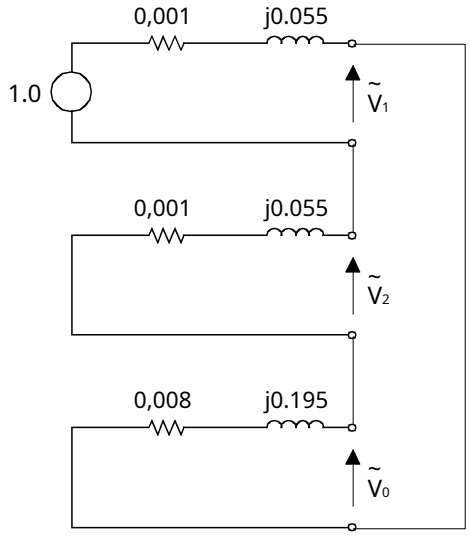


Figura P4.12

Problema P4.13: Considere un circuito de 600 A, 25 kV (voltaje de línea a línea), dos millas de largo, como se ilustra en la figura P4.13. La impedancia de fuente equivalente (sobre una base de 33,33 MVA, 14,45 kV) es:

z_1 z_2 j0,15 pu z_0 j0,11 pu

La impedancia del circuito es

z_1 z_2 j0,70 $ohmios / milla,$ z_0 j2.10 ohm $s / milla$

Considere una falla monofásica a tierra al final del circuito en la fase A.
(a) Calcule la corriente de falla.
(b) Calcule el voltaje de las fases sin falla, B y C.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

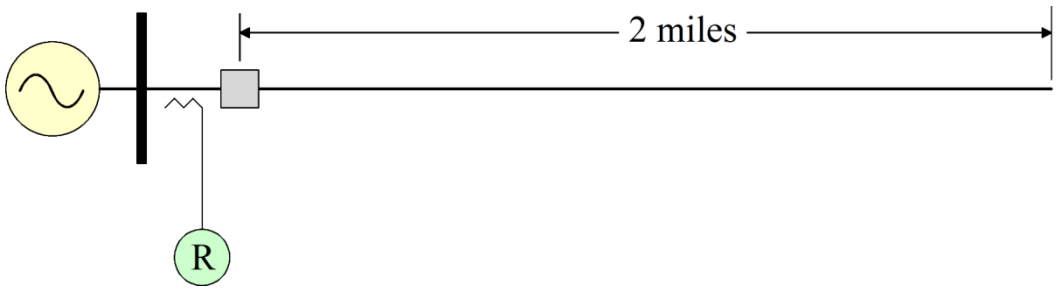
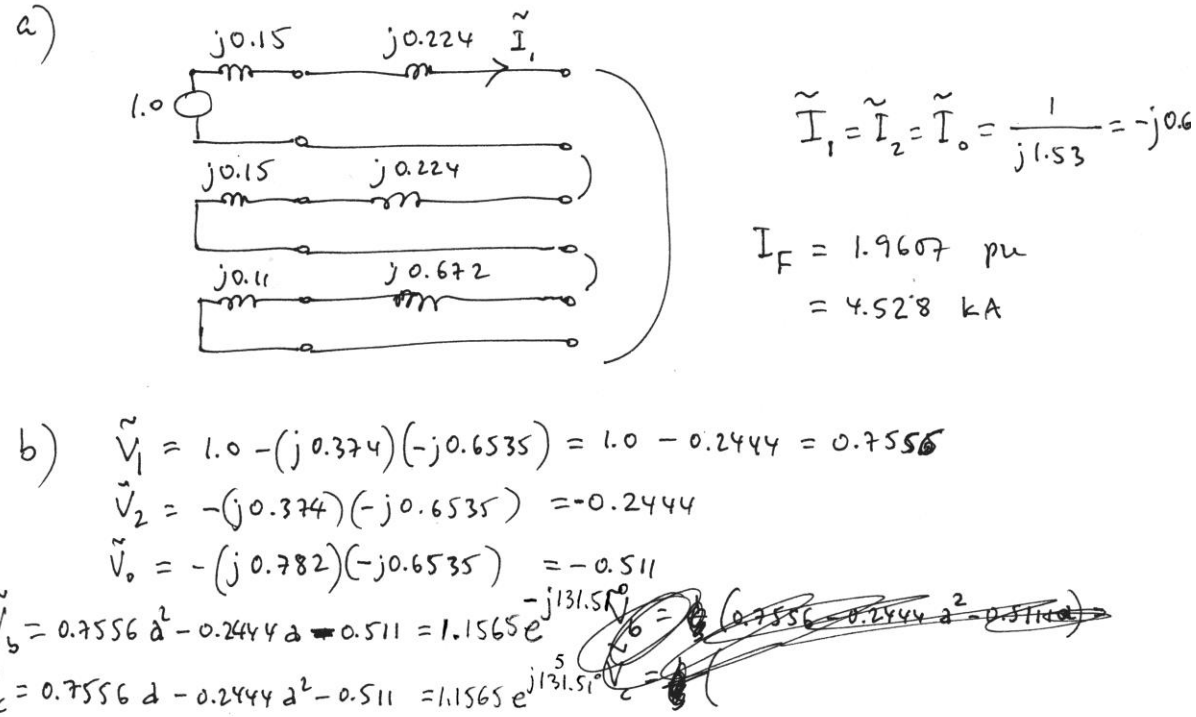


Figura P4.13

Solución: (a)



Problema P4.14: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P4.14. El sistema consta de un generador, un transformador conectado delta-estrella y una línea trifásica. Suponga que ocurre una falla monofásica a tierra en el punto A de la línea, ubicado a 25.6 millas del transformador. El análisis de fallas para esta condición se proporciona a continuación utilizando componentes simétricos.

(a) Calcule la magnitud del voltaje de las fases B y C en el punto A durante la condición de falla, y

(b) Calcule la corriente eléctrica suministrada por el generador (las tres fases).
(c) Calcule los voltajes en las tres fases del generador.

Utilice la teoría de componentes simétricos en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador (350 MVA, 15kV):

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$_1 =$ 0.175 , $_2 =$ 0,21 , $_0 =$ 0.08 (@ 350 MVA)

Transformador (280 MVA, 15kV / 115kV):

$_1 = _2 = _0 =$ 0.08 (@ 280 MVA)

Línea de transmisión:

$_1 = _2 =$ 0,3 + 0,72 *h* / , $_0 =$ 0.45 + 1.75 *h* /

Ignore la impedancia de derivación del transformador y la impedancia de derivación capacitiva de la línea de transmisión.

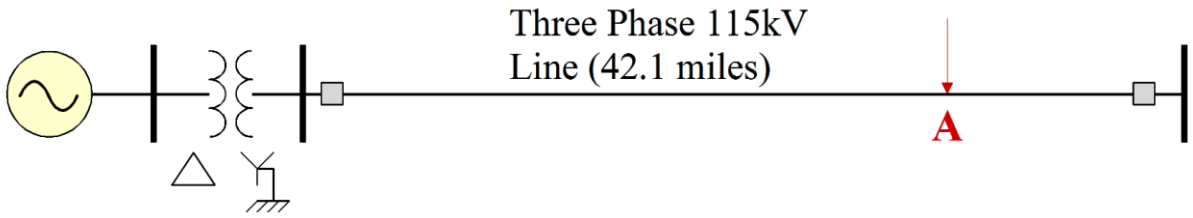


Figura P4.14. Sistema de energía simplificado

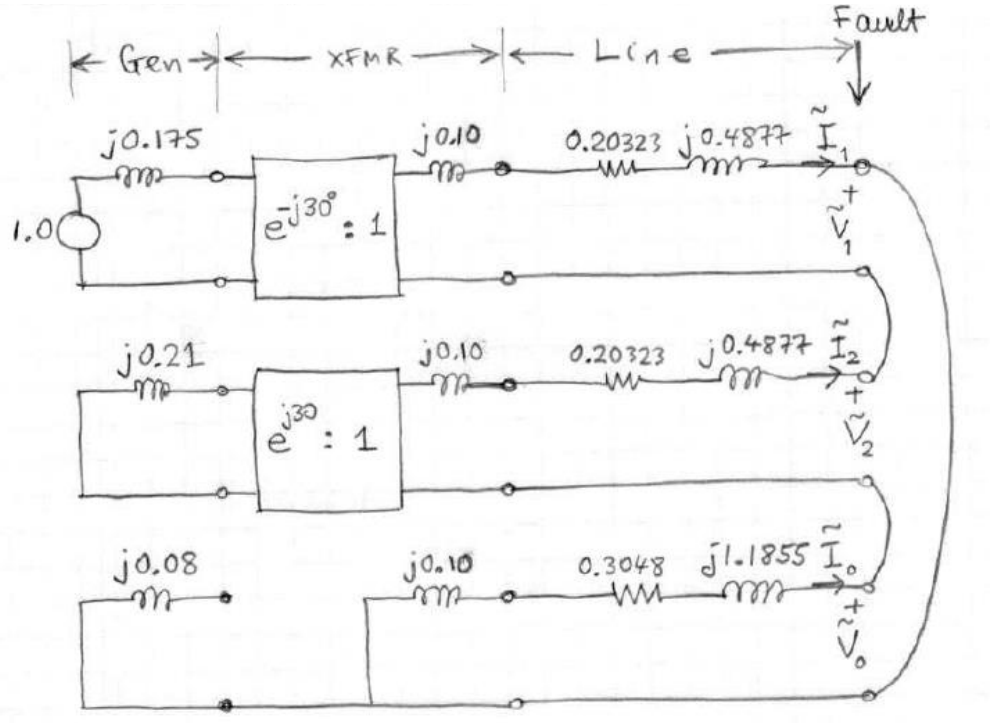
Solución: Los parámetros de la línea de transmisión en el sistema por unidad son:

$$Z_B \quad \frac{115_2}{350} \quad 37{,}79 \text{ ohmios}$$

$$z_1 \quad z_2 \quad (0{,}3 \quad j0{,}72)\ 25{,}6 \quad \frac{1}{37{,}79} \quad 0.20323 \quad j0.4877\text{pu}$$

$$z_0 \quad (0{,}45 \quad j1{,}75)\ 25{,}6 \quad \frac{1}{37{,}79} \quad 0.3048 \quad j1.1855\text{pu}$$

La



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \quad \frac{mi_{j30}}{0{,}71126 \; j2.8459} \quad 0.3409 mi_{j45{,}97} \quad 0.2369 \; j0.2451$$

$$\begin{array}{llll} \tilde{I}_a & 1 & 1\;1 \; I & \tilde{} \; 1.0227 mi_{j\,45{,}97} \\ \tilde{I}_B & a_2 & a\;1 \; I & \tilde{}_2 \quad 0.0 \qquad pu \\ \tilde{I}_C & a & a_2\;1 & \sim \; I_0 \quad 0.0 \end{array}$$

, o

$$\begin{array}{llll} \tilde{I}_a & 1 & 1\;1 \; I & \tilde{}_1 \quad 1.855 mi^{\,j\,45{,}97} \\ \tilde{I}_B & a_2 & a\;1 \; I_2 & \tilde{} \quad 0.0 \qquad \text{kAmperes} \\ \tilde{I}_C & a & a^2 1 & \sim \; I_0 \quad 0.0 \end{array}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

ECE 4321 | HW # 3 | Solution

Problem 1

(a)

$$\tilde{V}_1 = 1.0\,e^{j30^\circ} - (0.20323 + j0.7627)\,\tilde{I}_1 = 0.73096\,e^{j30.327^\circ}$$

$0.630936 + j0.3691$

$$\tilde{V}_2 = -(0.20323 + j0.7627)\,\tilde{I}_2 = 0.26907\,e^{j209.109^\circ}$$

$$\tilde{V}_0 = -(0.3048 + j1.2855)\,\tilde{I}_0 = 0.45037\,e^{j210.691^\circ}$$

$$\begin{bmatrix}\tilde{V}_a\\ \tilde{V}_b\\ \tilde{V}_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ a^2 & a & 1\\ a & a^2 & 1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\tilde{V}_1\\ \tilde{V}_2\\ \tilde{V}_0\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\\ \\ \end{bmatrix}$$

(b)

$$\tilde{I}_{g1} = 0.3409\,e^{-j15.97^\circ}$$

$$\tilde{I}_{g2} = 0.3409\,e^{-j75.97^\circ}$$

$$\tilde{I}_{g0} = 0$$

$$\begin{bmatrix}\tilde{I}_a\\ \tilde{I}_b\\ \tilde{I}_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ a^2 & a & 1\\ a & a^2 & 1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\tilde{I}_{g1}\\ \tilde{I}_{g2}\\ \tilde{I}_{g0}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}0.59045\,e^{-j45.97^\circ}\\ 0\\ 0.59045\,e^{j134.03^\circ}\end{bmatrix}$$

(c)

$$\tilde{V}_{g1} = 1.0 - (j0.175)(0.3409\,e^{-j15.97^\circ}) = 0.98358 - j0.05735$$

$$\tilde{V}_{g2} = -(j0.21)(0.3409\,e^{-j75.97^\circ}) = 0.071589\,e^{j194.03^\circ}$$

$$\tilde{V}_{g0} = 0$$

$$\begin{bmatrix}\tilde{V}_{ga}\\ \tilde{V}_{gb}\\ \tilde{V}_{gc}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ a^2 & a & 1\\ a & a^2 & 1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\tilde{V}_{g1}\\ \tilde{V}_{g2}\\ \tilde{V}_{g0}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\\ \\ \end{bmatrix}$$

Parte (a):

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{V}_a \quad 0.0$$
$$\tilde{V}_B \quad 1.1112 mi^{j97.2760^0} \quad \text{pu}$$
$$\tilde{V}_C \quad 1.1013 mi^{j157.9971^0}$$

Problema P4.15: En la ubicación de un interruptor, la resistencia equivalente de Thevenin es 0.2 pu y la inductancia equivalente es 0.006 pu sobre una base de 13.8 kV (voltaje L a L), 100 MVA (trifásico total). Una falla en esta ubicación se interrumpe en 4.5 ciclos. Calcule el valor rms máximo posible de la corriente de falla en el momento de la interrupción.

Solución: La impedancia en pu es:

$$z \quad 0{,}2 \quad j \quad 0{,}006 \quad 0{,}2 \quad j2.2619$$

La impedancia, la resistencia y la inductancia de base son:

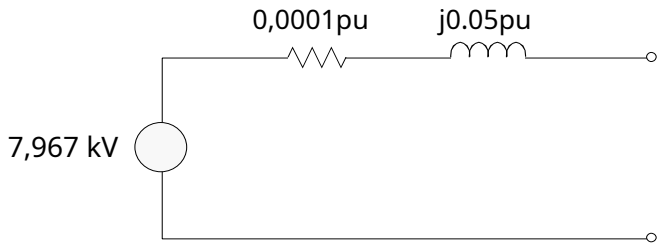
$$Z_B \quad \frac{13{,}8^{\,2}}{100} \quad 1.9044 \ ohmios$$
$$R \quad 0{,}2 \quad 1.9044 \quad 0.3809 \ ohmios$$
$$L \quad 0{,}006 \quad Z_B \quad 0{,}114 \ Henries$$

La corriente de falla en el momento de la interrupción (t = 4.5 / 60 segundos) es:

$$I_{F,\,\text{máquina}} \quad \left| \frac{13{,}8 / \sqrt{3}}{0.3809 \quad j4.3076} \right| \sqrt{1 \quad 2mi^{\frac{2R}{L}t}} \quad 1.9872 \ kA$$ nota para mí: comprobar resultado / ecuación

Problema P4.16: En la ubicación de un interruptor, la impedancia equivalente de Thevenin consiste en una serie R y L y la fuente equivalente de Thevenin es 7,967 kV. La reactancia inductiva (j L) es 0.05 pu y la resistencia (R) es 0.0001 pu sobre una base de 7.967 kV, 3.333 MVA. El interruptor está configurado para eliminar una falla en seis ciclos de 60 Hz. Calcule el**máximo posible** Valor rms de la corriente de falla (en amperios) en el momento de la operación del interruptor, es decir, seis ciclos después del inicio de la falla.

Solución: El circuito equivalente se muestra a continuación.



La corriente de falla simétrica es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$I_{ac,s} \left| \frac{1}{0{,}0001 \; j0{,}5} \right| \frac{10}{13{,}8\sqrt{3}} \; kA \; 8.3674 kA$$

El valor rms máximo es

$$I_{rms,\max} \; I_{ac,s} \sqrt{1 \; 2mi^{\frac{2Rt}{L}}}$$

dónde:

$$R \; 0{,}0001 \; \frac{13{,}8_2}{10} \quad 0{,}0019 ohmios$$

$$L \quad \frac{0{,}05}{377} \; \frac{13{,}8_2}{10} \quad 0{,}0025 Henries$$

$$\sqrt{1 \; 2mi^{\frac{2Rt}{L}}} \quad 1.6493 \; en \; t \; 0{,}1 \text{ segundos}$$

$$I_{rms,\max} \; 13{,}799 \; Amperios$$

Problema P4.17: En la ubicación de un interruptor, la impedancia equivalente de Thevenin consiste en una serie R y L y la fuente equivalente de Thevenin es 14.45 kV. La reactancia inductiva (j L) es 0.08 pu y la resistencia (R) es 0.002 pu sobre una base de 14.45 kV, 3.333 MVA. El interruptor está configurado para eliminar una falla en seis ciclos de 60 Hz. Calcule el**máximo posible** Valor rms de la corriente de falla (en amperios) en el momento de la operación del interruptor, es decir, seis ciclos después del inicio de la falla.

Solución: La corriente de falla simétrica es:

$$I_{ac,s} \left| \frac{1}{0{,}002 \; j0{,}08} \right| \frac{3.333}{14{,}45} \; kA \quad 2.882 \; kA$$

El valor rms máximo es

$$I_{rms,\max} \; I_{ac,s} \sqrt{1 \; 2mi^{\frac{2Rt}{L}}}$$

dónde:

$$R \; 0{,}002 \; \frac{14.45_2}{3.333} \quad 0.1253 ohmios$$

$$L \quad \frac{0{,}08}{377} \; \frac{14.45_2}{3.333} \quad 0.01329 Henries$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\sqrt{1 \quad 2mi^{\frac{2Rt}{L}}}$ 1,1417 a t 0,1 segundos

$I_{rms,\max}$ 3290 *Amperios*

Problema P4.18: En la ubicación de un interruptor, las impedancias de secuencia equivalentes son:
(a) secuencia pos / neg: $R_1 \quad j\,L_1$ 0,001 j0,075 *pu, @*13,8*kV (L Tierra* 36*MVA*
(b) secuencia cero: $R_0 \quad j\,L_0$ 0,003 j0.055 *pu, @*13,8*kV (L Tierra* 36 *MVA*
El interruptor está configurado para despejar una falla en cinco ciclos y medio de 60 Hz. Determina el **valor rms máximo posible** que se solicitará al interruptor que interrumpa durante una falla trifásica o una falla monofásica a tierra.
Insinuación: Calcule el valor rms máximo de la corriente (en amperios) para (a) falla trifásica y (b) falla monofásica a tierra en el momento de la operación del interruptor, es decir, cinco ciclos y medio después del inicio de la falla. Mediante la inspección de los resultados, seleccione el peor de los casos.

Solución: La corriente base es

I_B 1,5061*kA*

La corriente de falla trifásica es: $I_{sym,\,rms}$ 13.3321, X/R 75

La corriente de falla monofásica es: $I_{sym,\,rms}$ 14.6298, X/R 41

Suponiendo un desplazamiento de CC máximo, el valor rms de la corriente eléctrica en el momento de la interrupción es:

Fallo trifásico: $I_{F,\,rms}$ 13.3321$\sqrt{1 \quad 2mi^{\frac{2R}{L}t}}$ 17.866 *pu, o* 26.908*kA*

Falla monofásica a tierra: $I_{F,\,rms}$ 14.629 8$\sqrt{1 \quad 2mi^{\frac{2R}{L}t}}$ 17.1275 *pu, o* 25.7995*kA*

Problema P4.19: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.19. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la figura. Considere una falla de línea a tierra en la fase A, lado de alto voltaje del transformador. Por lo tanto, la falla está prácticamente en el bus de 230 kV. Se supone que esta falla se borra abriendo el disyuntor del generador aproximadamente 6 ciclos (tiempo total) después del inicio de la falla. Para simplificar, suponga que los interruptores de línea están abiertos y, por lo tanto, no habrá contribución a la corriente de falla de las líneas de transmisión. Calcule el**máximo posible valor rms** de la corriente de falla en el interruptor del generador en el momento de la interrupción.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

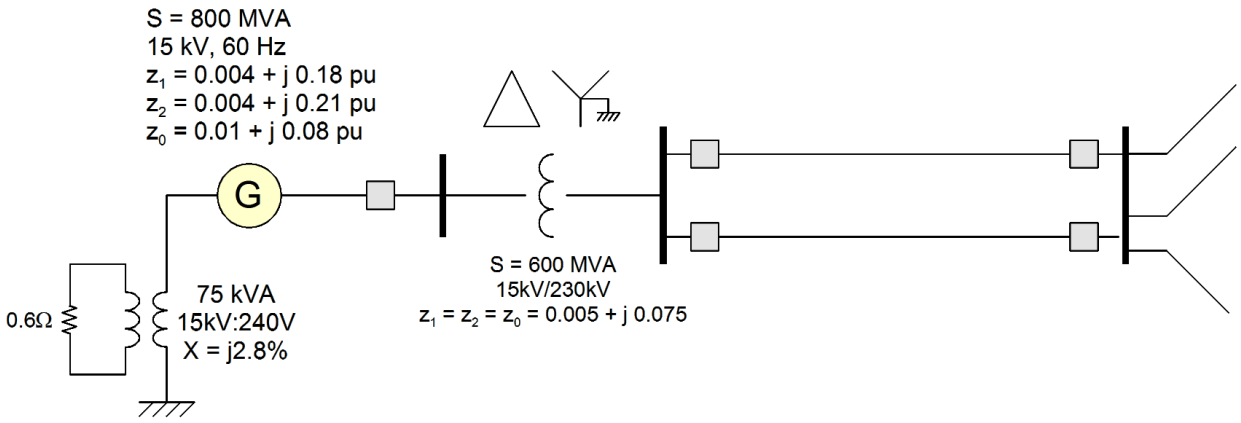
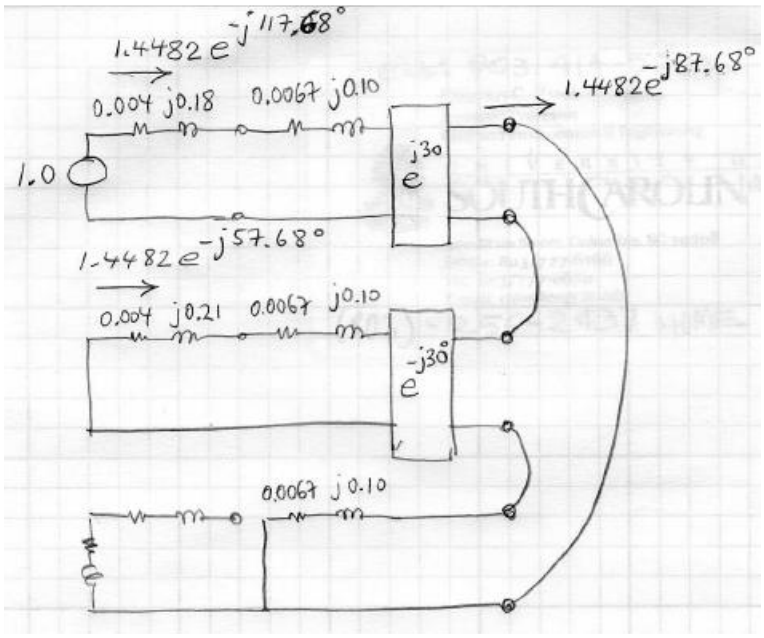


Figura P4.19

Solución: Dado que tenemos una falla de línea a tierra, necesitamos las redes equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero. La siguiente figura ilustra los circuitos equivalentes y las conexiones para una falla de línea a tierra. Tenga en cuenta que el circuito se expresa en unidades por unidad en las clasificaciones del generador. La solución se superpone a la figura.



Por lo tanto, en el interruptor del generador fluyen las siguientes corrientes (corriente de falla simétrica):

$\tilde{I}_{pag}$ 1.4482*mi* $_{j117,68^0}$ *pu, yo* $\tilde{}$ $_{norte}$ 1.4482*mi* $_{j57,68^0}$ *pu, yo*$_0$ $\tilde{}$ 0.0

Convertir estos valores en unidades reales y en cantidades de fase mediante el simétrico transformación, obtenemos:

$\tilde{I}_a$ 77,235*mi* $_{j87,68^0}$ *A,* $\tilde{I}_B$ 77,235*mi* $_{j92,33^0}$ *A,* $\tilde{I}_C$ 0.0

Ahora la relación X a R se obtiene de la Figura, es decir, R = 0.028 y X = 0.69. Por lo tanto:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\frac{X}{R}$ 24.6429

Suponiendo la máxima compensación de CC, en el momento de la interrupción (6 ciclos) el valor rms será:

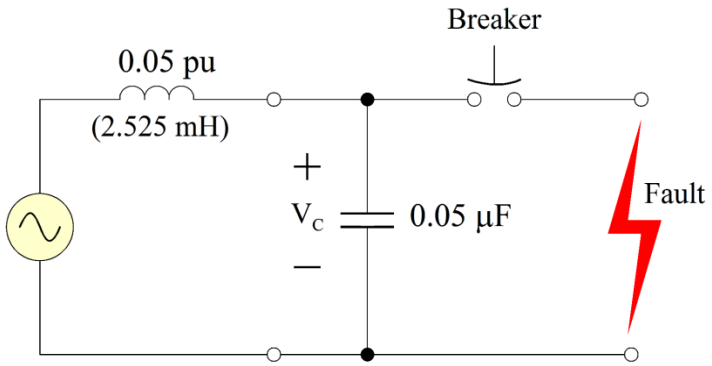
$I_{F,\,rms}$ $77.235\sqrt{1 \quad 2mi^{\frac{2R}{L}t}}$ 80,776 *A*

Problema 4.20: En la ubicación de un interruptor, la inductancia equivalente de Thevenin es 0.05 pu sobre una base de 7.96 kV, 3.3333 MVA. La capacitancia parásita total en este punto es de 0.05 microFaradios. Calcule el voltaje de recuperación transitorio de este interruptor, es decir, el valor máximo en voltios y el tiempo de subida al valor máximo en microsegundos.

Solución: Los valores numéricos de la capacitancia y la inductancia son:

C 0,05 F

L $\frac{0,05\,13,8_2}{10}$ 2.5 *mH*



$_1$ $\frac{1}{\sqrt{LC}}$ 88,985 *rad* / segundo

$\frac{T}{2}$ $\frac{2}{2\,_1}$ 35,3 segundo

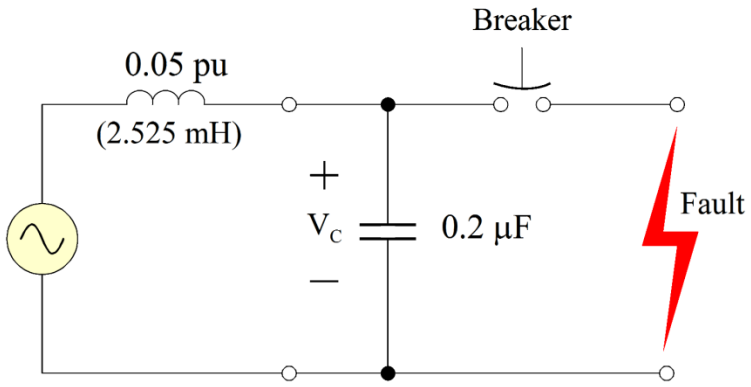
TRV $2\,2\sqrt{\frac{13,8}{\sqrt{3}}}$ *kV* 22,536 *V* *o* 2.0 *pu*

Problema P4.21: En la ubicación de un interruptor, la inductancia equivalente de Thevenin es 0.05 pu sobre una base de 7.96 kV, 3.3333 MVA. La capacitancia parásita total en este punto es de 0.05 microFaradios. Un ingeniero decide que la capacitancia parásita no es suficiente y agrega un capacitor de valor 0.15 microFaradios en paralelo con la capacitancia parásita. Calcule el voltaje de recuperación transitorio de este interruptor, es decir, el valor máximo en voltios y el tiempo de subida al valor máximo en microsegundos. La El voltaje de la fuente es de 7,96 kV. Desprecie la resistencia del circuito.

Solución: C 0,2 F

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$L \quad \frac{0{,}05\,13{,}8_2}{10} \quad 2.5\ mH$$



$$_1 \quad \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad 44{,}492\ rad/\text{segundo}$$

$$\frac{T}{2} \quad \frac{2}{2\ _1} \quad 70{,}6\ \text{segundo}$$

$$TRV \quad 2\,2\sqrt{\ } \frac{13{,}8}{\sqrt{3}}\ kV \quad 22{,}536\,V \qquad o \qquad 2.0\ pu$$

Problema P4.22: Un problema de TRV con la limpieza de un generador fuera de paso.

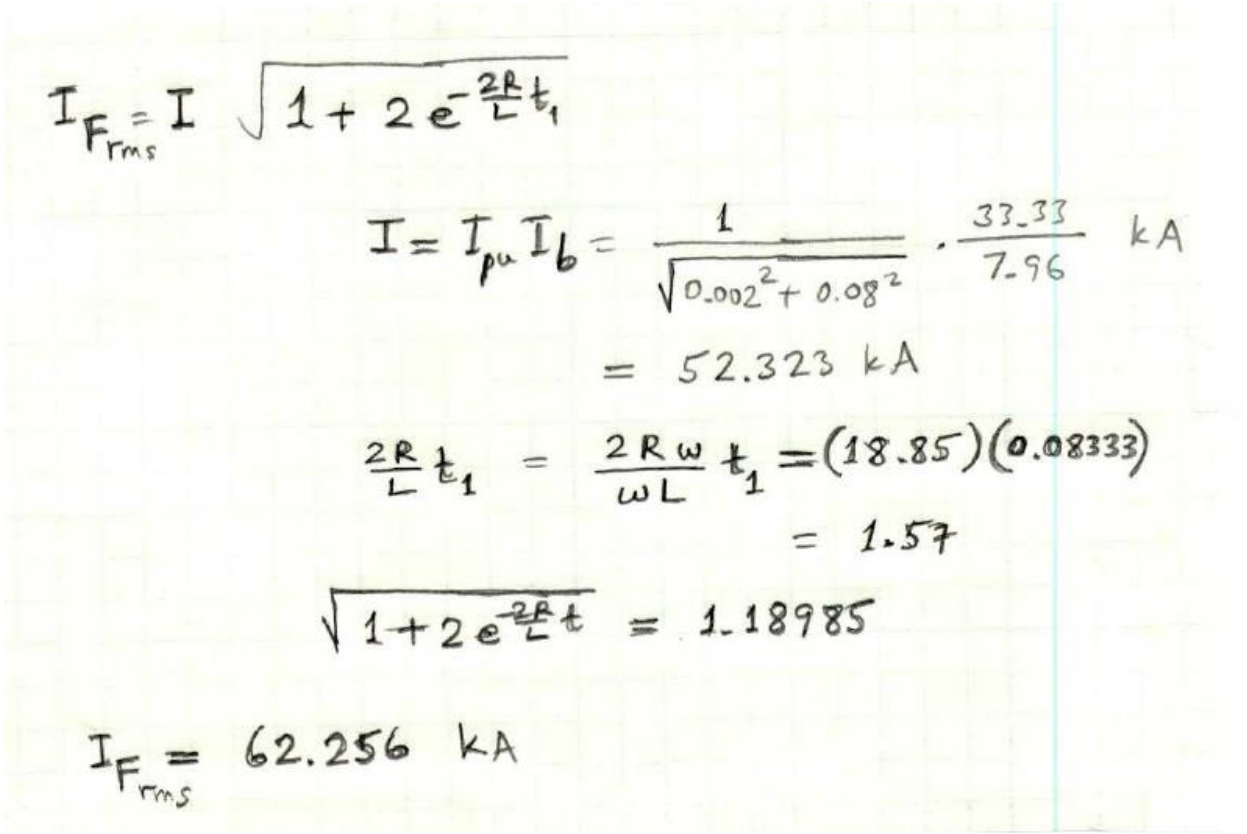
Problema P4.23: En la ubicación de un interruptor y para una falla específica cerca del interruptor de un sistema de 60 Hz, el voltaje equivalente de Thevenin es 1.0 pu y la impedancia equivalente de Thevenin es

Z = 0,002 + j0,08 pu sobre una base de 7,96 kV, 33,33 MVA.

Una falla en esta ubicación es interrumpida por el interruptor en 5.0 ciclos. Calcule el máximo posible valor rms de la corriente de falla en el momento de la interrupción.

Solución:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Problema P4.24: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.24. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la figura. Considere una sola línea a tierra en la ubicación de la carga (cerca de la mitad de una de las líneas).

Las dos líneas de transmisión están paralelas entre sí a lo largo de 62,7 millas. Cada línea está suspendida en un solo polo (nombre: AGC-P-230), utiliza conductores de fase ACSR, BITTERN, alambres de blindaje ALUMOWE, 3 # 7AW, resistividad del suelo 175 ohm. Metros, los polos están espaciados 0.1 millas, la impedancia de tierra en cada polo es de 25 ohmios y la distancia entre las dos líneas es de 40 pies (polo a polo).

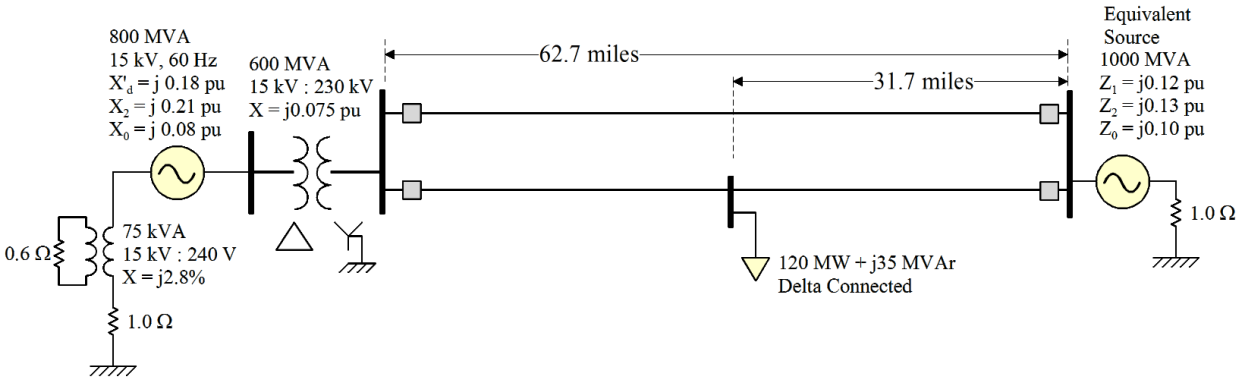
(a) Calcule los modelos de secuencia positiva / negativa y cero de cada una de las líneas y el modelo de impedancia mutua entre las dos líneas. Para este cálculo, ignore la carga eléctrica cerca de la mitad de una de las líneas.

(b) Calcule la falla de una sola línea a tierra en la ubicación de la carga modelando las dos líneas de transmisión como dos líneas mutuamente acopladas. Durante esta falla, calcule la corriente de secuencia negativa en el generador.

(c) Calcule la falla de línea única a tierra en la ubicación de la carga modelando las dos líneas de transmisión como dos líneas independientes (no acopladas entre sí). Durante esta falla Calcule la corriente de secuencia negativa en el generador.

(d) Compare los resultados en los casos (b) y (c) anteriores.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Problem 2 Data Files available on course web site.

(a) $Z_1 = Z_2 = 4.597 + j43.770$ ohms

$Z_0 = 39.435 + j150.962$ ohms

Mutual Impedances

$Z_{1m} = Z_{2m} = 0$

$Z_{0m} = 34.5190 + j84.7059$ ohms.

(b) $\tilde{I}_{1P\text{-}G_7\text{-}Fault} = 5.1956\, e^{-j77.1639}$ kA

$\tilde{I}_{g2} = 9.728\, e^{j128.7^\circ}$ kA

(c) $\tilde{I}_{1P\text{-}G\text{-}Fault} = 5.0703\, e^{-j78.4445^\circ}$ kA

$\tilde{I}_{g2} = 9.460\, e^{j127.5^\circ}$ kA

(d) Fault Current Error

Magnitude : 2.4% Phase : 1.2806°

Generator Negative Sequence Error

Magnitude: 2.75% Phase : 1.2°

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

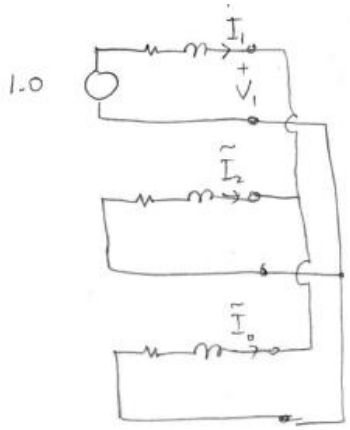
Problema P4.25: En una determinada ubicación de un sistema de energía eléctrica de 115 kV, las impedancias del punto de conducción son:

(a) secuencia pos / neg: $R_1 \;\; j\,L_1 \;\; 0{,}001 \;\; j0.055 \; pu, \; @115 kV \; (L \;\; Tierra \; 100 MVA$
(b) secuencia cero: $R_0 \;\; j\,L_0 \;\; 0{,}008 \;\; j0{,}195 \; pu, \; @115 kV \; (L \;\; Tierra \; 100 MVA$

Suponga una falla de línea a línea a tierra en este punto y en las fases B y C.

1. Calcule las corrientes de falla de las fases B y C.
2. Calcule el voltaje de la fase A durante la falla.

Solución:



$$Z_2 \| Z_0 = \frac{(0.001+j0.055)(0.008+j0.195)}{0.009+j0.25}$$
$$= 0.04291538 \, e^{j88.67085}$$
$$= 0.00099546 + j0.0429038$$

$$\tilde{I}_1 = \frac{1}{Z_1 + Z_2 \| Z_0} = \frac{1.0}{0.00199546 + j0.0979038}$$
$$= 10.21198 \, e^{-j88.8323^\circ}$$

$$\tilde{V}_1 = \tilde{I}_1 (Z_2 \| Z_0) = 0.43825 \, e^{-j0.16145^\circ}$$

$$\tilde{I}_2 = -\frac{\tilde{V}_2}{Z_2} = 0.1219 - j7.9856$$

$$\tilde{I}_0 = -\frac{\tilde{V}_0}{Z_0} = 0.0856 - j2.2478$$

$$\tilde{I}_a = 0$$
$$\tilde{I}_b = 15.8696 + j3.0838$$
$$\tilde{I}_c = 15.6118 + j3.6524$$
$$\tilde{V}_a = 1.31475 \, e^{-j0.1645^\circ}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problem 1

Transmission line $\quad L_s = \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{D_e}{d} \qquad L_m = \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{D_e}{D}$

$$D_e = 2160\sqrt{\frac{\rho}{f}} = 6235.4 \text{ feet}$$

$$D = \sqrt[3]{(9.5)(9.5)(19)} = 11.969 \text{ feet}$$

$$L_s = 2.418 \times 10^{-6} \text{ H/m}$$

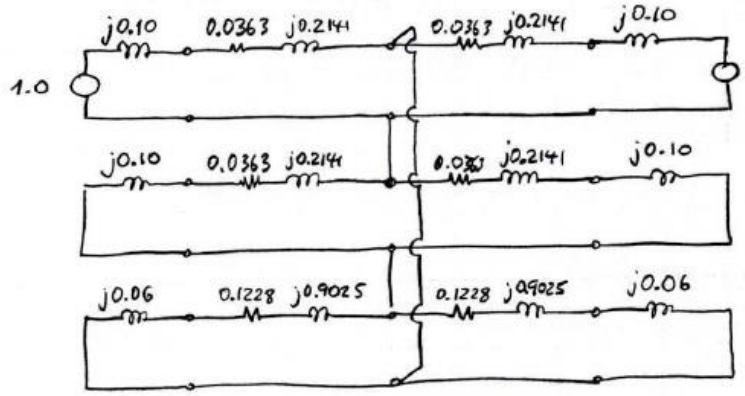
$$L_m = 1.251 \times 10^{-6} \text{ H/m}$$

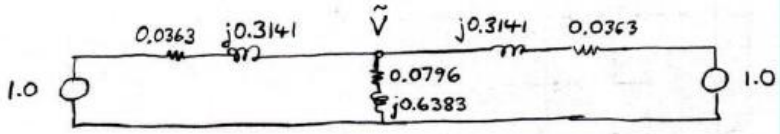
$$r_e = 0.00159 f \ \Omega/\text{mile} = 0.0954 \ \Omega/\text{mile}$$

$$r = 0.12 \ \Omega/\text{mile}$$

$$z_1 = 0.12 + j\omega(L_s - L_m)(1609) \ \Omega/\text{mile} = 0.12 + j0.708 \ \Omega/\text{mile}$$

$$z_0 = r + 3r_e + j\omega(L_s + 2L_m)(1609) = 0.406 + j2.984 \ \Omega/\text{mile}$$





$$\left(\frac{2}{0.0363+j0.3141} + \frac{1}{0.0796+j0.6383}\right)\tilde{V} = \frac{2}{0.0363+j0.3141}$$

$$\Rightarrow \quad \tilde{V} = 0.8027\, e^{-j0.5^\circ}$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{\tilde{V}}{0.0796+j0.6383} = 1.248\, e^{-j83.3^\circ}$$

$$I_a = 3.7439 \text{ pu}.$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P4.26: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.26. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la figura. Considere una falla de línea a tierra en la ubicación A. La ubicación A se indica 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. Se da que antes de la falla la unidad opera bajo voltaje nominal en sus terminales y potencia cero.

(a) Construya las redes de secuencia positiva, negativa y cero de este sistema en por unidad - use como base de potencia 800 MVA (trifásico total) y base de voltaje los voltajes nominales correspondientes.
(b) Calcule la corriente de secuencia negativa en el generador durante la falla (línea única a tierra en la ubicación A).
(c) Calcule la corriente de secuencia cero en la línea de transmisión sin falla.

Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea son: $Z_1 \quad Z_2 \quad j37{,}5$ *ohmios* y $Z_0 \quad j93{,}7$ *ohmios.* Las líneas de transmisión no están acopladas entre sí. El "bus infinito" es un ideal-

Fuente de voltaje trifásico balanceado. Suponga que el flujo de energía es cero antes de la falla.

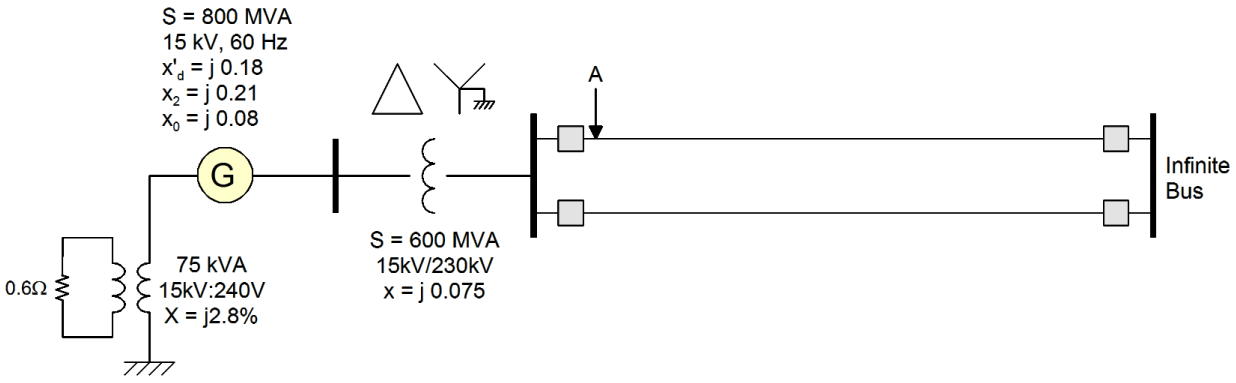
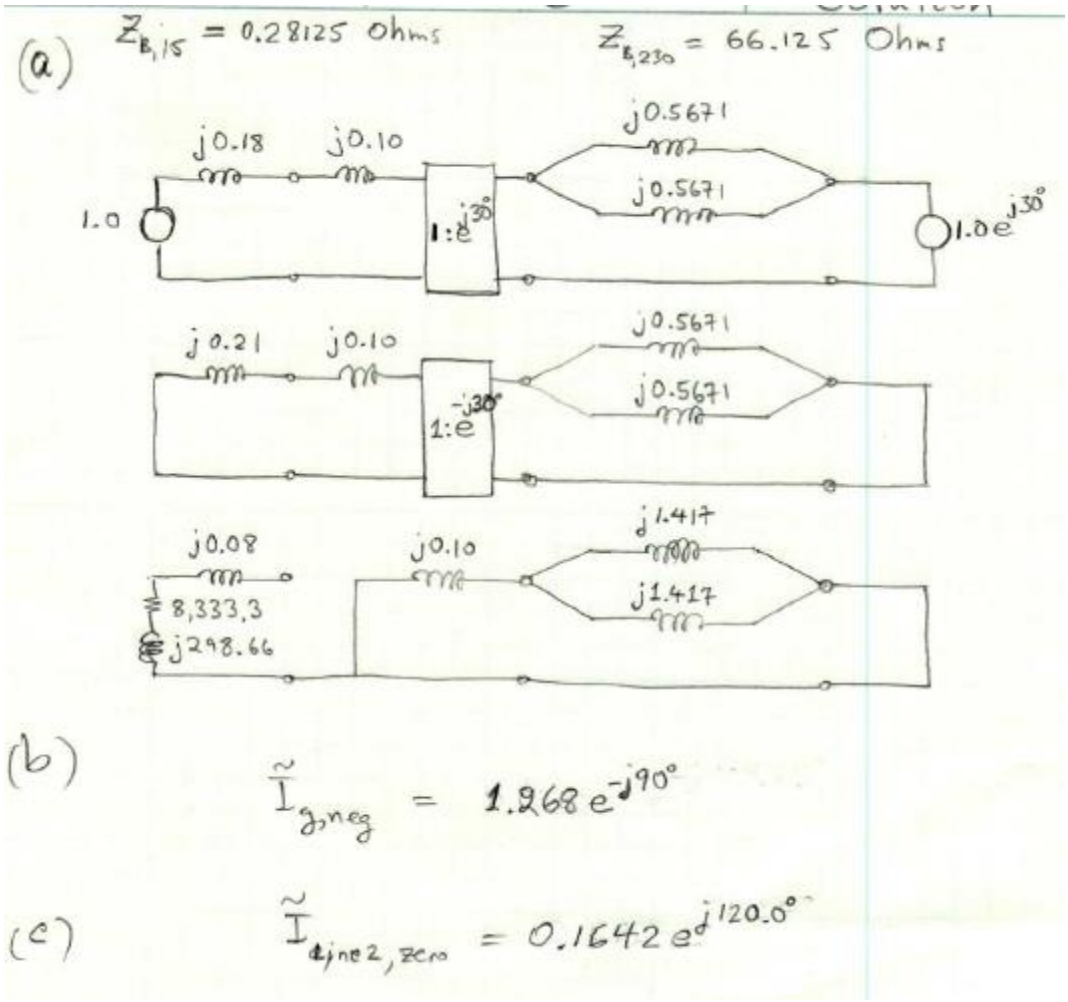


Figura P4.26

Solución:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

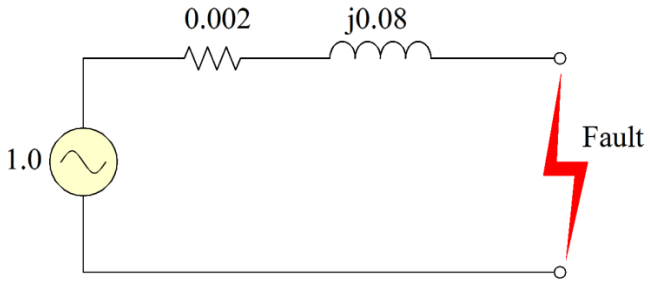


Problema P4.27: En la ubicación de un interruptor y para una falla específica cerca del interruptor de un sistema de 60 Hz, el voltaje equivalente de Thevenin es 1.0 pu y la impedancia equivalente de Thevenin es

Z = 0,002 + j0,08 pu sobre una base de 7,96 kV, 33,33 MVA.

Una falla en esta ubicación es interrumpida por el interruptor en 5.0 ciclos. Calcule el máximo posible valor rms de la corriente de falla en el momento de la interrupción.

Solución: El modelo de circuito equivalente es:



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El valor rms de la corriente de falla es:

$$I_{F_{rms}} = I\sqrt{1+2e^{-\frac{2R}{L}t_1}}$$

$$I = I_{pu} I_b = \frac{1}{\sqrt{0.002^2+0.08^2}} \cdot \frac{33.33}{7.96}\ kA$$

$$= 52.323\ kA$$

$$\frac{2R}{L}t_1 = \frac{2R\omega}{\omega L}t_1 = (18.85)(0.08333)$$

$$= 1.57$$

$$\sqrt{1+2e^{-\frac{2R}{L}t}} = 1.18985$$

$$I_{F_{rms}} = 62.256\ kA$$

Problema P4.28: Un generador síncrono de 60 Hz, 18 kV, 360 MVA está conectado a un bus infinito (fuente de voltaje ideal - impedancia interna cero) a través de un transformador elevador y una línea de transmisión compensada por condensador en serie como en la Figura P4.28. El voltaje en los terminales del generador es 1.0 pu, la potencia real generada es 0.95pu y el factor de potencia es 0.95 con retraso de corriente. La reactancia transitoria del generador es 0.20 por unidad en las clasificaciones del generador. El transformador es de 360 MVA, 18 kV / 230 kV, con una impedancia de fuga de j0.08 pu en los valores nominales del transformador. La impedancia de la línea de transmisión es de j0,10 por unidad sobre una base de 100 MVA (3 fases), 230 kV (línea a línea). El valor absoluto de la impedancia del condensador es el 60% del valor absoluto de la impedancia de la línea de transmisión.

(a) Calcule la impedancia de la línea de transmisión en por unidad en la misma base que para el lado de 230 kV del transformador.

(b) Calcule la impedancia del capacitor en serie en por unidad en la misma base que para el lado de 230 kV del transformador.

(c) Calcule el fasor de voltaje de bus infinito y el fasor de voltaje generado del generador.

(d) Suponga una falla monofásica a tierra en el medio de la línea de transmisión de 230 kV. Suponga además que el voltaje generado y el voltaje del bus infinito permanecen constantes. Calcule la corriente de falla en por unidad y en amperios reales.

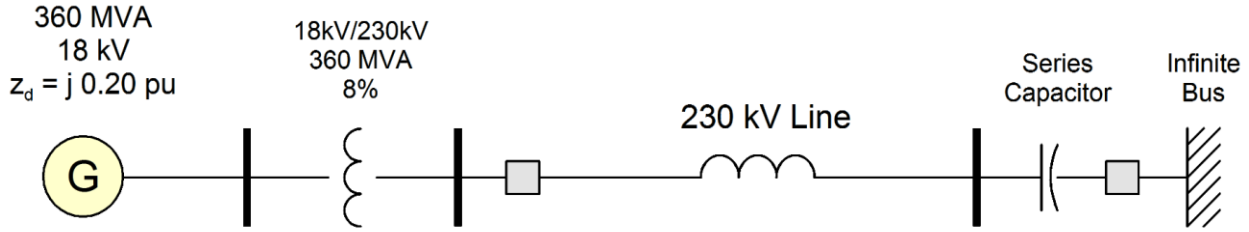


Figura P4.28

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El transformador está conectado delta-estrella (delta en el lado del generador).

Suponga que las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero son las mismas para cada dispositivo.

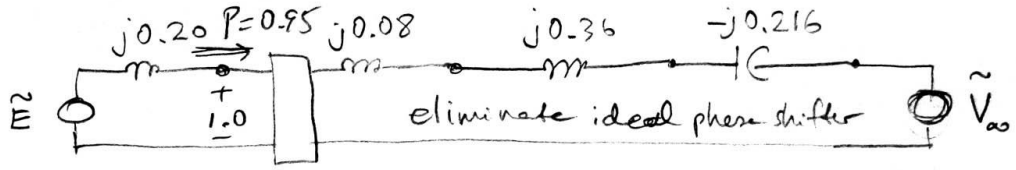
Solución:

ECE6323 FINAL | Problem 1 | Solution

(a) $z_{Line} = j0.1 \dfrac{230^2/100}{230^2/360} = j\,0.36$ pu

(b) $z_{cap} = -j\,0.36 \times 0.60 = -j\,0.216$ pu

(c)



$$\tilde{I} = 1.0\, e^{-j18.195^\circ}$$

$$\tilde{E} = 1.0 + j(0.2)\left(1.0\, e^{-j18.195^\circ}\right) = 1.08\, e^{j10.139^\circ}$$

$$\tilde{V}_\infty = 1.0 - j(0.224)\left(1.0\, e^{-j18.195^\circ}\right) = 0.954\, e^{-j12.887^\circ}$$

(d)

$$\tilde{I}_{fault} = 7.9341\, e^{j44.954^\circ} \text{ pu}$$

$$I_{fault} = 7.17\, e^{j44.954^\circ} \text{ kA}$$

a)

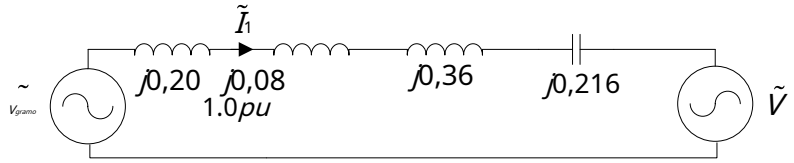
B)

C) $Z_{línea}$ *j*0,1 $\dfrac{360MVA}{100MVA}$ *j*0,36*pu*

D) Z_{gorra} *j*0,6 $Z_{línea}$ *j*0,216*pu*

e) El circuito equivalente de fase positiva es el siguiente,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



$$\tilde{I}_1 \quad \left| \frac{PAG}{0,95\,\tilde{V}_1} \right| mi_{\,j\arccos 0.95} \quad \frac{0,95}{0,95\ 1}\, mi^{\,j\arccos 0\,.\,95} \quad 1.0\,mi^{\,\angle 18.1949^{\circ}}\ pu$$

$$\tilde{V}_{gramo} \quad \tilde{V}_1\ j0,2\ \ I\ 1.\tilde{0}\ \ j0,2\ 1.0\,mi_{\,\angle 18.1949}\ 1.0\ \ j\hat{0},2\ 1.0\,mi_{\,\angle 0.3176}$$

$$1.0624\ \ j0,19\ \ 1.0793\,mi_{\,\angle 0,177}\ pu\ \ 1.0793\,mi_{\,\angle 10.1391}\ pu^{\circ}$$

$$\tilde{V} \quad \tilde{V}_1\ \ j\,(0,08\ \ 0,36\ 0,216)\ \ I\ 1.0\ \tilde{j}0,224\ 1.0\,mi^{\,\angle 18.1949^{\circ}} \quad 1.0\ \ j0,224\ 1.0\,mi^{\,\angle 0.3176}$$

$$0.9301\ \ j0.2128\ \ 0,9541\,mi_{\,\angle 0.2249}\ pu\ \ 0,9541\,mi_{\,\angle 12.8876}\ \hat{pu}$$

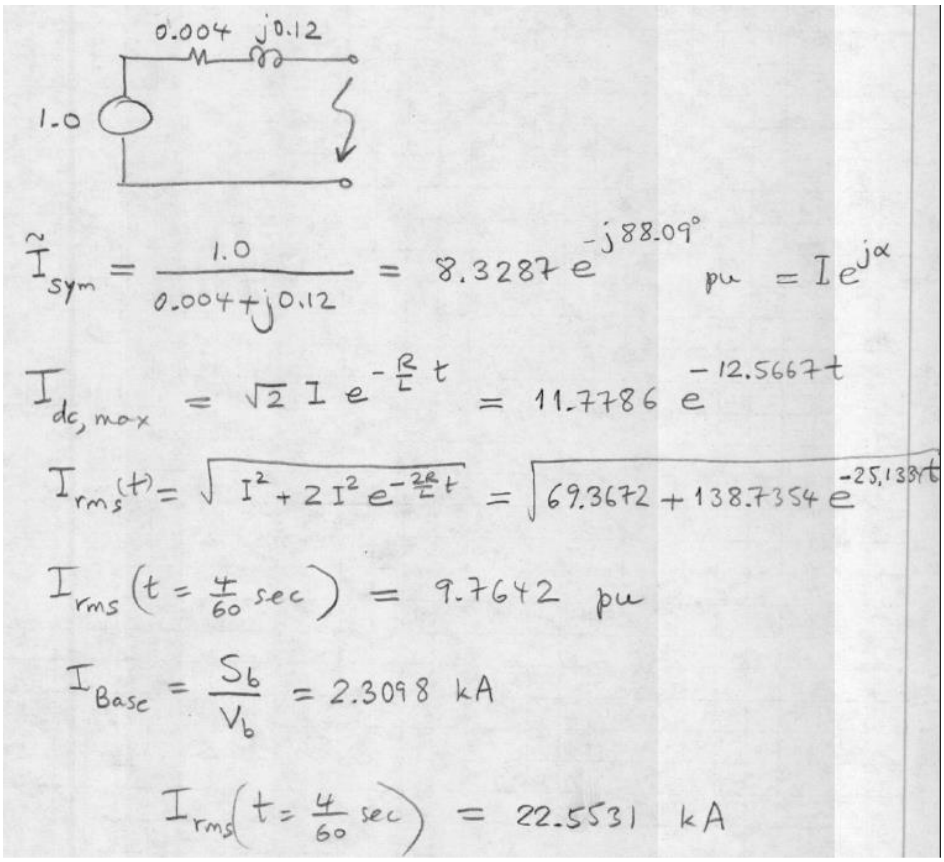
Problema P4.29: En la ubicación de un interruptor y para una falla específica cerca del interruptor de un sistema de 60 Hz, el voltaje equivalente de Thevenin es 1.0 pu y la impedancia equivalente de Thevenin es

Z = 0,004 + j0,12 pu sobre una base de 14,43 kV, 33,33 MVA.

Una falla en esta ubicación es interrumpida por el interruptor en 4.0 ciclos. Calcule el máximo posible valor rms de la corriente de falla en el momento de la interrupción.

Solución:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Problema P4.30: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P4.30. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la figura. Considere una falla de línea a tierra en la fase A, lado de alto voltaje del transformador (ubicación F). Por lo tanto, la falla está prácticamente en el bus de 230 kV. Se supone que esta falla se borra abriendo el disyuntor del generador aproximadamente 6 ciclos (tiempo total) después del inicio de la falla. Para simplificar, suponga que los interruptores de línea están abiertos y, por lo tanto, no habrá contribución a la corriente de falla de las líneas de transmisión.

(a) Calcule el **valor rms máximo posible** de la corriente de falla en la ubicación F en el momento de la interrupción. Suponga que el transformador está sólidamente conectado a tierra, es decir, R = 0. Todos los valores de pu están en las respectivas calificaciones de los componentes.

(b) ¿Cuál es el **valor rms máximo posible** de la corriente de falla en el interruptor del generador en el momento de la interrupción (cualquier fase)?

Insinuación: Construya la red de secuencia pos, neg y cero en un sistema de pu común o en cantidades.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

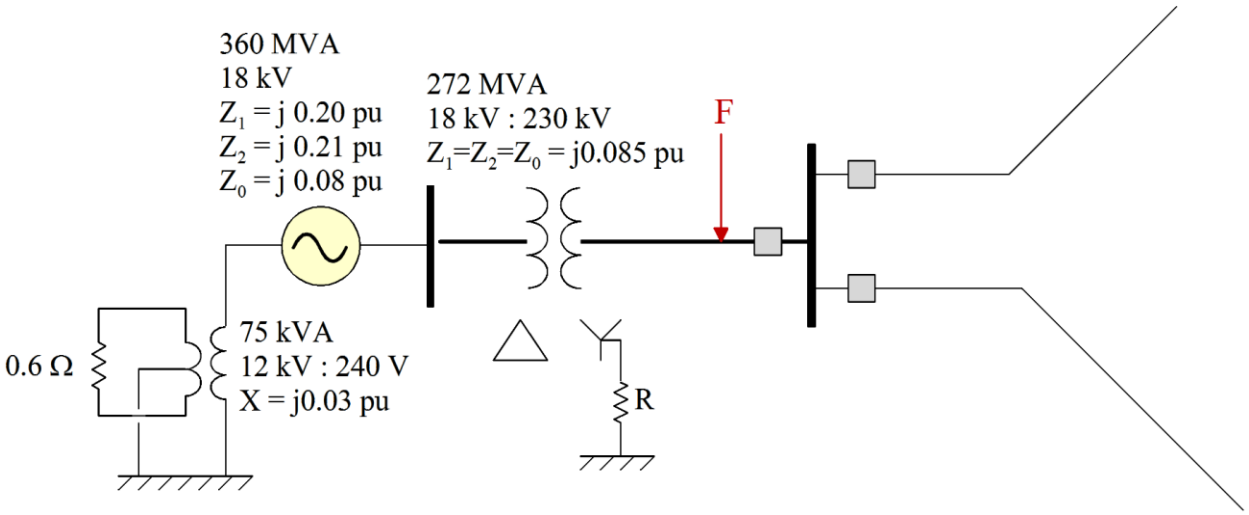
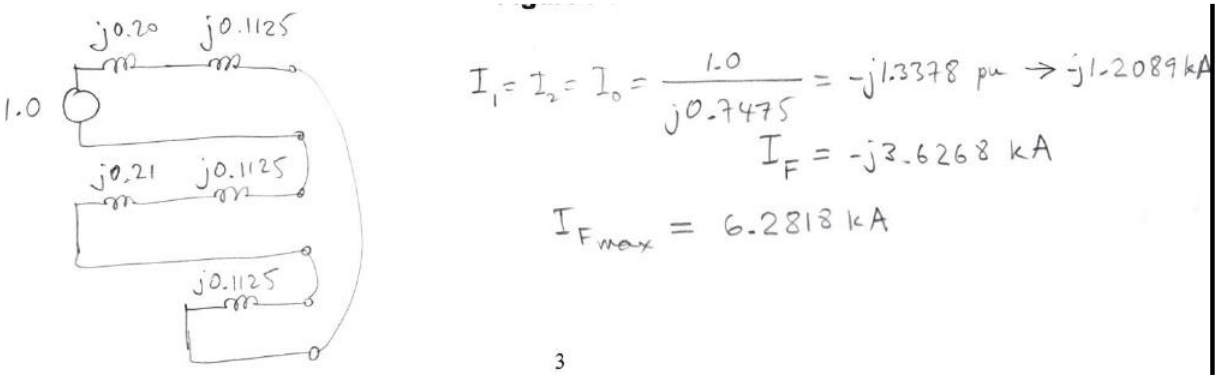


Figura P4.30

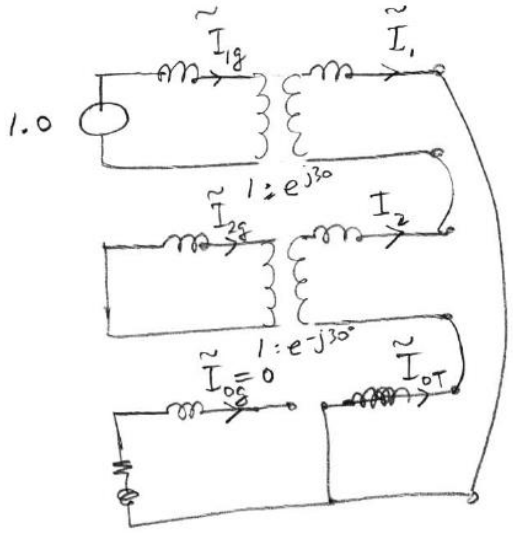
Solución:



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Part (b) (Problem 1)

The following diagram is helpful in determining the fault current at the generator



The generator will experience pos and neg seq currents only. The phase currents are

$$\tilde{I}_a = \tilde{I}_{1g} + \tilde{I}_{2g}$$
$$\tilde{I}_b = a^2\tilde{I}_{1g} + a\tilde{I}_{2g}$$
$$\tilde{I}_c = a\tilde{I}_{1g} + a^2\tilde{I}_{2g}$$

Note that $\tilde{I}_1 = \tilde{I}_2 = -j1.3378$ pu $\Rightarrow \tilde{I}_{1g} = \tilde{I}_1 e^{-j30^\circ}$, $\tilde{I}_{2g} = \tilde{I}_2 e^{+j30^\circ}$

$$\Rightarrow \quad \tilde{I}_a = -j1.3378\sqrt{3} \text{ pu}$$
$$\tilde{I}_b = 0$$
$$\tilde{I}_c = j1.3378\sqrt{3} \text{ pu}$$

Offset will be same

$$I_{F_{max}} = 4.0134 \text{ pu} \quad \Rightarrow \quad I_{F_{max}} = 46.3428 \text{ kA}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

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 Reconectadores 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**

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 (telemedidas). 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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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
- Reconectadores
- 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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 distribucin La figura 5.1b suele estar montada en poste y consta de un portafusibles y un fusible reemplazable elemento.



(a) (B) (C)

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

- 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 "enfríen", 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 caliente*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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

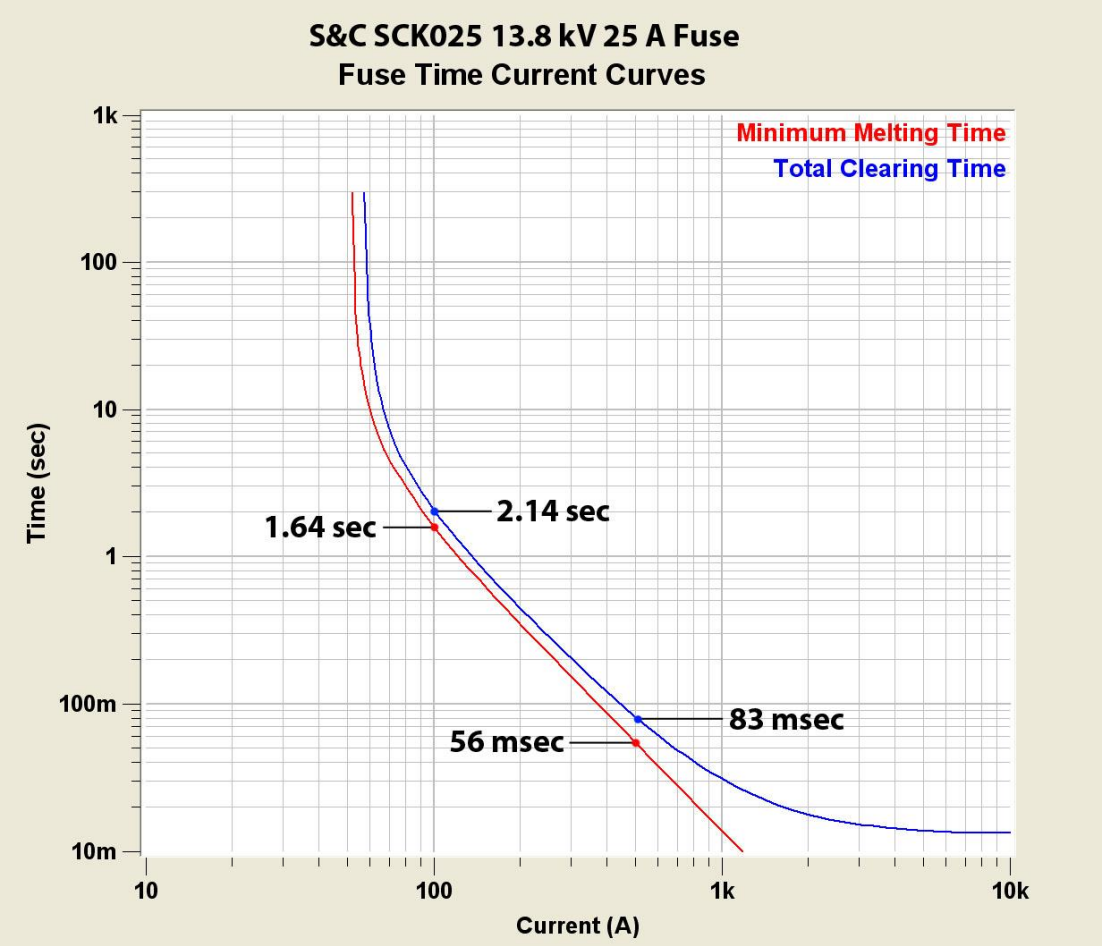


Figura 5.2: Tiempo mínimo de fusión y tiempo total de limpieza para un fusible específico (SCK025 13.8 kV, Fusible de 25 A - Cortesía de S&C Electric Company)

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

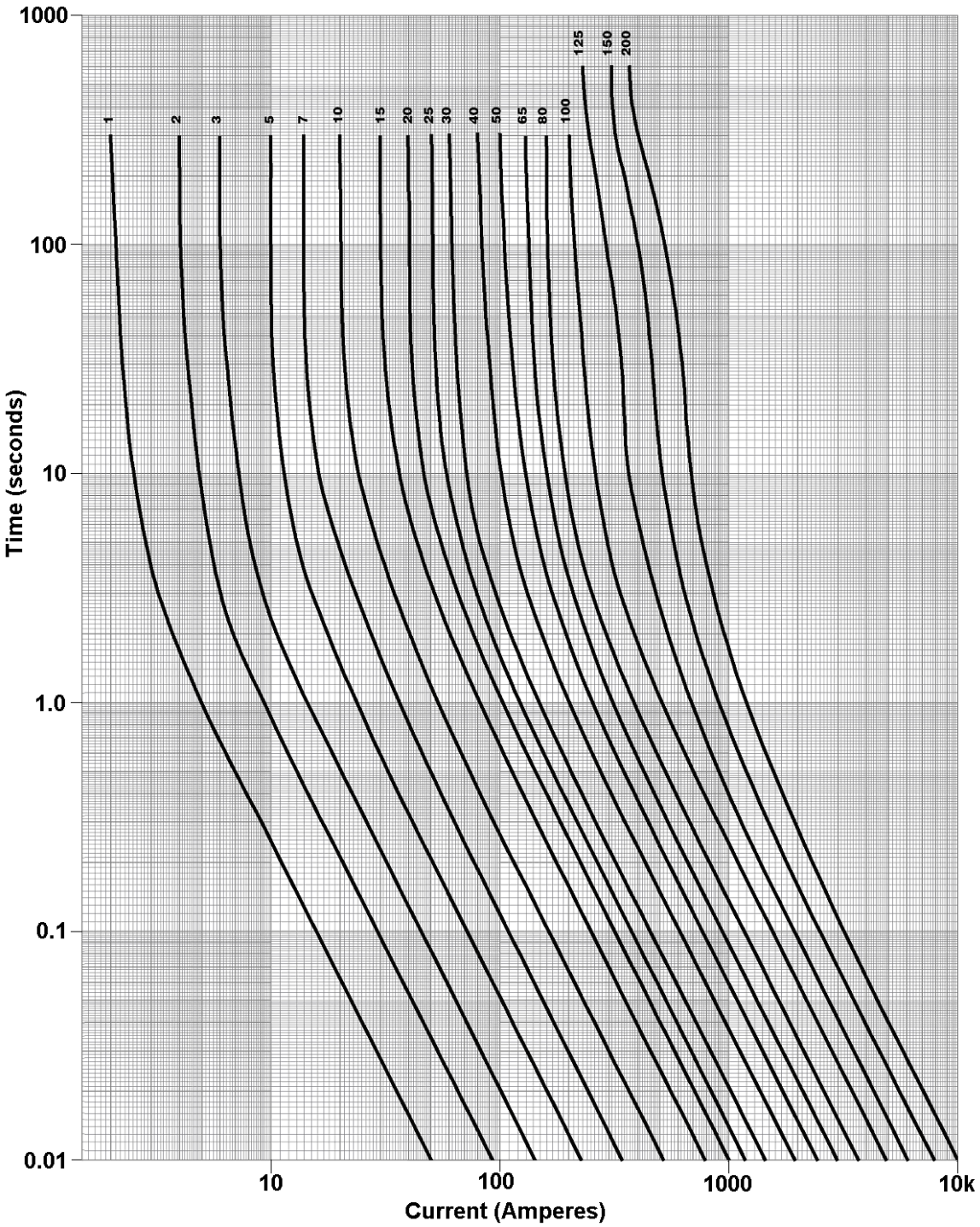


Figura 5.3: Curvas de tiempo-corriente del fusible de distribución

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 reconectadores.

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.

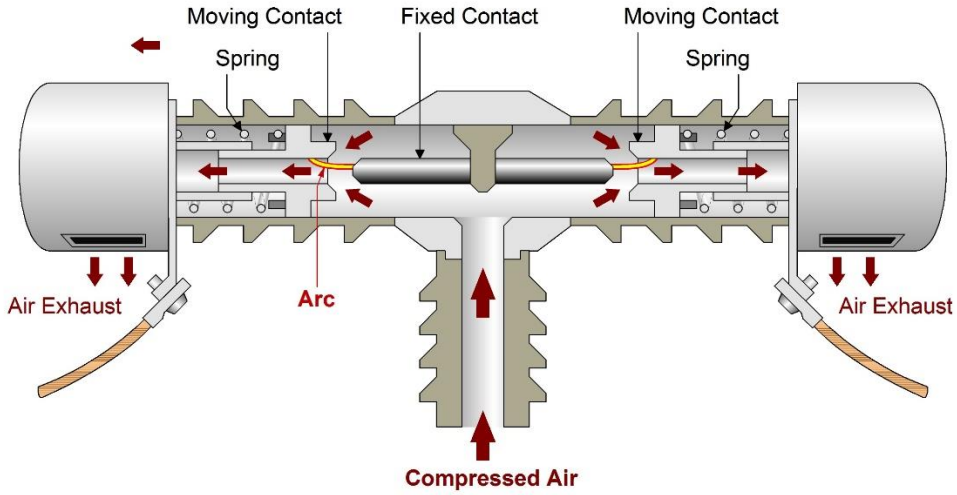
La tecnología de los rompedores evolucionó a lo largo de los años. A medida que los sistemas de energía evolucionaron, se interconectaron y aumentaron en capacidad, las corrientes de falla que los interruptores deben interrumpir han aumentado dramáticamente. Debido a que el sistema de energía es principalmente 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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019



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,

SF_6 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

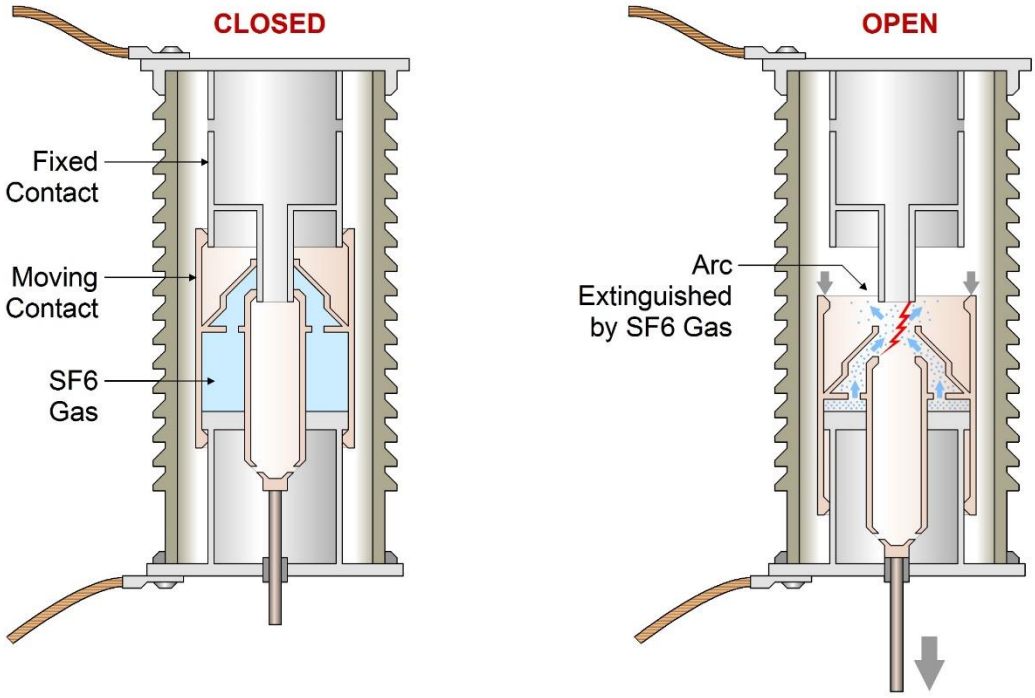


Figura 5.5 Ejemplo de interruptor SF6

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) compacidad, (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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

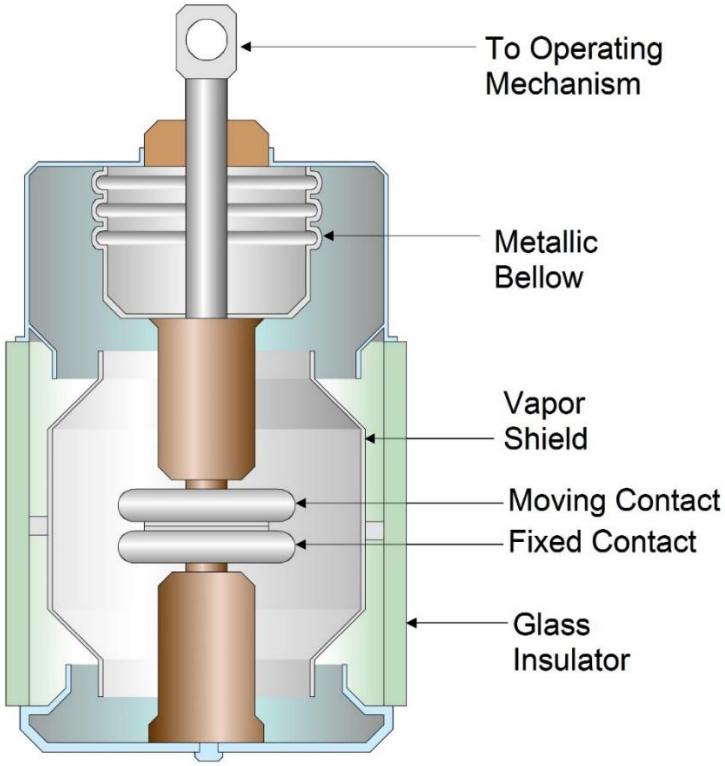


Figura 5.6 Ejemplo de rompedor de vacío

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 Reconectadores y seccionadores

Los reconectadores 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 reconectadores 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 reconectadores 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,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 reconectador se abre permanentemente hasta que se repare el circuito. El logro de los objetivos anteriores requiere la coordinación del disparo del reconectador y el tiempo de apertura / cierre con los fusibles y seccionadores del alimentador. El Capítulo 10 analiza la aplicación de los reconectadores en mayor detalle.

La construcción de un interruptor reconectador monofásico típico se ilustra en la Figura 5.4. Los reconectadores 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.

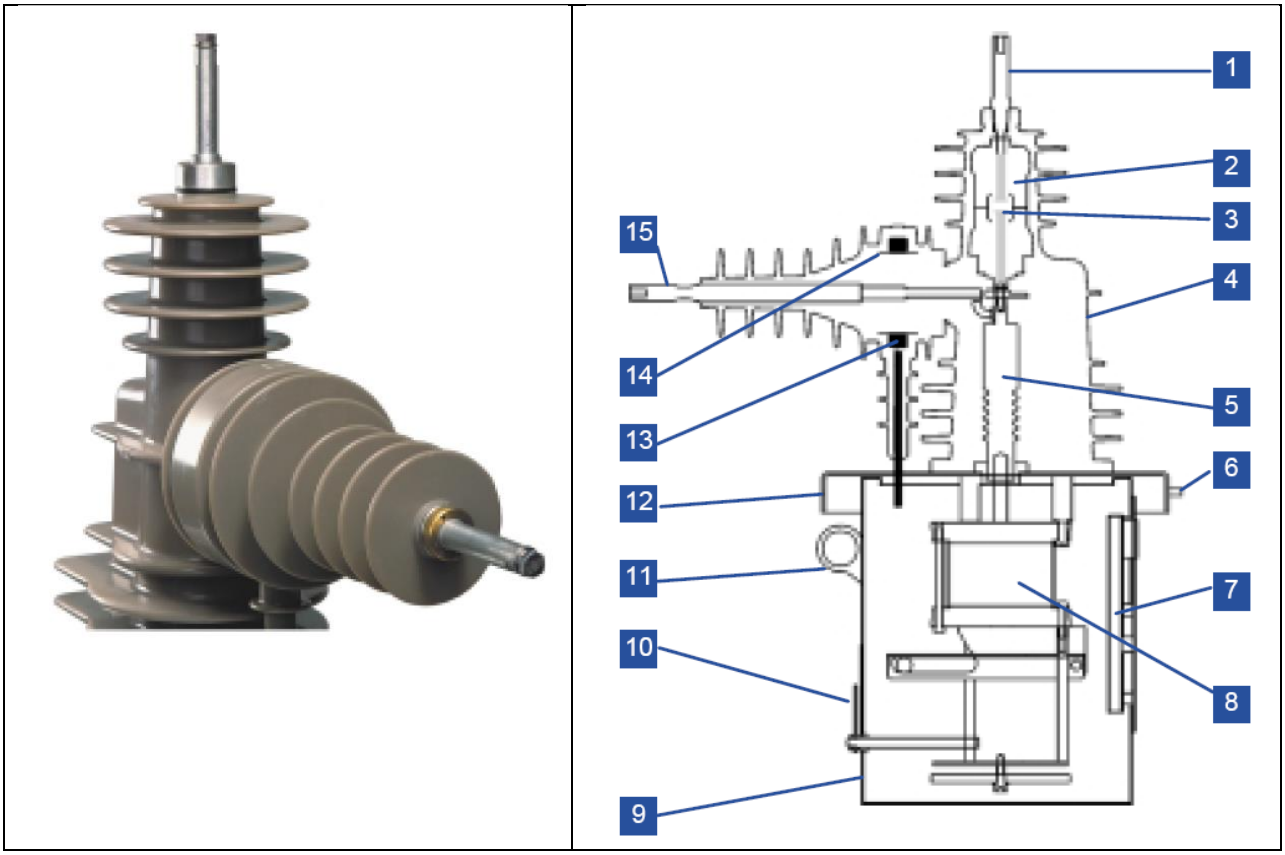


Figura 5.7: Ejemplo de reconectador - Sol serie W Cro
(Leyenda: 1. Terminal X-Side, 2. Interruptor de vacío punto, 7. Tarjeta SCEM, 8. Actuador magnético, 9. S Tapa de acero inoxidable, 13. Transformador de corriente, 1

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 reconectadores y abren el circuito durante el tiempo que los interruptores del reconectador 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 reconectador 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.

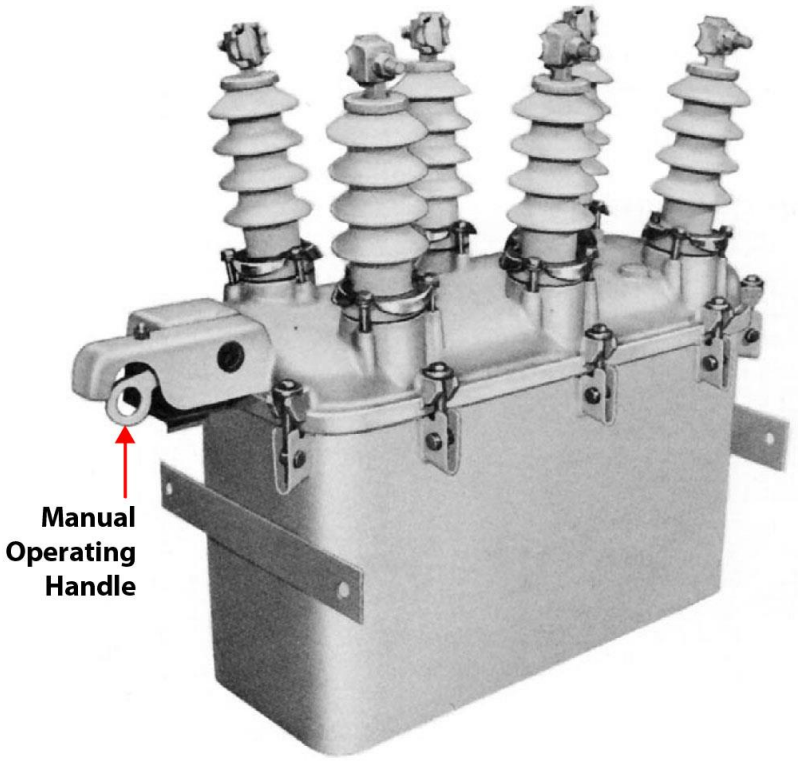


Figura 5.8 Seccionalizador de línea de distribución trifásico típico
(Cortesía: Cooper Power Systems)

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

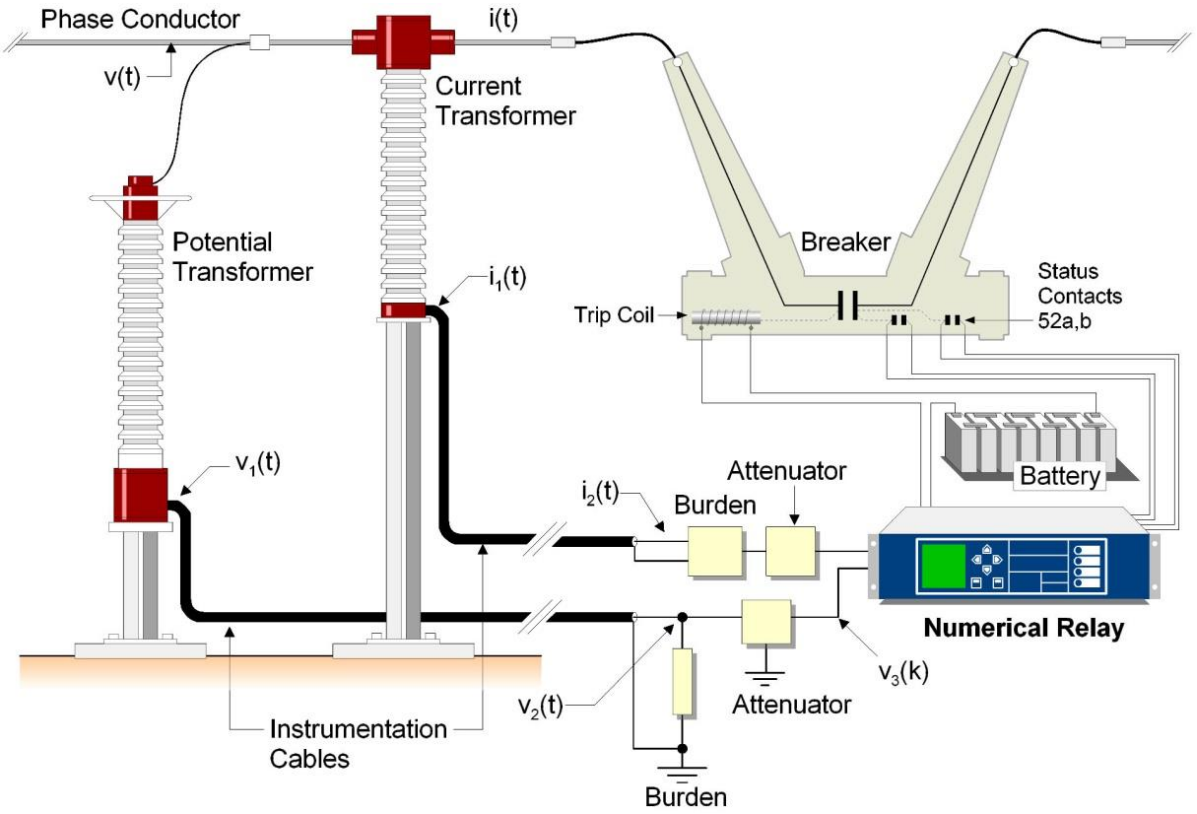


Figura 5.9 Ilustración de un sistema de relés de protección

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

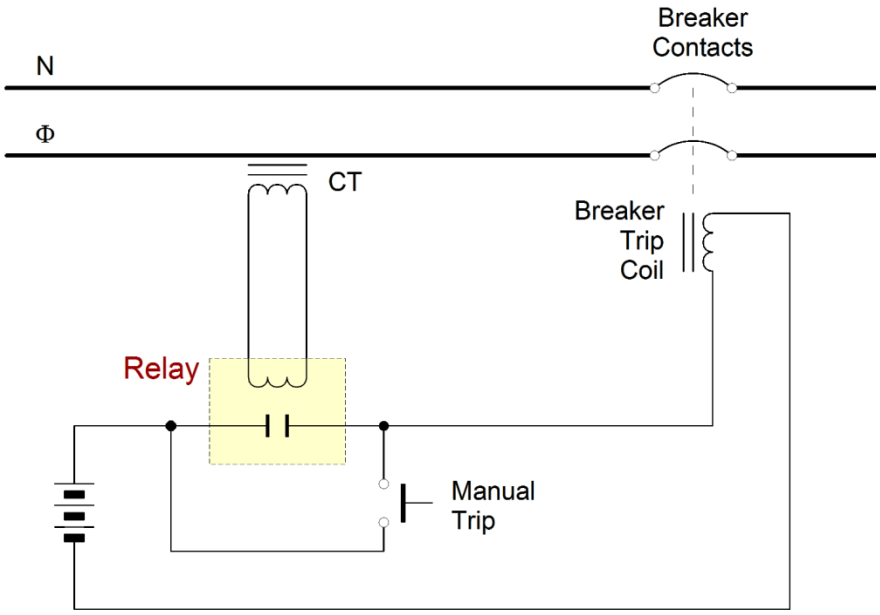


Figura 5.10: Descripción funcional de un relé de protección

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

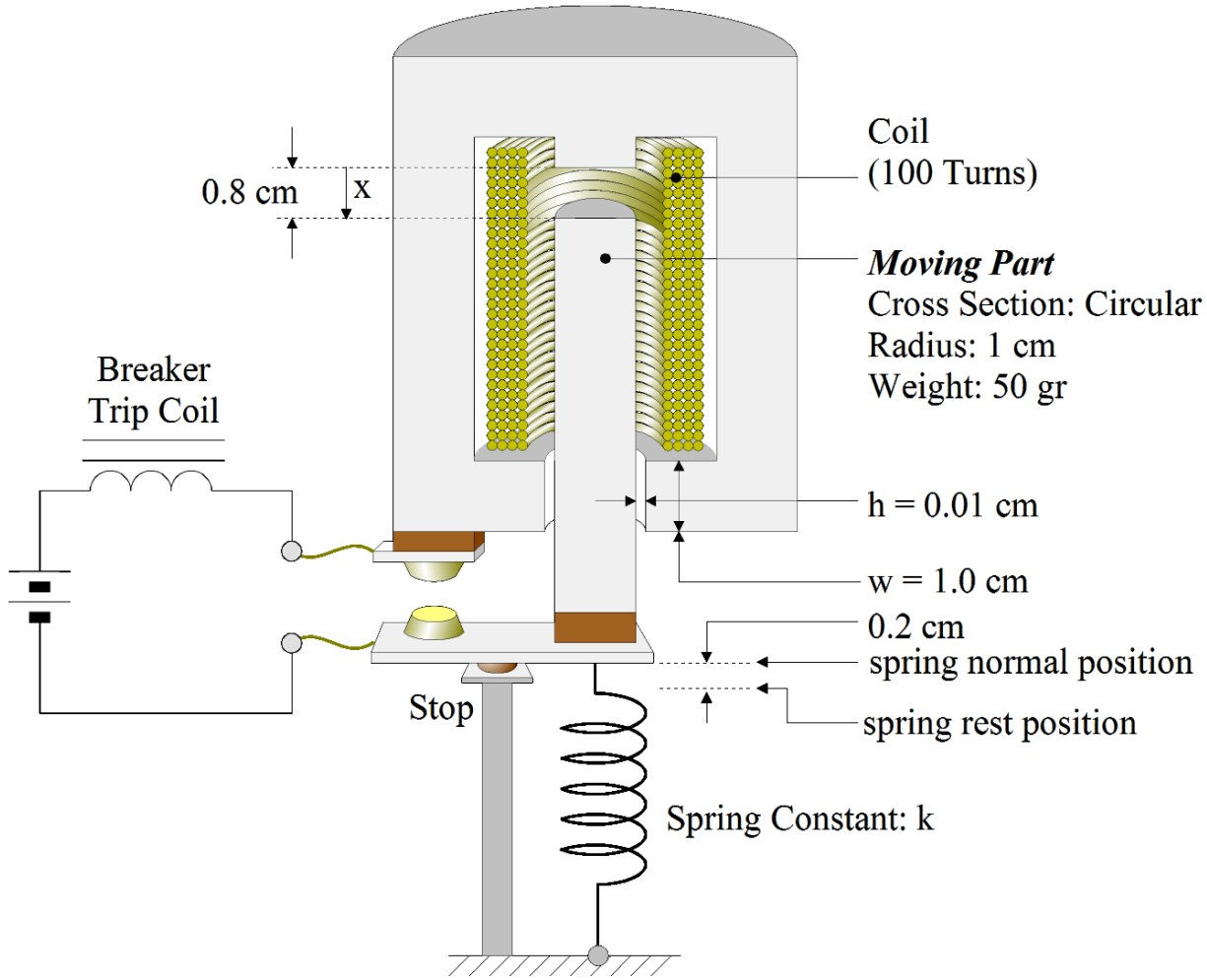


Figura 5.11: Ilustración conceptual de un relé de tipo émbolo

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 es el total renuencia de los espacios de aire. La desgana de un espacio de aire de longitud **l** y transversales son a A es:

$$\frac{\ell}{A}$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$\frac{X}{{}_0A_1} \quad \frac{h}{{}_0A_2} \quad \frac{X}{{}_0 r^2} \quad \frac{h}{{}_0 2\ rw}$$

El flujo a través del circuito magnético es:

$$\underline{Ni} \quad \frac{Ni}{\frac{X}{{}_0\ r_2} \quad \frac{h}{{}_0 2\ rw}} \quad \frac{{}_0\ r_2 Ni}{X\ \frac{hora}{2w}} \frac{C}{X\ B} I$$, con byc definidos en consecuencia

Desde $B_1 A_1$ $B_2 A_2$ en los dos espacios de aire:

$$B_1 \quad \frac{C}{r_2\ X\ B} I$$, anuncio norte $B_2 \quad \frac{C}{2\ rw\ X\ B} I$

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:

$$W_{revista} \quad \frac{1}{2} \frac{V}{} B_2$$

Dónde φ =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:

$$W_{revista} \quad \frac{1}{2} \frac{r_2 X}{{}_0} \quad \frac{C}{r^2 X\ B} I^2 \quad \frac{C_1 X}{C_2\ xb_2} I_2$$

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

$$F \quad \frac{W_{revista}}{X} \quad \frac{C_1}{C_2\ X\ B^2} I_2 \quad \frac{2 c_1 x}{C_2\ X\ B^3} I_2 \quad \frac{C_1\ B\ X}{C_2\ X\ B^3} I_2$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 / my 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 la gravedad y la fuerza del resorte en la posición abierta:

$$F_{gravedad} \quad F_{primavera} \quad F_{revista} \quad 0$$

dónde:

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

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

$$F_{revista} X \quad 0{,}008 \quad \frac{c_1 b \quad X}{C_2 \quad X \quad B^3} I_2 \quad 0.01523 I_2$$

por lo tanto:

$$I_{recoger} \quad \sqrt{\frac{0{,}49 \quad 0{,}1}{0.01523}} \quad 6.224\ A$$

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

$$F_{revista} \quad X \quad 0 \quad \frac{C_1}{C_2 B^2} I^2 \quad 394{,}8 I_2$$

por lo tanto:

$$I_{abandonar} \quad \sqrt{\frac{0{,}49 \quad 0{,}1}{394{,}8}} \quad 0.03866\ A$$

Tenga en cuenta el valor actual de deserción muy pequeño.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 muévalo 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

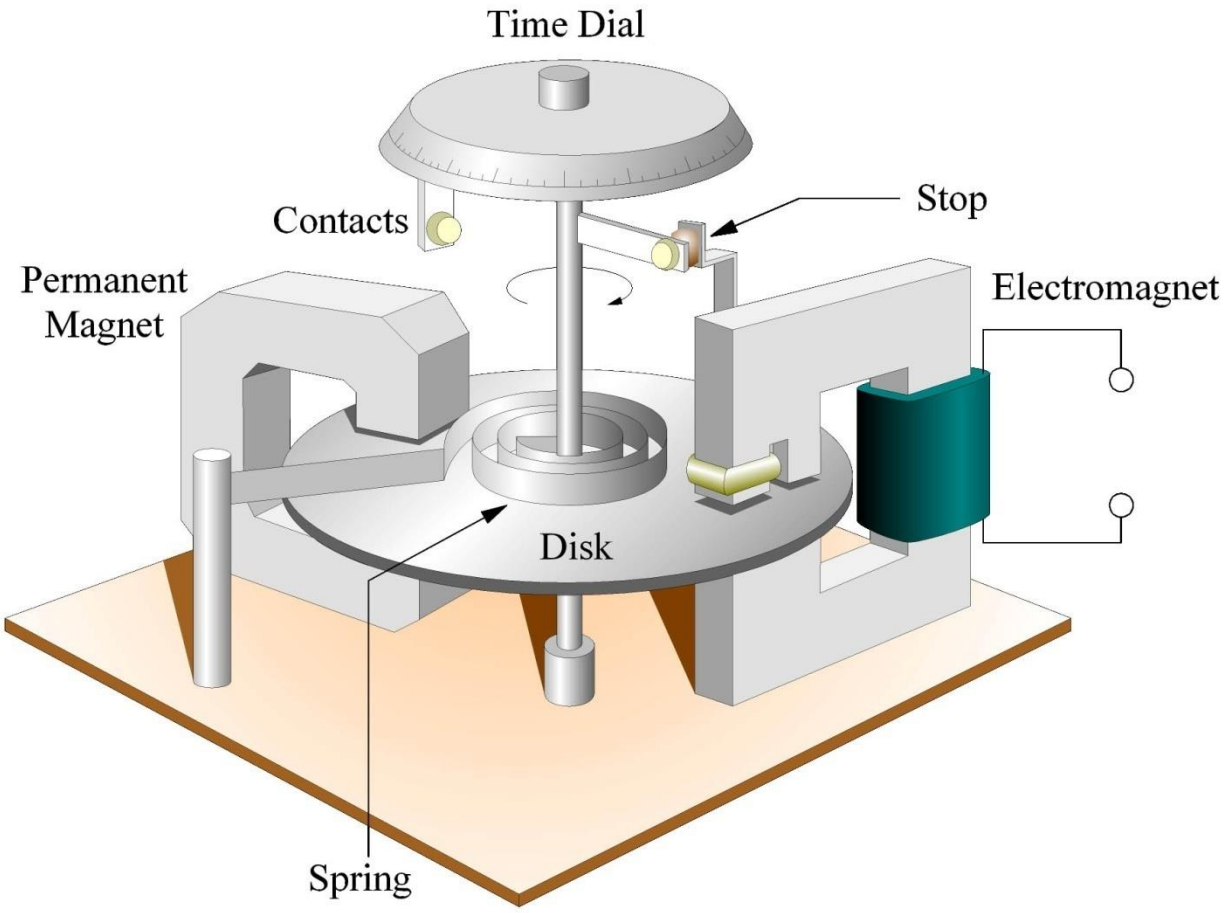


Figura 5.12: Relé de sobreintensidad de retardo de tiempo electromecánico

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 el 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:

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$$T \quad {}_2 I_{D1} \quad {}_1 I_{D2}$$

Suponiendo que los flujos son sinusoidales:

$${}_1 \quad {}_1 \text{pecado } t \; {}_1 \text{ , } \qquad {}_2 \quad {}_2 \text{pecado } t \; {}_2$$

Entonces el par desarrollado es:

$$T \quad I \; {}_2 I_{D1} \qquad {}_1 D2 \qquad {}_2 \; \frac{D_1}{dt} \qquad {}_1 \; \frac{D_2}{dt}$$

$${}_1 {}_2 \text{pecado } t \; {}_2 \text{ porque } t \; {}_1 \qquad {}_1 {}_2 \text{pecado } t \; {}_1 \text{ porque } t \; {}_2$$

$${}_1 {}_2 \text{pecado } {}_2 \quad {}_1$$

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

$$T \quad k I_2$$

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

$$J \; \frac{D_2 \; D}{dt^2} \quad T \quad {}_{total} I$$

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:

$$J \; \frac{D_2 \; {}_D t}{dt_2} \qquad k_D \; \frac{D \; {}_D t}{dt} \qquad T \; T_{primavera} \quad k \; I \; T_0 \; {}^2 \qquad \frac{T_{max} \qquad T_0}{\max} \qquad {}_D \; t$$

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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):

$$t_o \quad \sqrt{\frac{2J_{\max}}{kI^2 \quad T_{primavera}}}$$

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:

$$t_0 \quad \frac{\frac{k_{D\max}}{T_0}}{I_r^2 \quad 1},$$

dónde:

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

$$I_{Recoger} \quad \sqrt{\frac{T_0}{k}}.$$

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

$$t_0 \quad \frac{A}{I_r^2 1}$$

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:

$$t_0 \quad \frac{A}{I_{pag} 1} \quad B$$

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

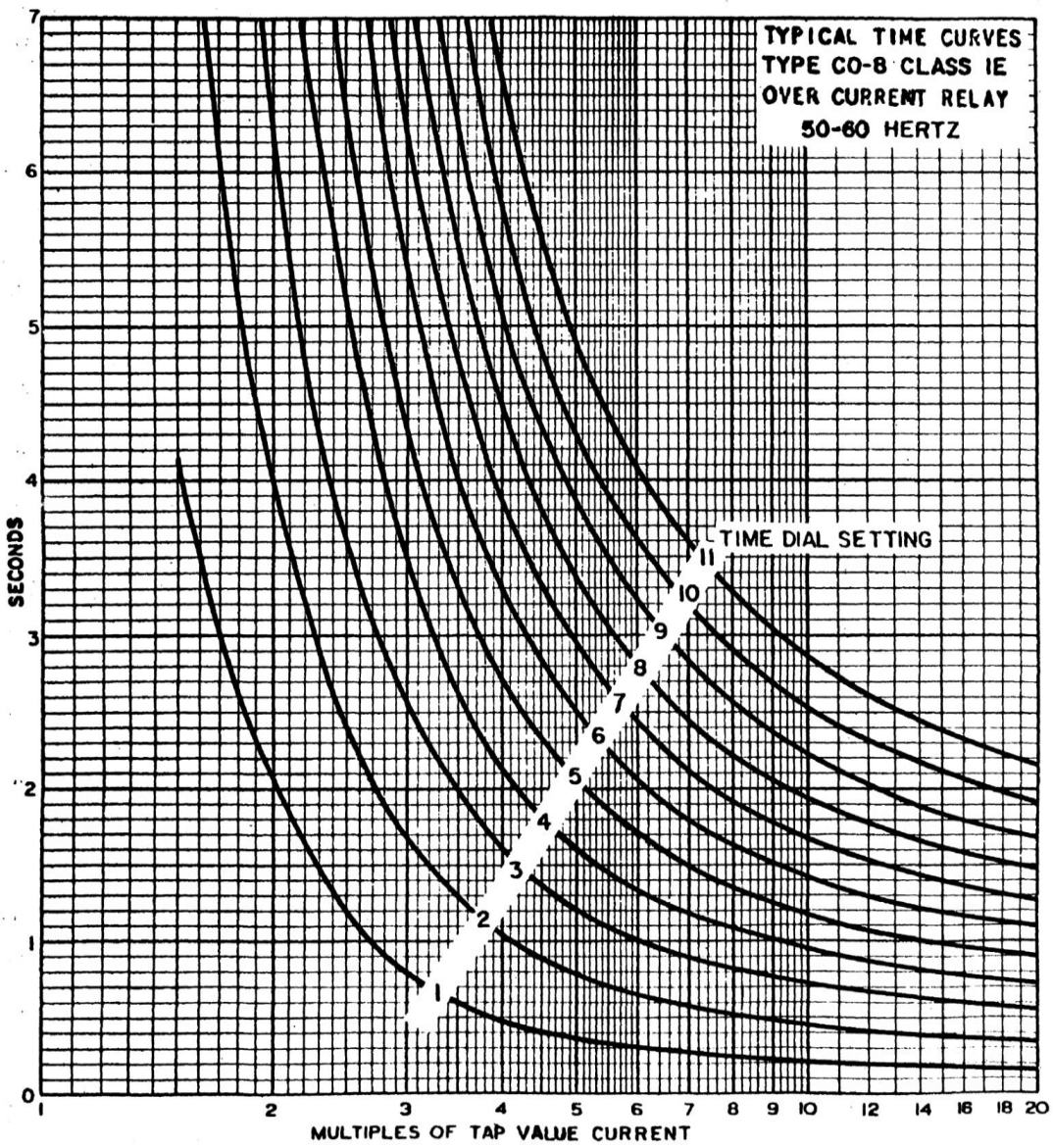


Figura 5.13: Curvas típicas de tiempo-corriente de relé de sobrecorriente

Clasificación de la curva: El índice de la curva de tiempo

inverso es la configuración del dial de tiempo

(Cortesía de ABB)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

$_{max}$ 0,1 *rads,* T_0 0,0005 *Nuevo Méjico,* k_D 0,1 *Nuevo Méjico* segundo, k 0,00002 *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:

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

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

$$t_0 \quad \frac{\frac{k_{D\ max}}{T_0}}{I_{2\ r}^{\ 1}} \quad \frac{20}{0{,}04 I_2^{\ 1}} \quad \text{segundo}$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

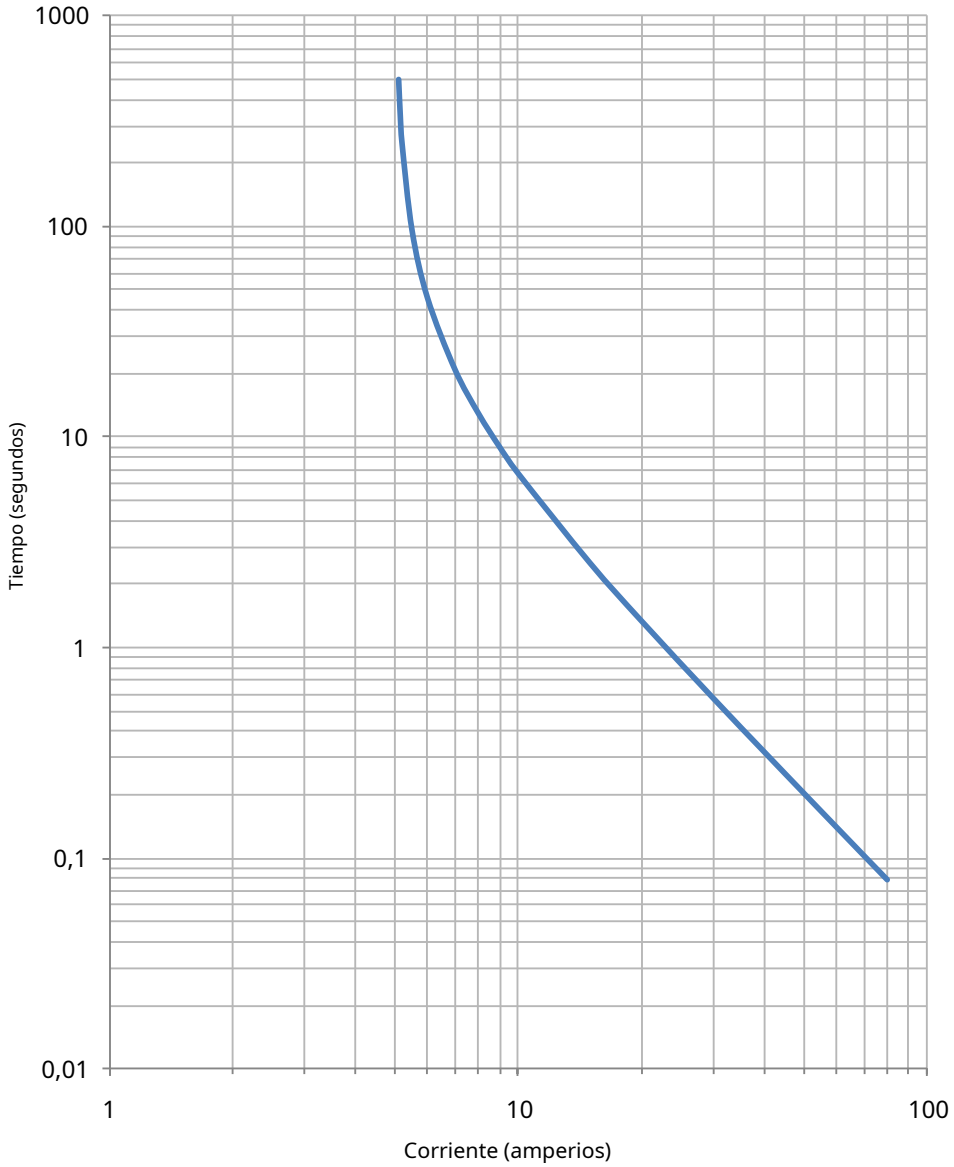


Figura E5.2: Curva de tiempo-corriente del relé de disco de inducción del ejemplo E5.2

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:

$$z_1 \quad z_2 \quad j0{,}30 \; pu \qquad z_0 \quad j0{,}28 \; pu$$

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

$$z_1 \quad z_2 \quad j0{,}70 \; ohmios / milla, \qquad z_0 \quad j2.10 \; ohmios / milla$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

Moderadamente inverso: $t_0 \quad \frac{0.0515}{I_{\rho,02} \quad 1} t_D \quad 0{,}114 \quad t_D$

Muy inverso: $t_0 \quad \frac{19{,}61}{I_{\rho} \quad 1} t_D \quad 0{,}491 \quad t_D$

Extremadamente inverso: $t_0 \quad \frac{28{,}2}{I_{\rho} 1} t_D \quad 0.1217 \quad t_D$

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:

$$I_{3,s} \quad \frac{1.0}{j0{,}30} \quad j3.333 \; pu \; o \; 13{,}944 \; kA$$

$$I_{1,s} \quad 3 \quad \frac{1.0}{j0{,}30 \quad j0{,}30 \quad j0{,}28} \quad j3.409 \; pu \; o \; 14.262 \; kA$$

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

$$I_{3,r} \quad \frac{1.0}{j0{,}30 \quad j0{,}7351} \quad j0{,}966 \; pu \; o \; 4.04 \; kA$$

$$I_{1,r} \quad 3 \quad \frac{1.0}{j0{,}30 \quad j0{,}30 \quad j0{,}28 \quad j0{,}7351 \quad j0{,}7351 \quad j2.2054} \quad j0{,}6585 \; pu \; o \; 2.754 \; kA$$

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$$t_0 \quad \frac{0.0515}{I_{p,02}1} t_D \quad 0{,}114 \quad t_D \quad \frac{0.0515}{2.295^{0,02}1} t_D \quad 0{,}114 \quad t_D \quad 3.1879 \quad t \quad 0.3188 \text{ segundos}$$

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

$$t_0 \quad \frac{19{,}61}{I_{r^2}\ 1} t_D \quad 0{,}491 \quad t_D \quad \frac{19{,}61}{2.295\ _2\ 1\ _D} t \quad 0{,}491 \quad t \quad 5{,}0867 \quad t \quad 0.5086 \text{ segundos}$$

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

$$t_0 \quad \frac{28{,}2}{I_{r^2}1} t_D \ 0.1217 \quad t_D \quad \frac{28{,}2}{2.295^2\ 1} t_D \ 0.1217 \quad t \quad 6{,}7305 \quad t \quad 0.6730 \text{ segundos}$$

Para un cierre en falta los tiempos de viaje serán:

Moderadamente inverso:

$$t_0 \quad \frac{0.0515}{I_{p,02}1} t_D \ 0{,}114 \quad t_D \quad \frac{0.0515}{11.885^{0,02}1} t_D \quad 0{,}114 \quad t_D \quad 1.12875 \quad t_D \quad 0.1129 \text{ segundos}$$

Muy inverso:

$$t_0 \quad \frac{19{,}61}{I_{r^2}\ 1} t_D \quad 0{,}491 \ t_D \quad \frac{19{,}61}{11.885^2\ 1} t_D \quad 0{,}491 \quad t_D \quad 0{,}6308 \ t \quad 0.0631 \text{ segundos}$$

Extremadamente inverso:

$$t_0 \quad \frac{28{,}2}{I_{r^2}1} t_D \quad 0.1217 \quad t_D \quad \frac{28{,}2}{11.885^2\ 1} t_D \ 0.1217 \quad t \quad 0{,}3227 \quad t \quad 0{,}0323 \text{ segundos}$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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). Deja tambien 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:

$$TransientOverreach \qquad \frac{t_1 \quad t_{2\,(}100)}{t_1}$$

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 sinusoide 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

$$J\frac{D_2 \; _D t}{dt_2} \quad k_D\frac{D \; _D t}{dt} \quad T \quad T_{primavera} \quad kI_2 \quad T_0 \quad \frac{T_{\max} \quad T_0}{\max} \quad _D \; t$$

$$J\frac{D_2 \; _D \; t}{dt^2} \quad k_D\frac{D \; _D t}{dt} \quad T \; T_{primavera} \quad kI^2 \; 3k \quad 0{,}25I \; ^2T \quad _0 \quad \frac{T_{\max} \quad T_0}{\max} \quad _D \; t$$

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$t_1 \quad \frac{\frac{k_{D\,\max}}{T_0}}{I_{r^2}1},$$

La solución de la segunda ecuación es:

$$t_2 \quad \frac{\frac{k_{D\,\max}}{T_0}}{1{,}1875 I_{2_r}\,1},$$

La extralimitación transitoria es:

$$\frac{t_1 \;\; t_{\,2\,(}100)}{t_1} \qquad 1 \quad \frac{I_{r^2}\,1}{1{,}1875 I_r^2 1} \quad 100$$

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

$$t\,(yo) \quad \frac{A}{METRO_{\,PAG}\,1} \quad B$$

Dónde:

t (yo) es el tiempo de viaje (función de I) es I / $I_{recoger}$ ($I_{recoger}$ 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	t_r (segundos)
Moderadamente inverso	0.0515	0,1140	0.02000	4.85

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

Moderadamente inverso: $t_0 \quad \frac{0.0515}{I_{0,02} \; 1} t_D \;\; 0,114 \;\; t_D$

Muy inverso: $t_0 \quad \frac{19,61}{I^2 1} t_D \quad 0,491 \;\; t_D$

Extremadamente inverso: $t_0 \quad \frac{28,2}{I^2 \; 1} t_D \quad 0.1217 \;\; t_D$

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

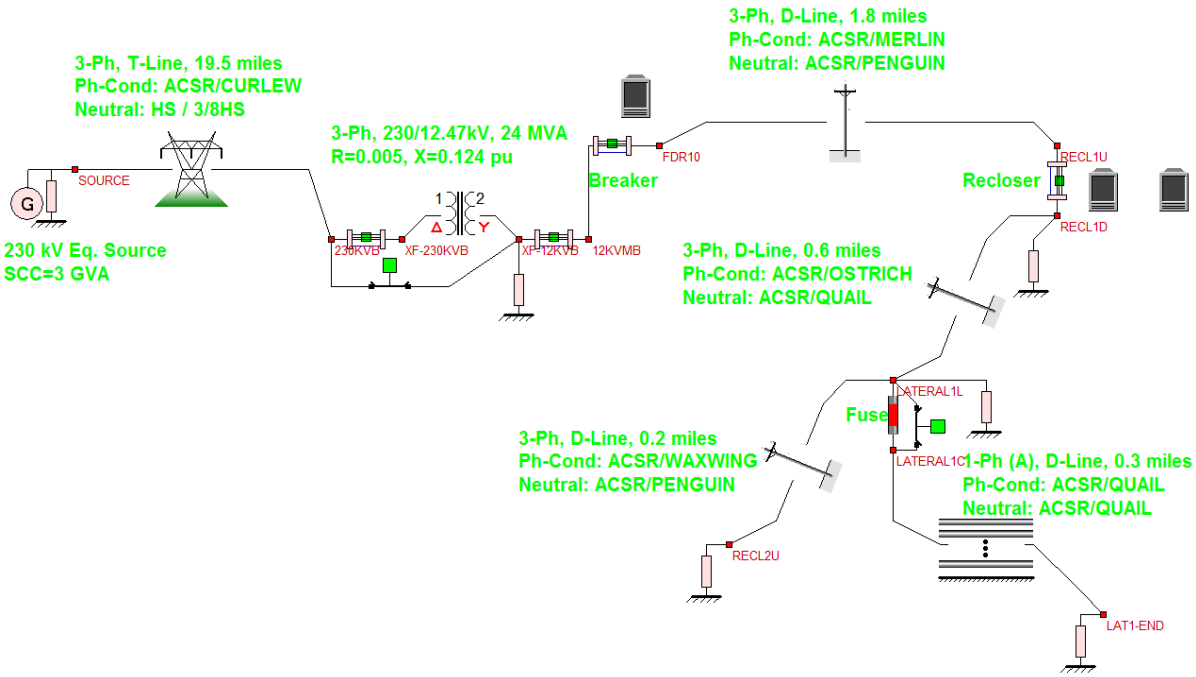


Figura E5.5: Ejemplo de sistema de distribución

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. $\tilde{Yo}, \tilde{yo}, un \quad d\,\tilde{yo}$ 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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

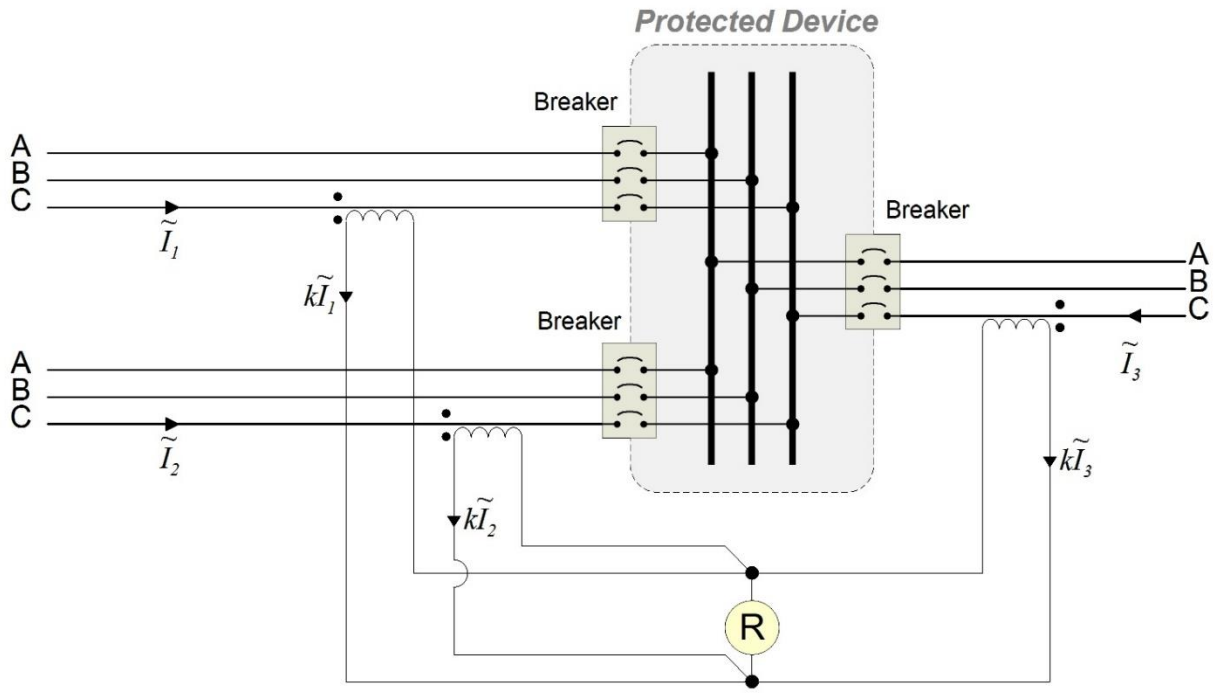


Figura 5.14: Principio de relé diferencial usando relé de sobrecorriente de tiempo

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 $I_R \quad norte_I k_I I_I$. 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_R 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.

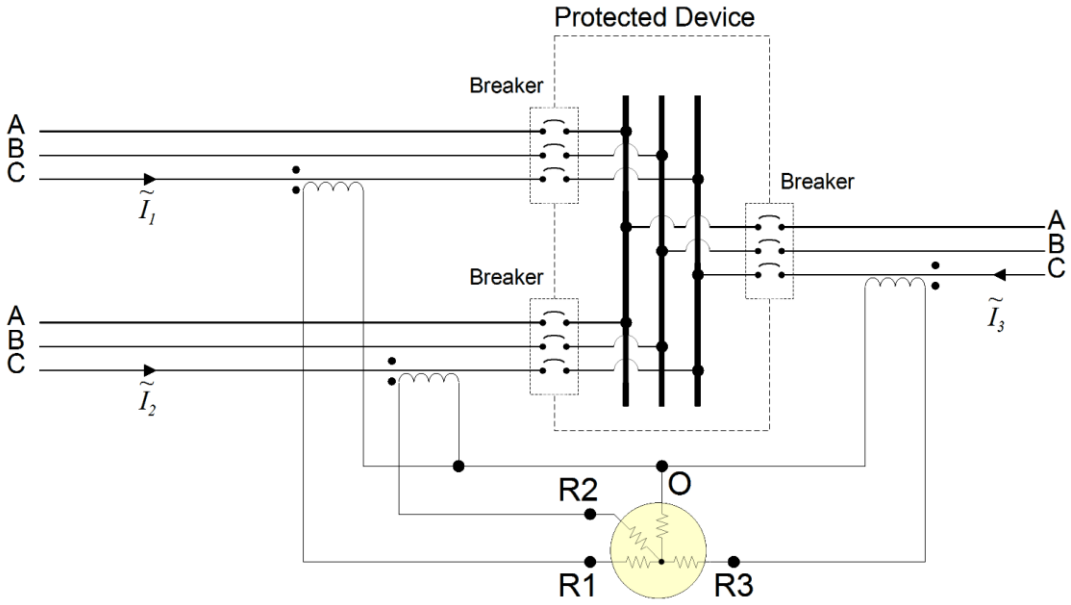


Figura 5.15: Conexiones para un relé diferencial porcentual con corrientes restrictivas

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

$$F_O \quad a\ norte_0 I_0{}^2$$

$$F_R \quad a\ norte_R I_{R1} \quad norte_R I_{R2} \quad norte_R I_R{}_2{}_3$$

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 el fuerza del resorte, es decir

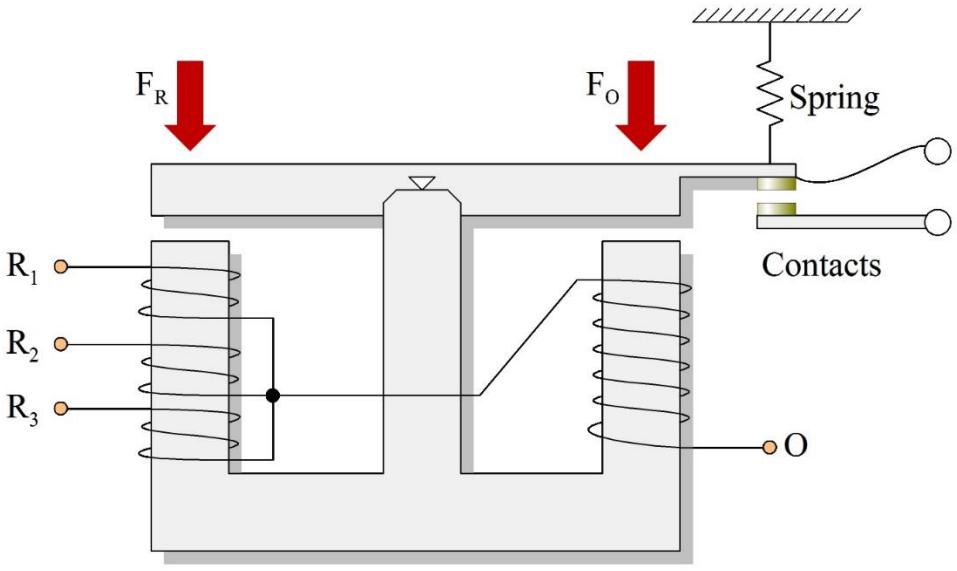
$$F_0 \quad F_R \quad F_{primavera}$$

O

$$y\ yo_0{}_0{}^2 \quad y\ yo_{RR1} NI \quad NI_{RR2} \quad {}_{RR3}{}^2 \quad F_{primavera}$$

Introduciendo: $I_R \quad I\frac{1}{3} I_{R2}{}_{R1} \quad I_{R3}$ la ecuación anterior se convierte en:

$$\frac{I_0}{I_R} \quad \sqrt{\frac{9 norte_R{}^2}{norte_0{}^2} \quad \frac{F_{primavera} \quad metro}{un_0 I_R{}^2}}$$



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Polaridad incorrecta, necesita corrección; simplemente elimínela / modifíquela

ejemplo

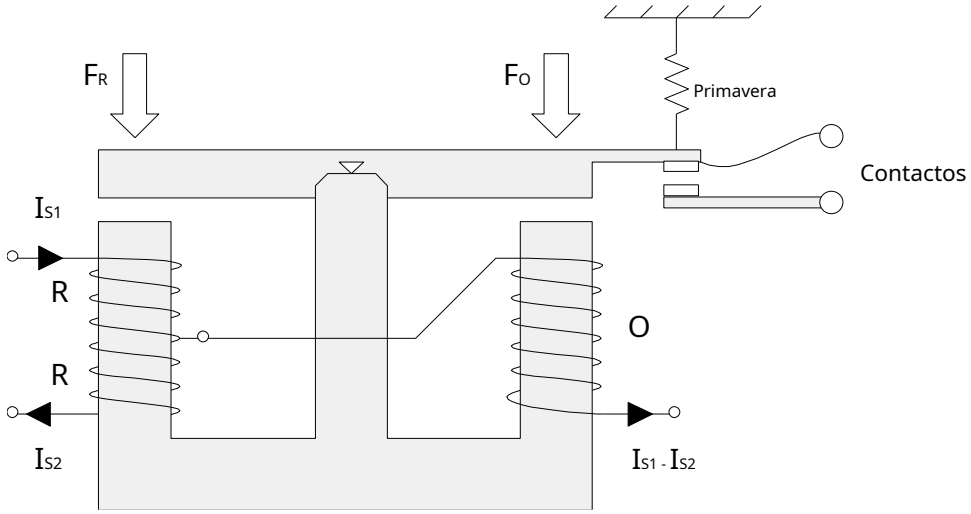


Figura 5.16: Configuración de relé diferencial de porcentaje de haz de equilibrio

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

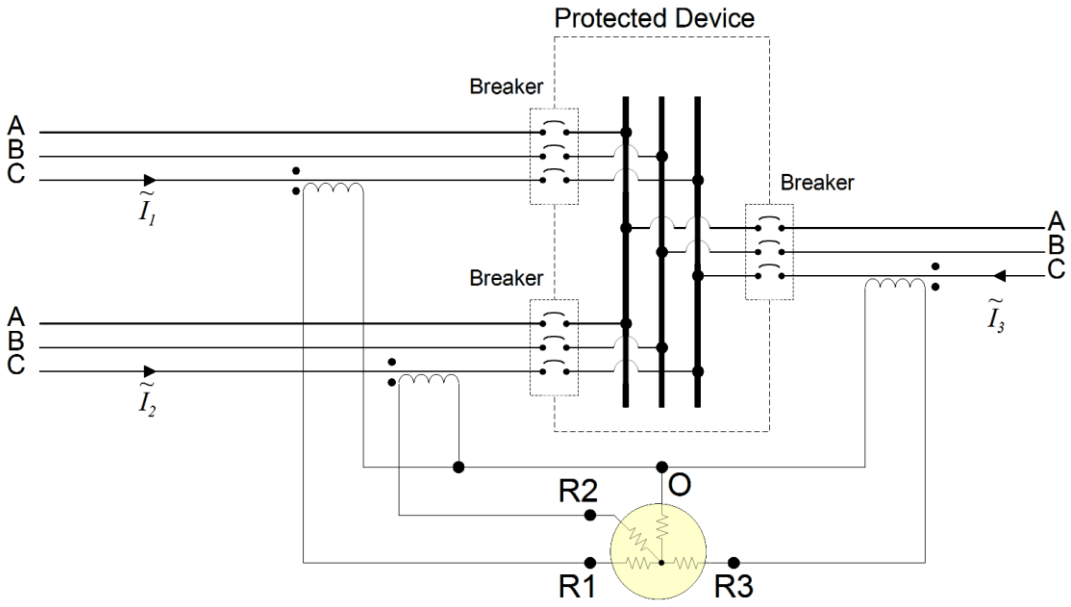


Figura 5.15: Conexiones para un relé diferencial porcentual con corrientes restrictivas

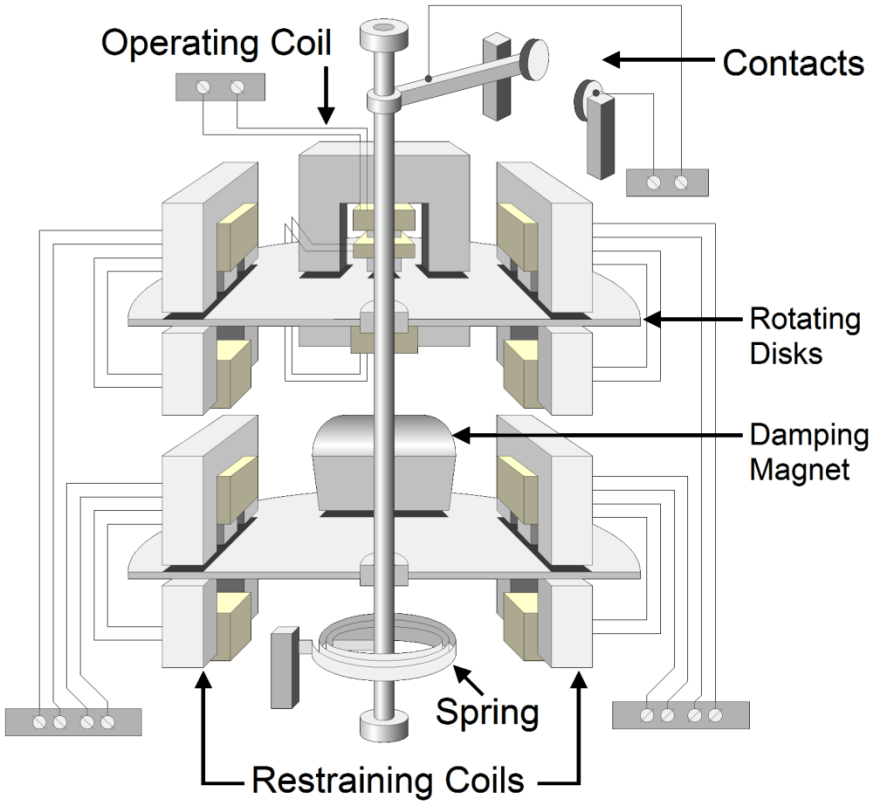


Figura 5.17: Configuración de relé diferencial de disco giratorio para protección de bus

Aplicaciones

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

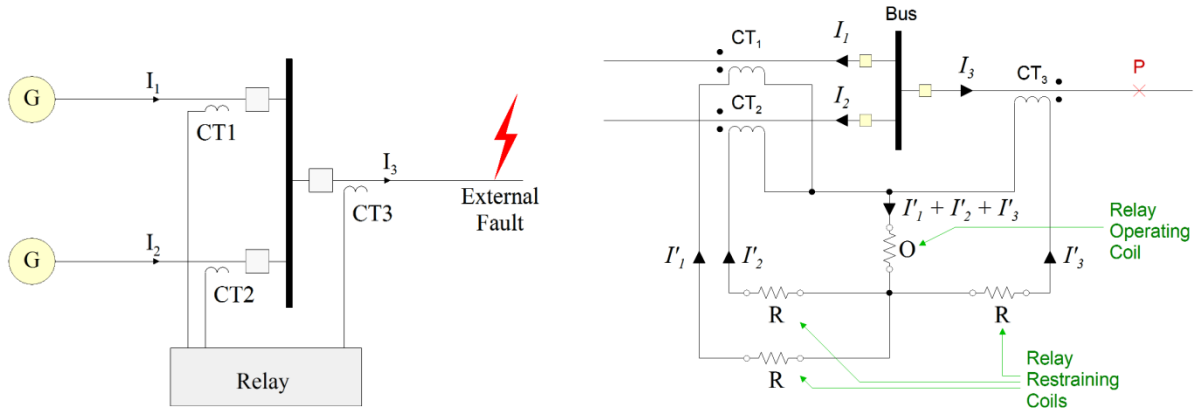


Figura 5.18: Protección de bus diferencial porcentual

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

- 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.

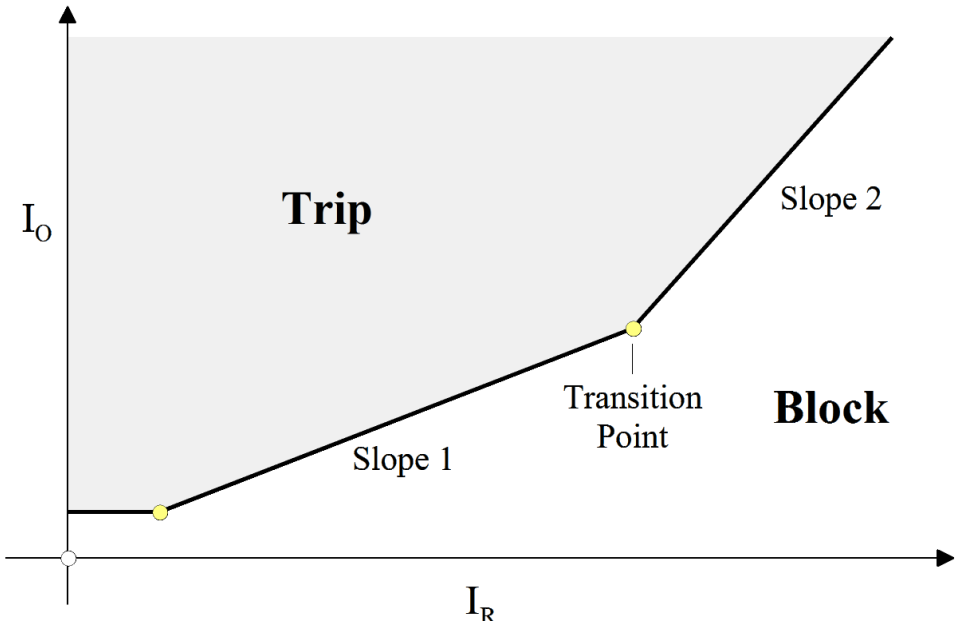


Figura 5.19 Esquema de diferencial de porcentaje variable

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 /norte$_2$ relación de vueltas. Puedo$_1$ y yo$_2$ ser las corrientes primaria y secundaria. La protección diferencial del transformador se basa en la observación de que en condiciones normales de funcionamiento

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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$I_O \quad norte_1 I_1 \quad norte_2 I_2$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 resultadoI_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:

$$\frac{I_O}{I_R} \quad K$$

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%).

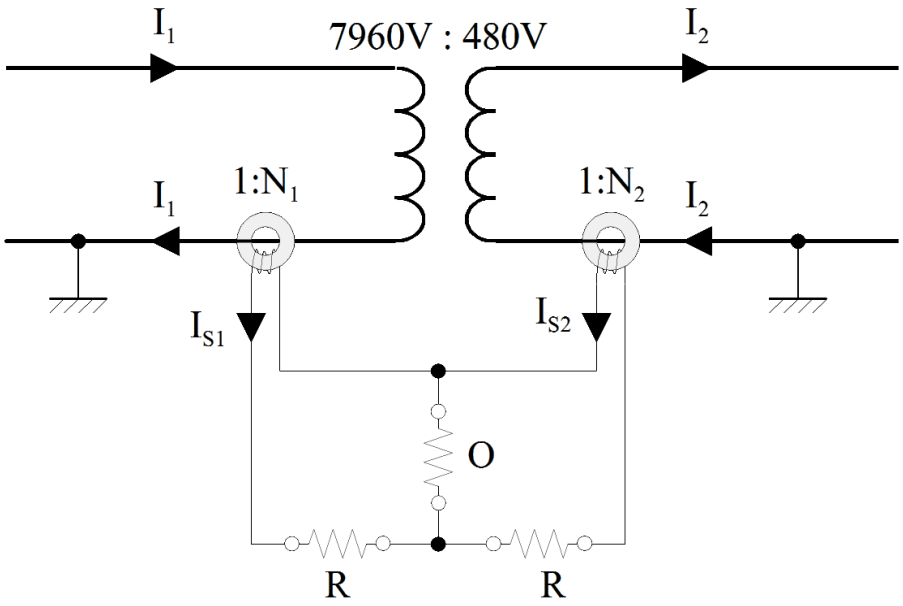


Figura 5.20: Protección diferencial de transformador monofásico

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

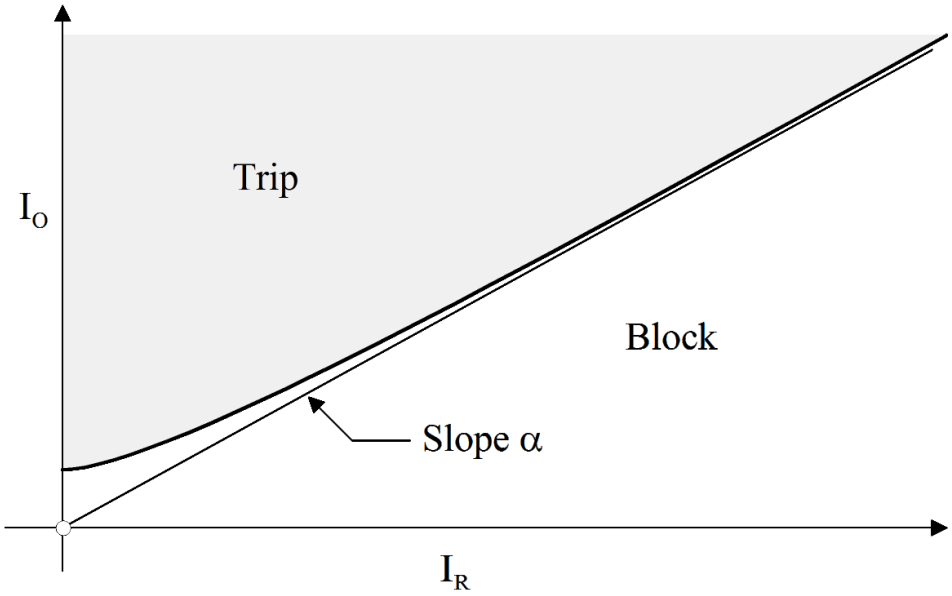


Figura 5.21: Respuesta del relé diferencial electromecánico

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:

$$\frac{norte_2}{norte_1} \quad \frac{7960}{277} \quad 18.736$$

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:

TC primario - 150: 5
TC secundario - 3000: 5

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

100 x (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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

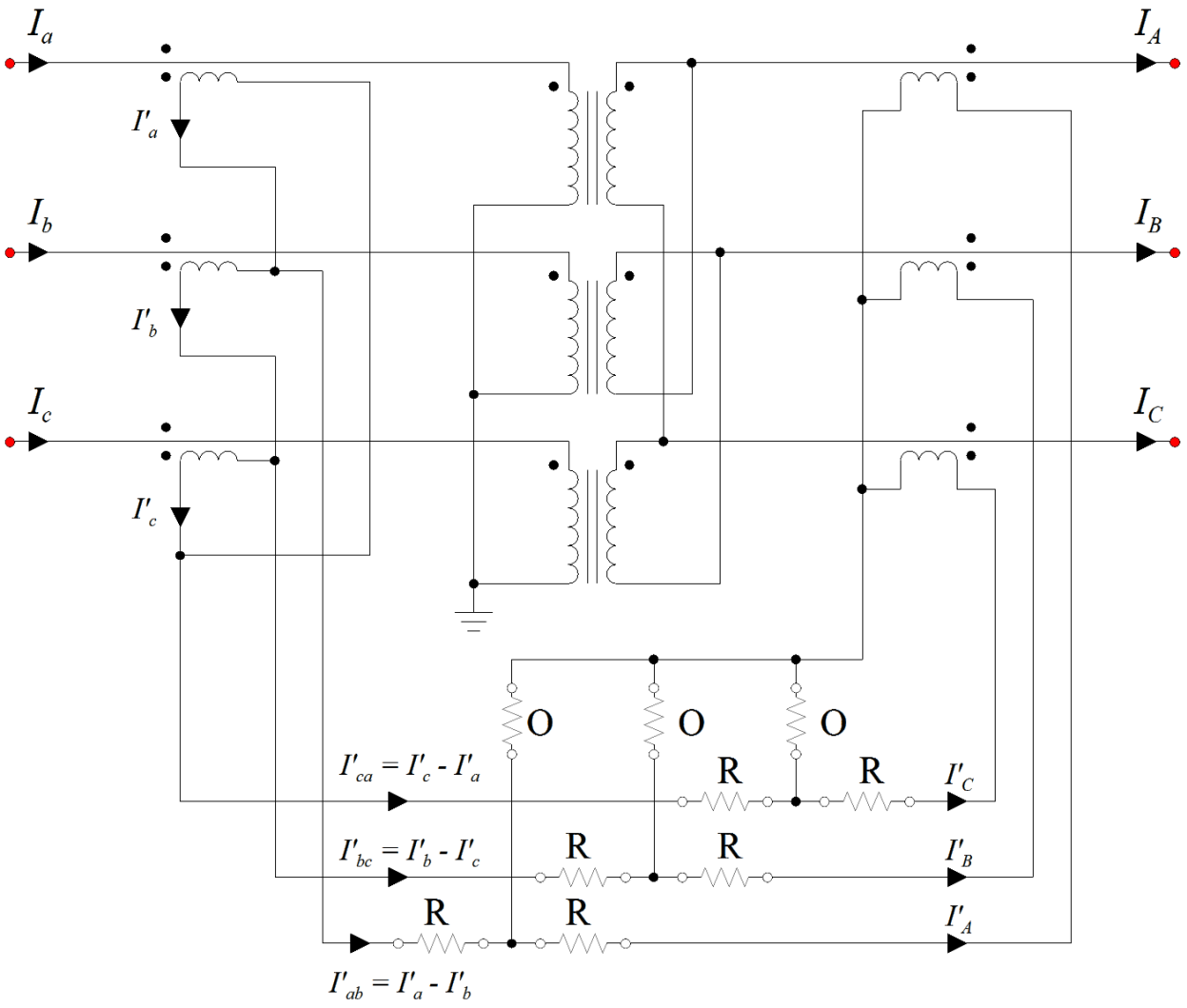


Figura 5.22: Protección diferencial de transformador trifásico conectado estrella-triángulo
(El lado delta es de alto voltaje y el lado de estrella es de bajo voltaje, conexión estándar)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

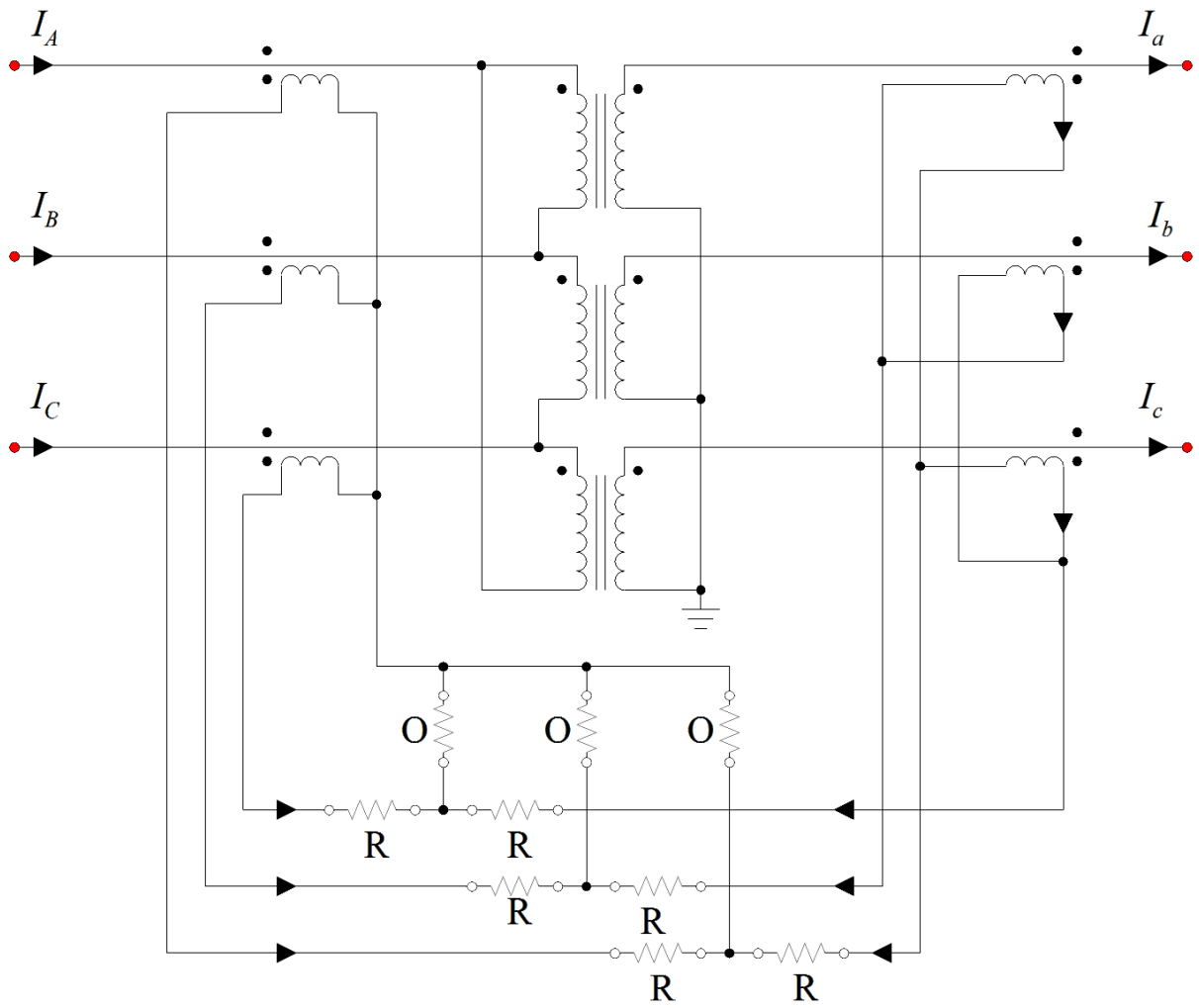


Figura 5.23: Protección diferencial de transformador trifásico conectado en estrella Delta
(El lado delta es de bajo voltaje y el lado de estrella es de alto voltaje, conexión estándar)

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

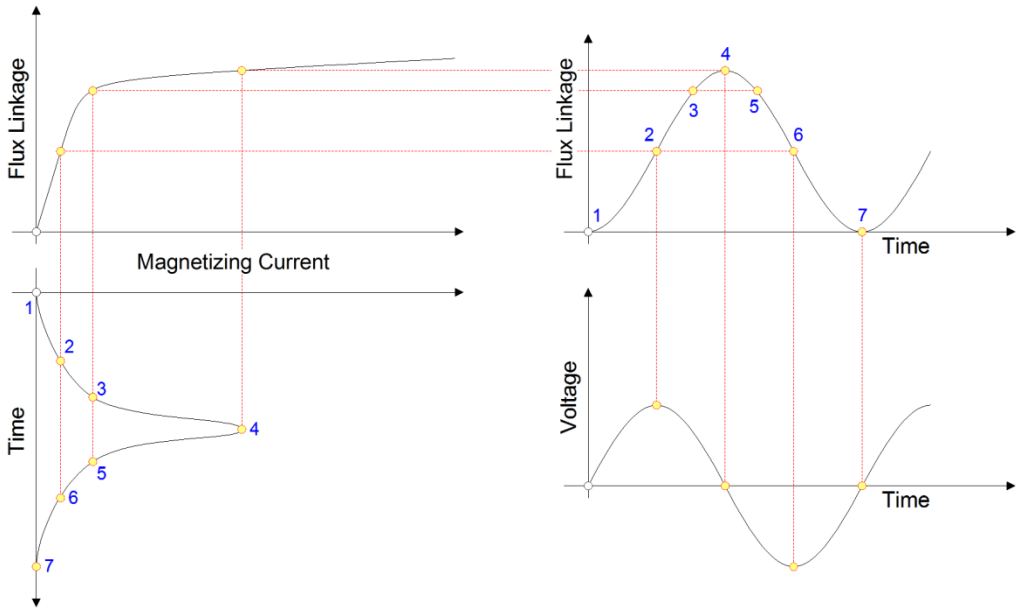


Figura 5.x: Fenómenos de generación de corriente de irrupción

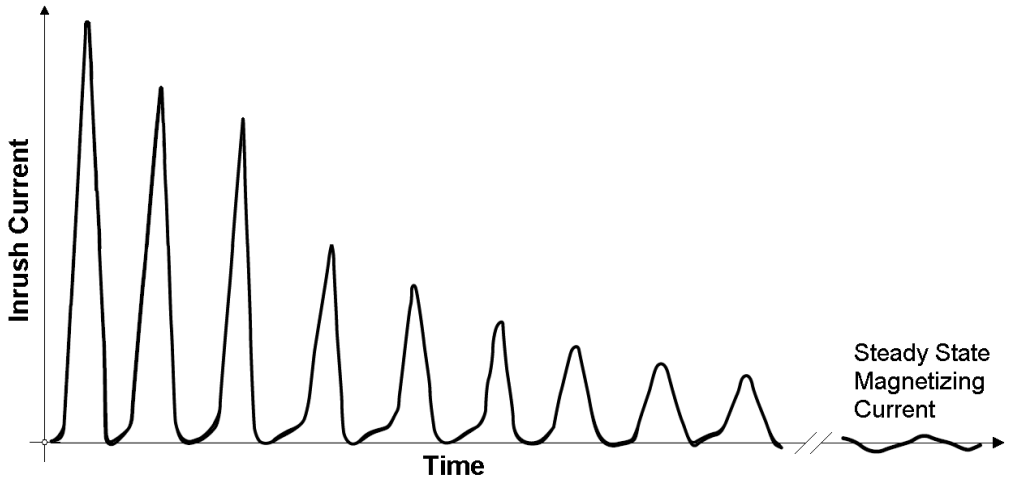


Figura 5.24: Forma de onda típica de la corriente de irrupción

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$e(t) \quad 2\sqrt{mi}\text{porque } t \quad 1{,}00) \text{ voltios}$$

donde: E = 14,44 kV, =377 segundos$_1$

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

$$I_{metro(}t) \quad I_0 \quad \frac{|\ (t)|}{0}^{8} \quad firmar(\ (t))$$

donde$_0$ es igual a 0.01 pu y $_0$ 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:

$$\frac{D\ (t)}{dt} \quad e(t)$$

La condición inicial del enlace de flujo del transformador es:

$$(0) \quad 0$$

$$(t) \quad \int_0^t mi(\ )\,D \quad \frac{\sqrt{2}mi}{}\text{pecado}(\ t \quad 1.0) \quad \frac{\sqrt{2}mi}{}\text{pecado}\ (1.0) \quad 54.1677\ \text{pecado}\ (\ t \quad 0{,}1) \quad 45.5806\ Wb$$

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

$$_{max\ (}t) \quad (54.1677)\ (\ 1) \quad 45.5806 \quad 99.748\ Wb$$

$$I_{metro,max\ (}t) \quad 0{,}01\ \frac{30\ 10_3}{14{,}4\ 10_3} \quad \frac{99.748}{54.1677}^{8} \quad (\ 1) \quad 2.7547\ A$$

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

$$\frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{a_{2^2} \quad B_2^2}$$

dónde: $a_2 \quad \int_0^T I_m t)\,\text{pecado}\,(norte\ t)\,dt \qquad B_2 \quad \int_0^T I_m t)\,\text{porque}\,norte\ t)\,dt$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

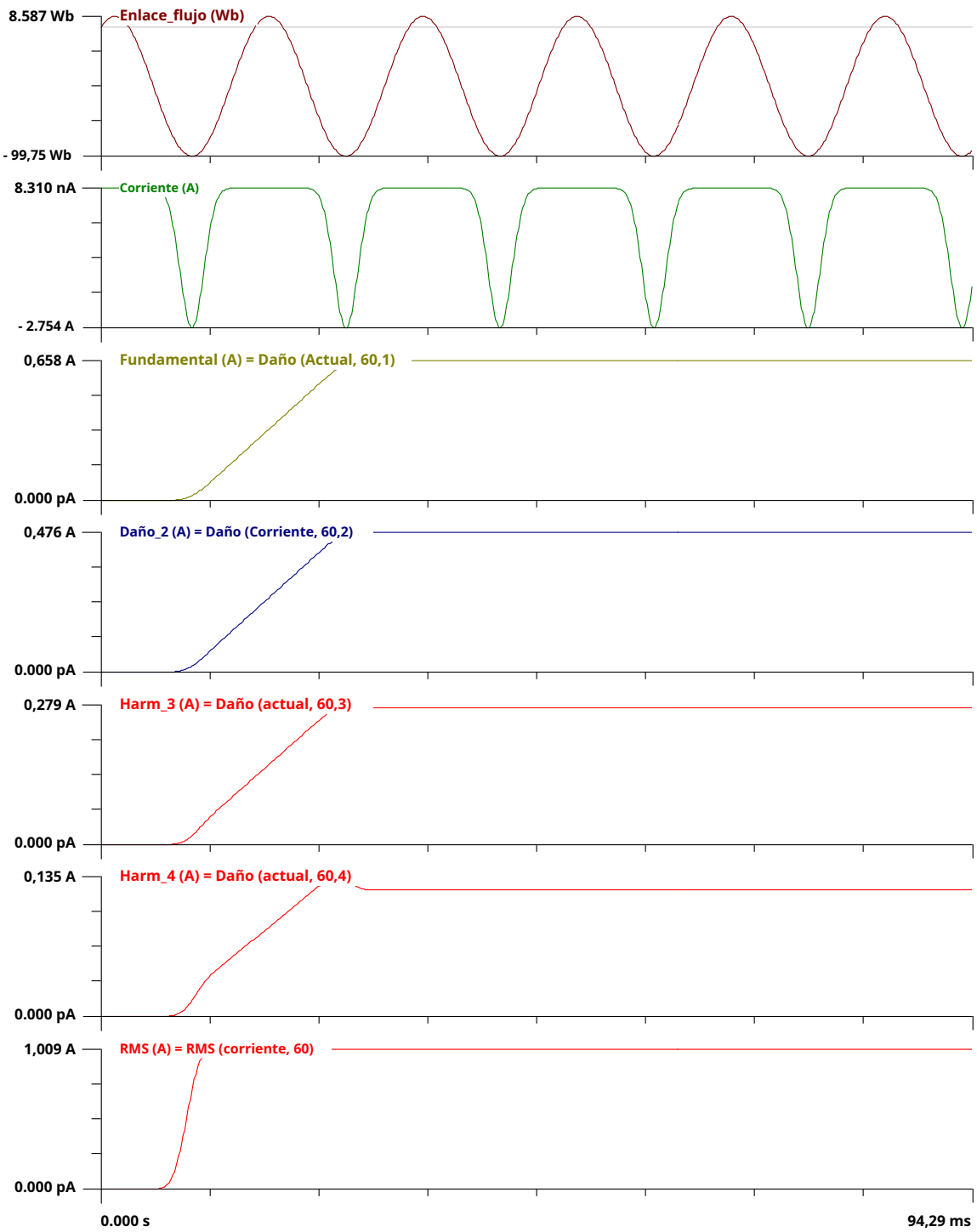
Las integrales anteriores se calcularon numéricamente para n = 0, 1, 2, 3 y 4 produciendo los armónicos correspondientes. Los resultados se enumeran en la Tabla E5.7:

Tabla E5.7 Armónicos de corriente de excitación

Orden armónico	Valor RMS (A)
corriente continua	- 0,525
Fundamental	0,658
2Dakota del Norte	0.475
3D	0,273
4th	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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

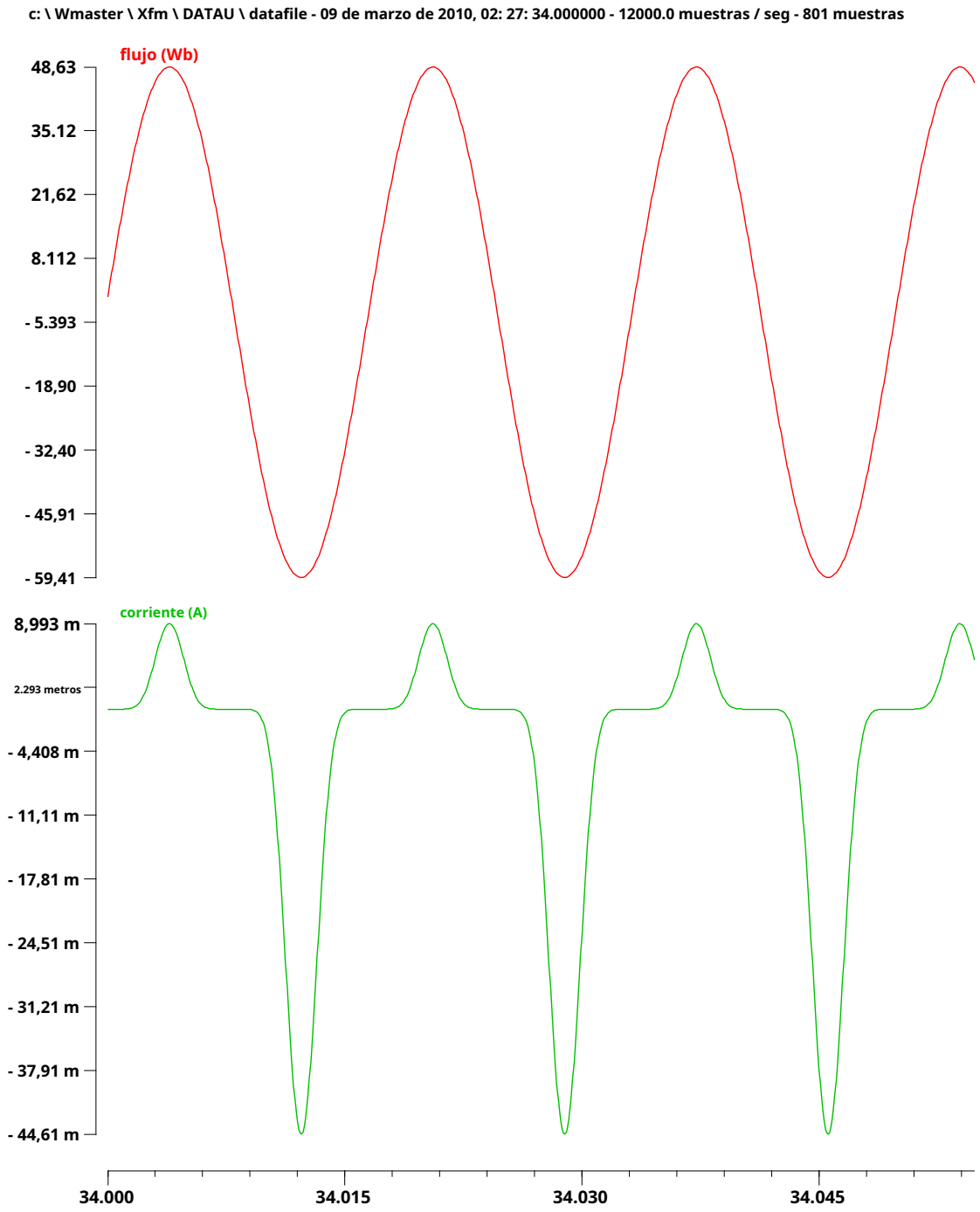


Figura E5.7a: Enlace de flujo y corriente de excitación para θ = 0.1

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

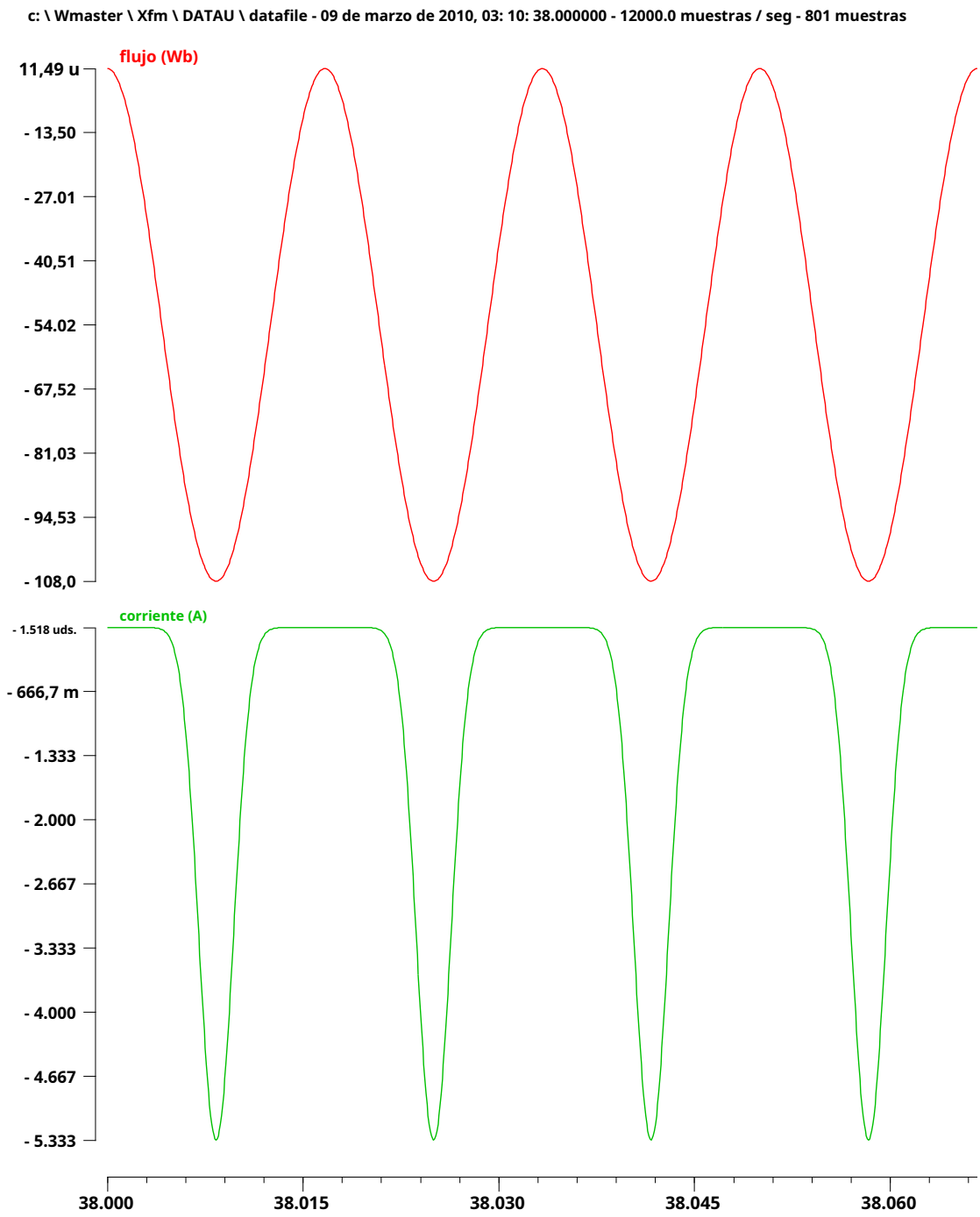


Figura E5.7b: Enlace de flujo y corriente de excitación para θ = π / 2

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

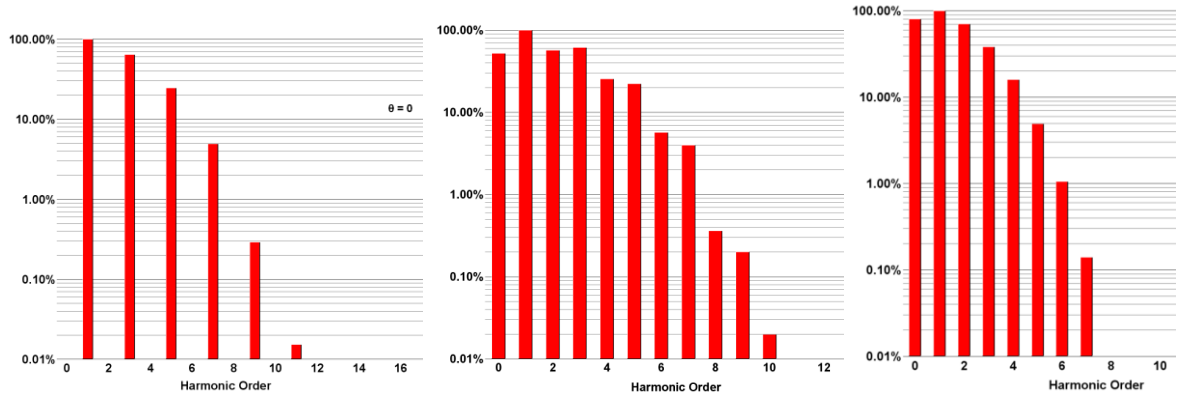


Figura E5.7c: Armónicos de corriente de excitación normalizados para θ = 0, θ = 0.1 rad y θ = π / 2 rad

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.

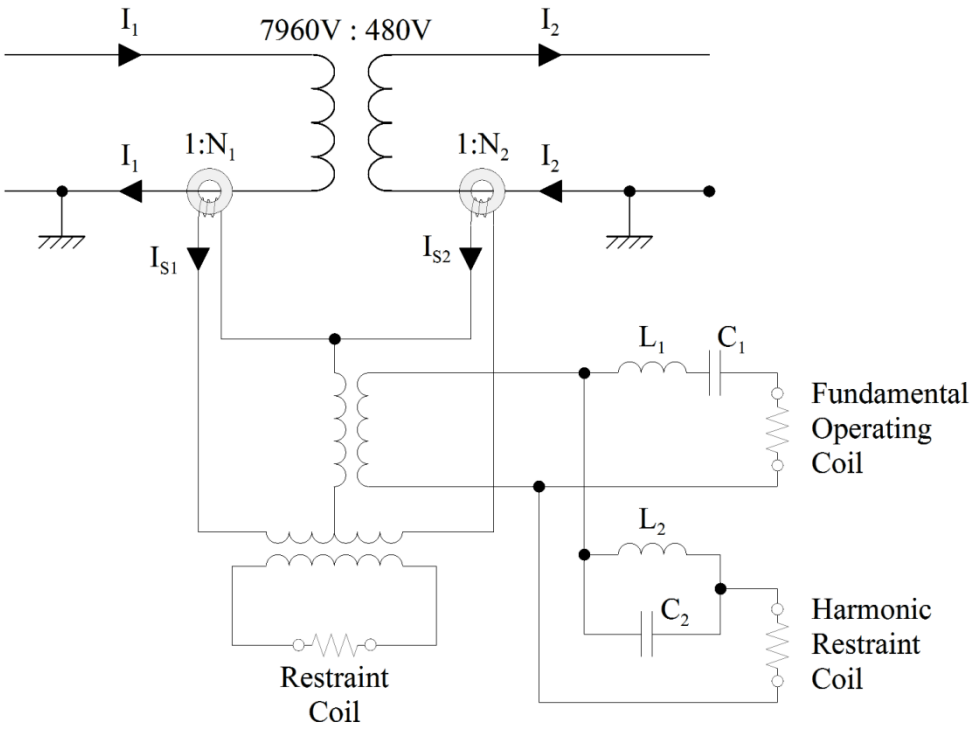


Figura 5.25: Respuesta del relé diferencial electromecánico

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

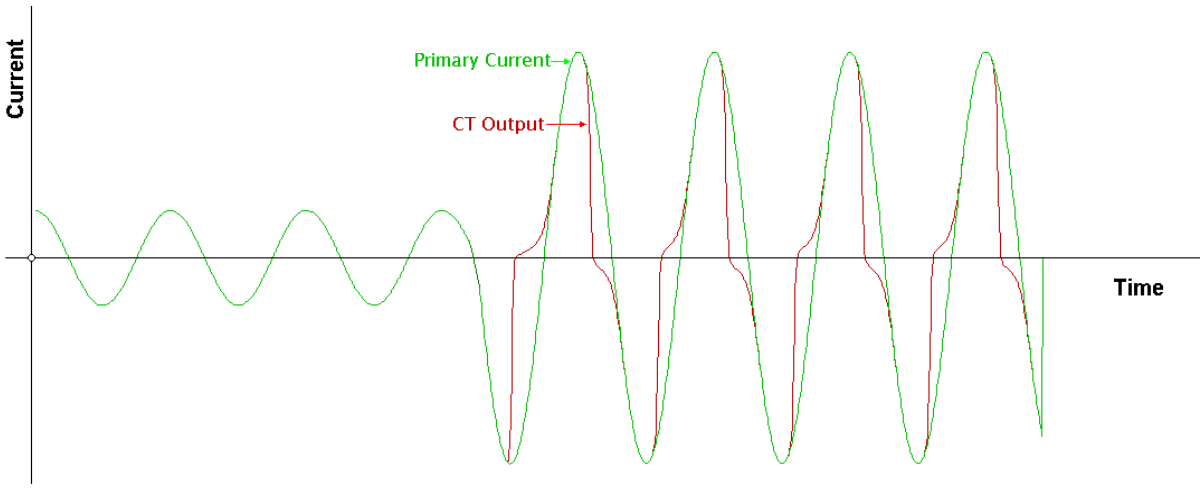


Figura 5.26: Forma de onda típica de corriente de TC saturada

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

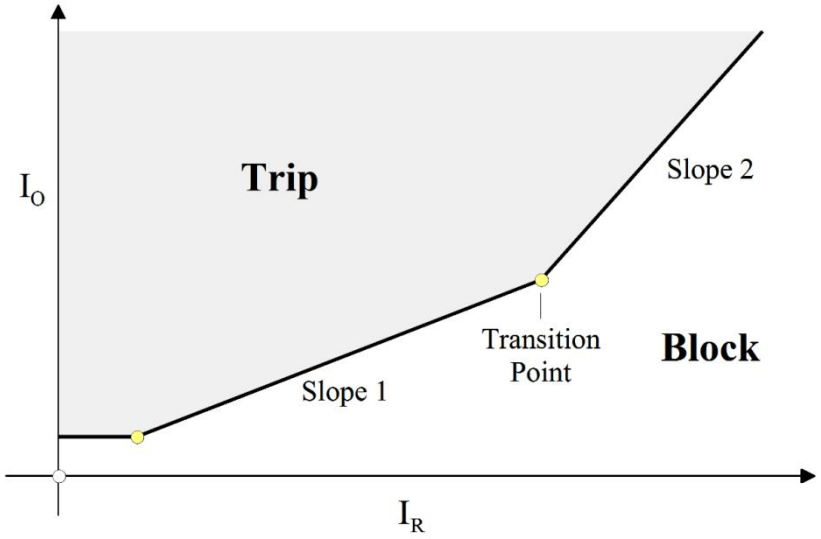


Figura 5.27: Protección diferencial de pendiente doble

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 deferenciales 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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

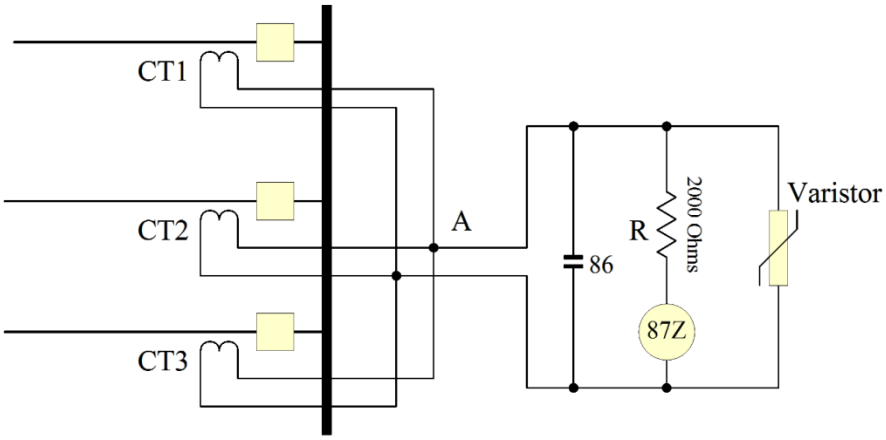


Figura 5.28. Protección de bus de relé de voltaje de alta impedancia

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$_W$ 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 ($V_{máx.}$) se puede expresar como:

$$V_{\max} \quad (R_W \quad R) \, F_{\,c} \frac{I}{norte}$$

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

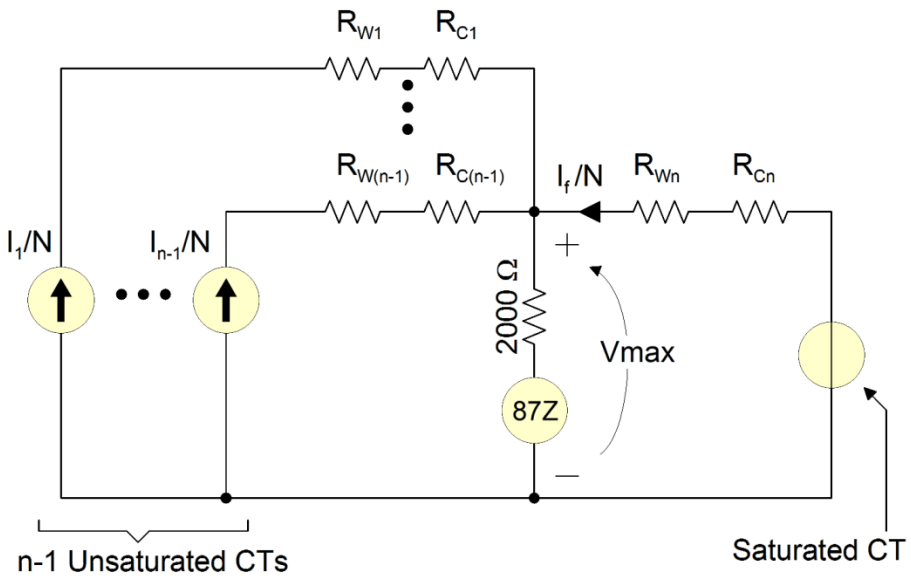


Figura 5.29. Circuito equivalente de relé de alta impedancia en caso de falla externa en el peor de los casos

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

$$V_R \quad K\,(R_W \qquad R)\frac{I_F}{norte}$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$$( ) = \frac{( )}{}$$

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

$$?? = \Lambda$$

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:

$2\Lambda > 2\Lambda_0$, cuyos rendimientos: $\frac{}{} > 2\Lambda_0$

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

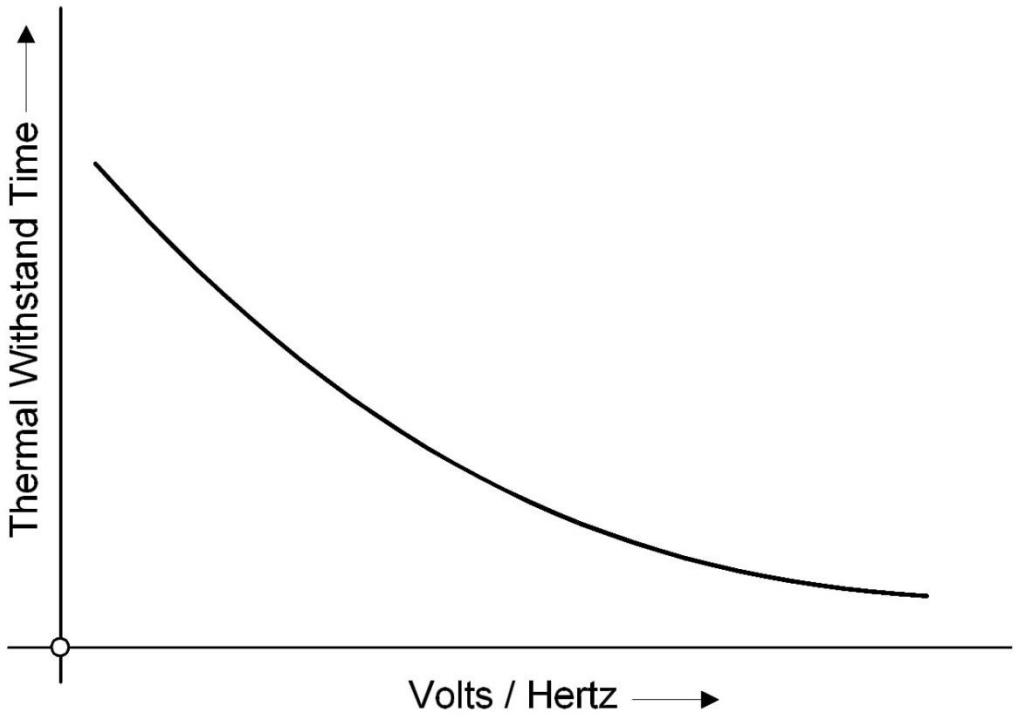


Figura 5.30: Capacidad de resistencia térmica de un dispositivo de núcleo saturable en función de Voltios por Hertz

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 hercio”. 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

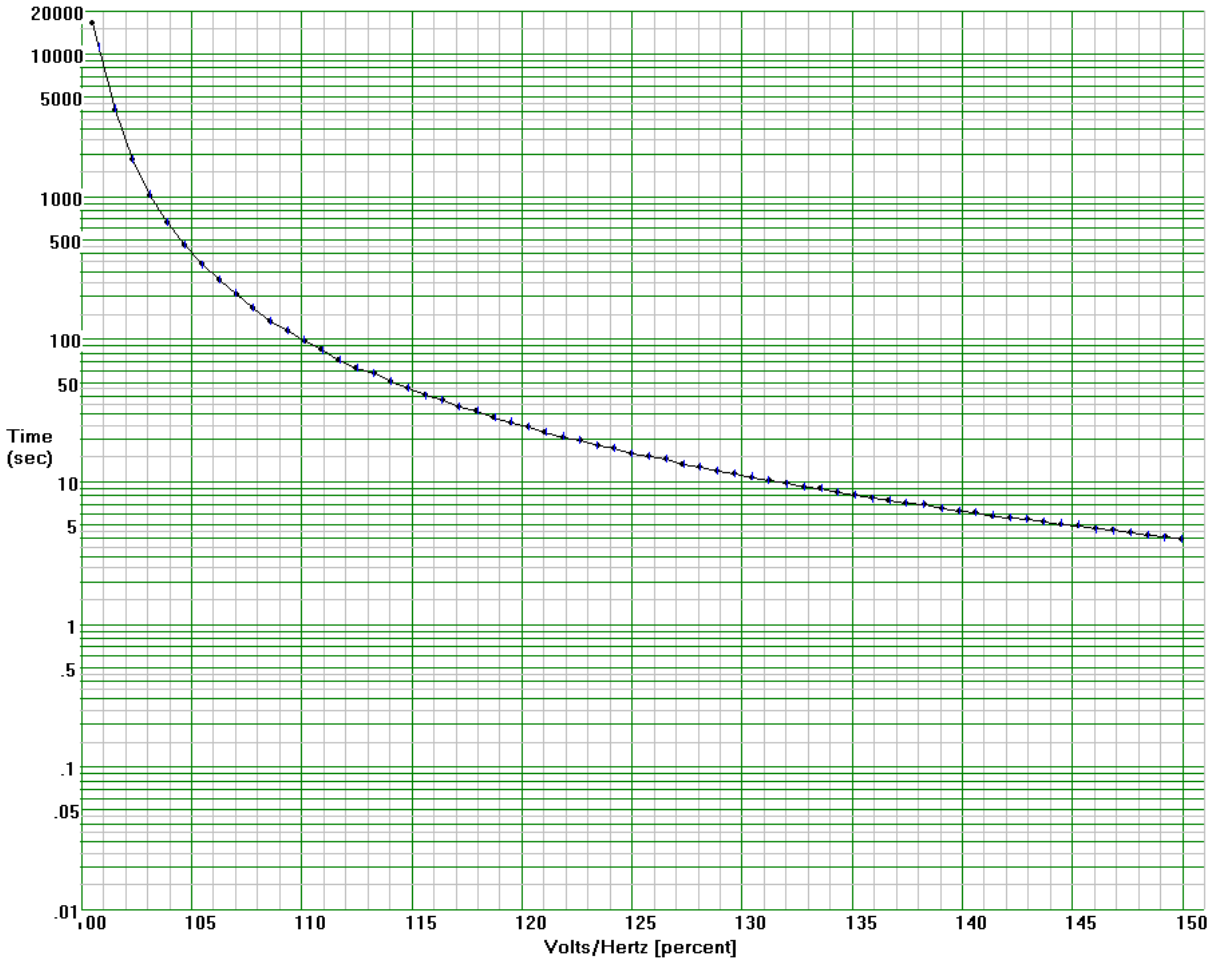


Figura 5.31: Ejemplo de interfaz de usuario de entrada de voltios por hercio basada en PC para relés (cortesía de SEL Inc.)

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:

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

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

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

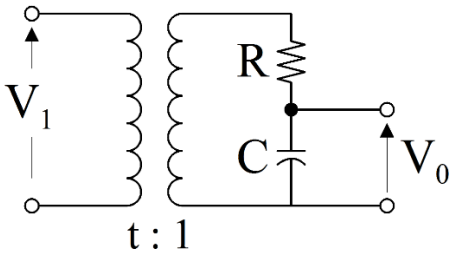


Figura 5.32 Implementación analógica de un relé de voltios sobre hercios

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.

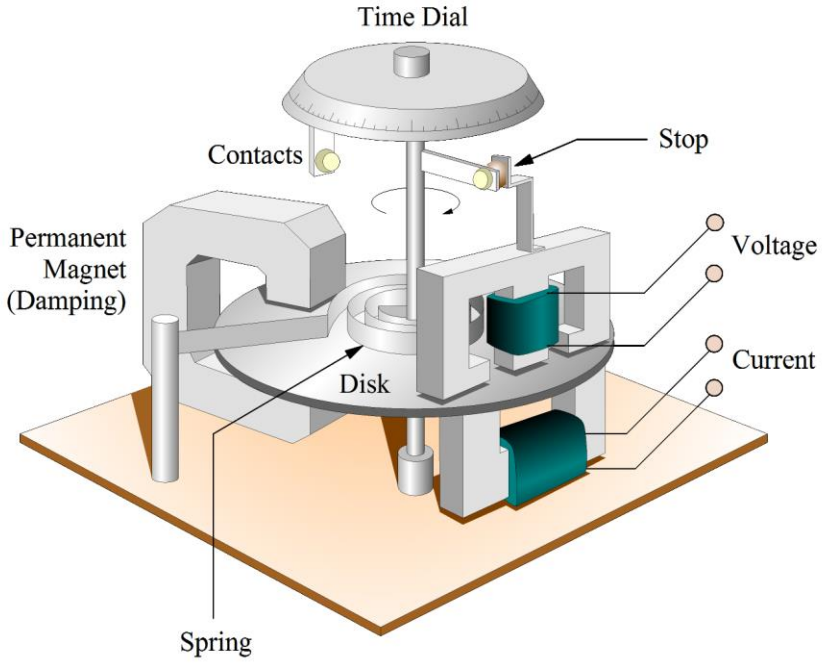


Figura 5.33 Relé direccional de sobrecorriente

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$$I_1(t) \quad 2I\sqrt{\text{porque } t \qquad)}$$

$$\text{eso)} \quad 2\sqrt{\left|\frac{V}{Z}\right| \text{ porque } t \; _z)}$$

Entonces el par desarrollado es:

$$T \quad I_{2\,D1} I \quad _{1\,D2} \quad \frac{2\,L_{2_{metro}} IV \text{ si norte}_2(\quad)}{Z}$$

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.

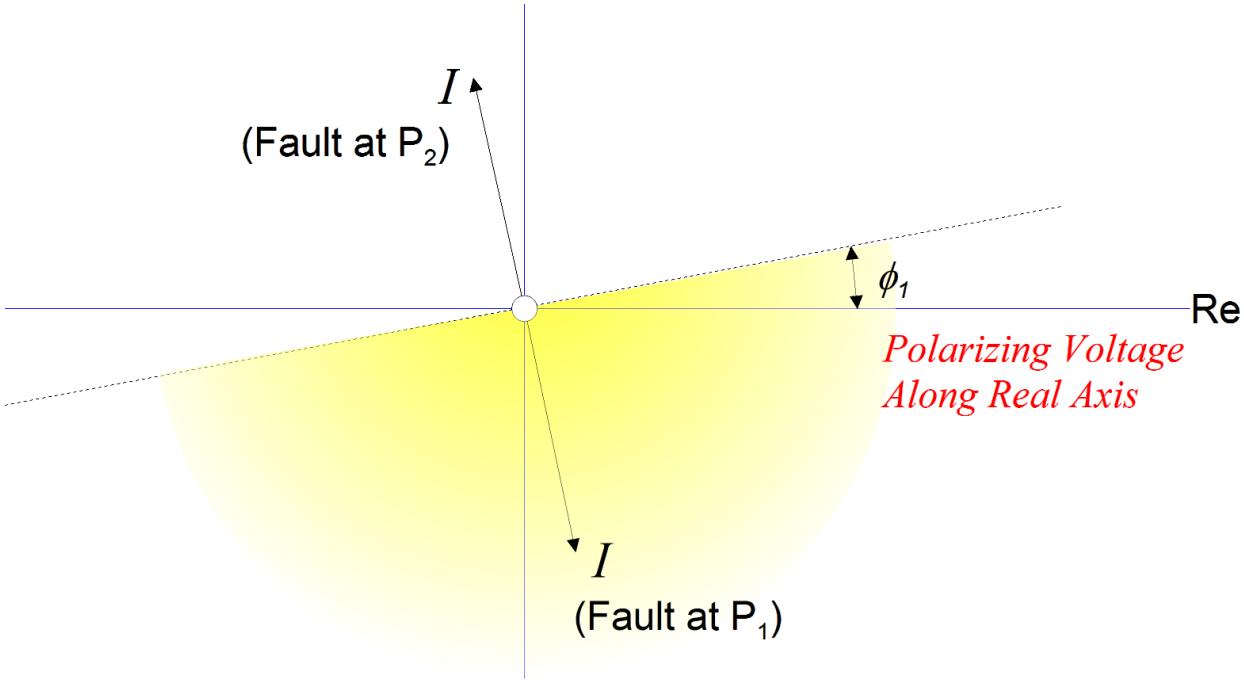


Figura 5.34 Región operativa de un relé direccional

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

la corriente hace que se dispare la sobrecorriente y la dirección de la falla hace que se dispare el relé direccional. Como hemos discutido el elemento de sobrecorriente en secciones anteriores, nos centraremos en el elemento direccional.

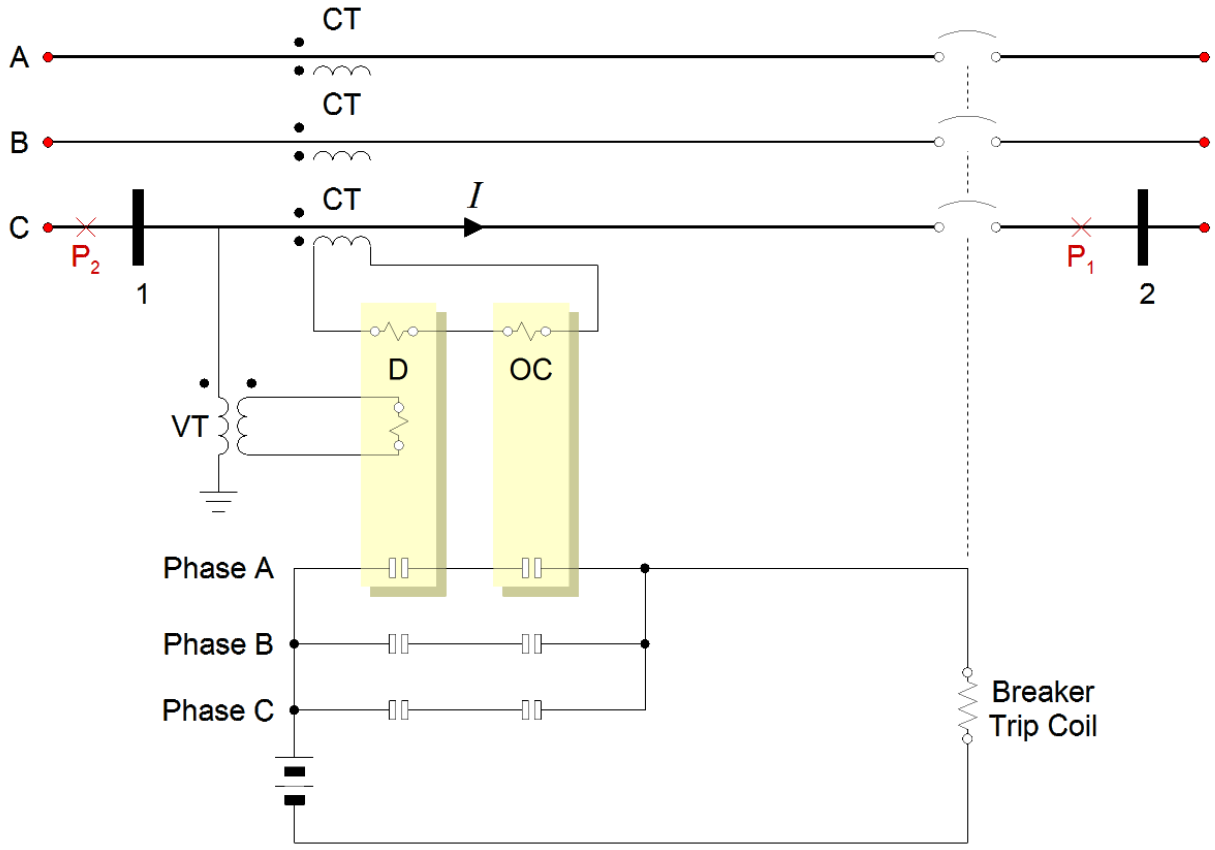


Figura 5.35 Representación esquemática de un relé de sobrecorriente direccional

Al combinar un elemento direccional y un elemento de sobrecorriente, se puede construir un relé que responderá a la falla en una dirección seleccionada desde la ubicación del relé. La característica de este relé se muestra en la Figura 5.36.

Las desventajas de los relés de sobrecorriente direccionales son:

1. La predicción del tiempo de disparo depende de la ubicación de la falla. Específicamente, el par depende de la magnitud del voltaje que puede depender de la ubicación de la falla.

2. Es muy difícil (en general imposible) coordinar relés de sobrecorriente direccionales en un sistema de transmisión de red.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

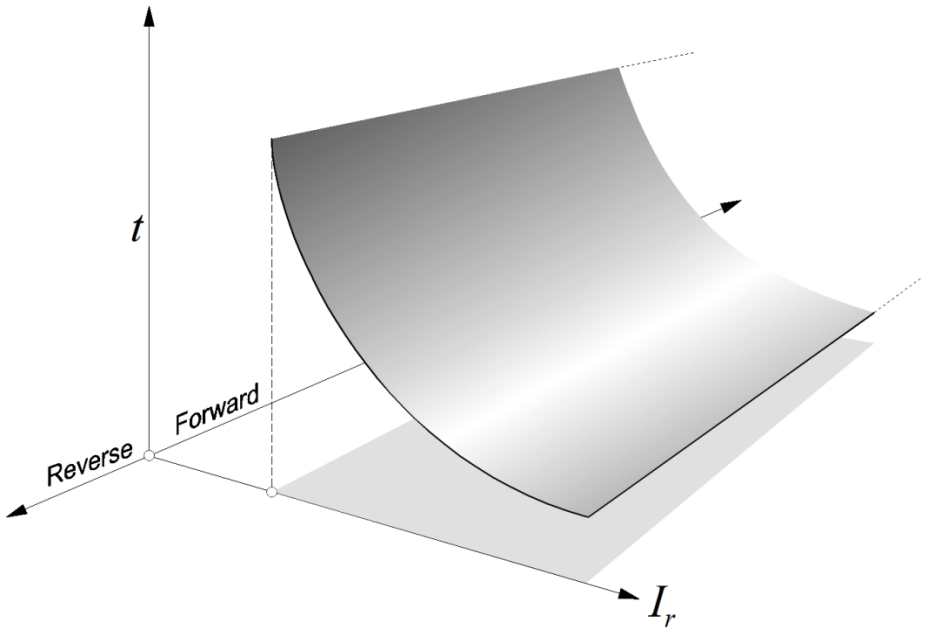


Figura 5.36 Característica operativa de un relé de sobrecorriente temporizado direccional

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 bc, cambio de fase de 90 grados

(b) b California,

(c) c 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

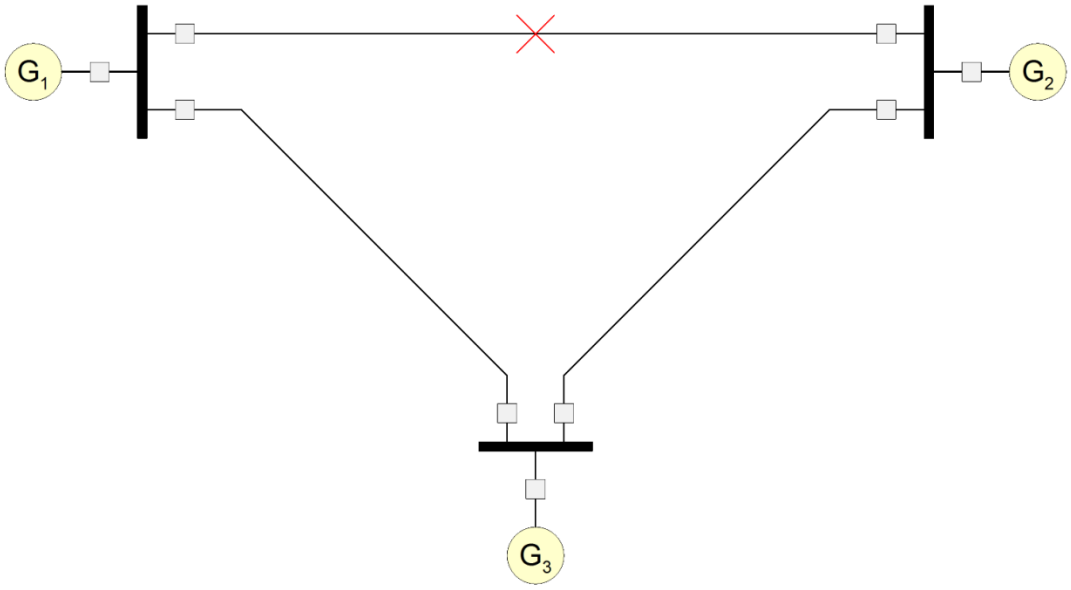


Figura E5.8 Aplicación de protección de sobreintensidad direccional en una transmisión de red Sistema

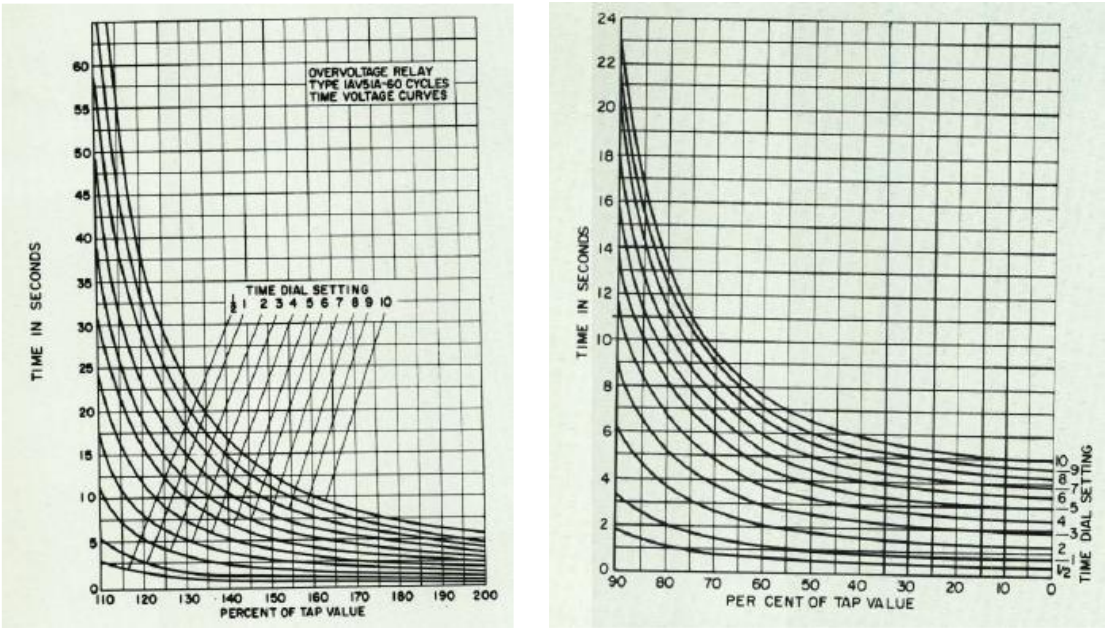
Solución: Primero el sho**r**Las corrientes del circuito t en la ubicación de cada relé se calculan y se ilustran en la figura E5.8a.

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).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019



(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:

$$PAG \frac{1}{norte} \sum_{I\,k\,norte1}^{k} v_a \; tetaa \; t \; I \; vtB \; I \; B \; I \quad v_C t \; I \; I \; t \; C \; I$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 F1 y F2. 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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

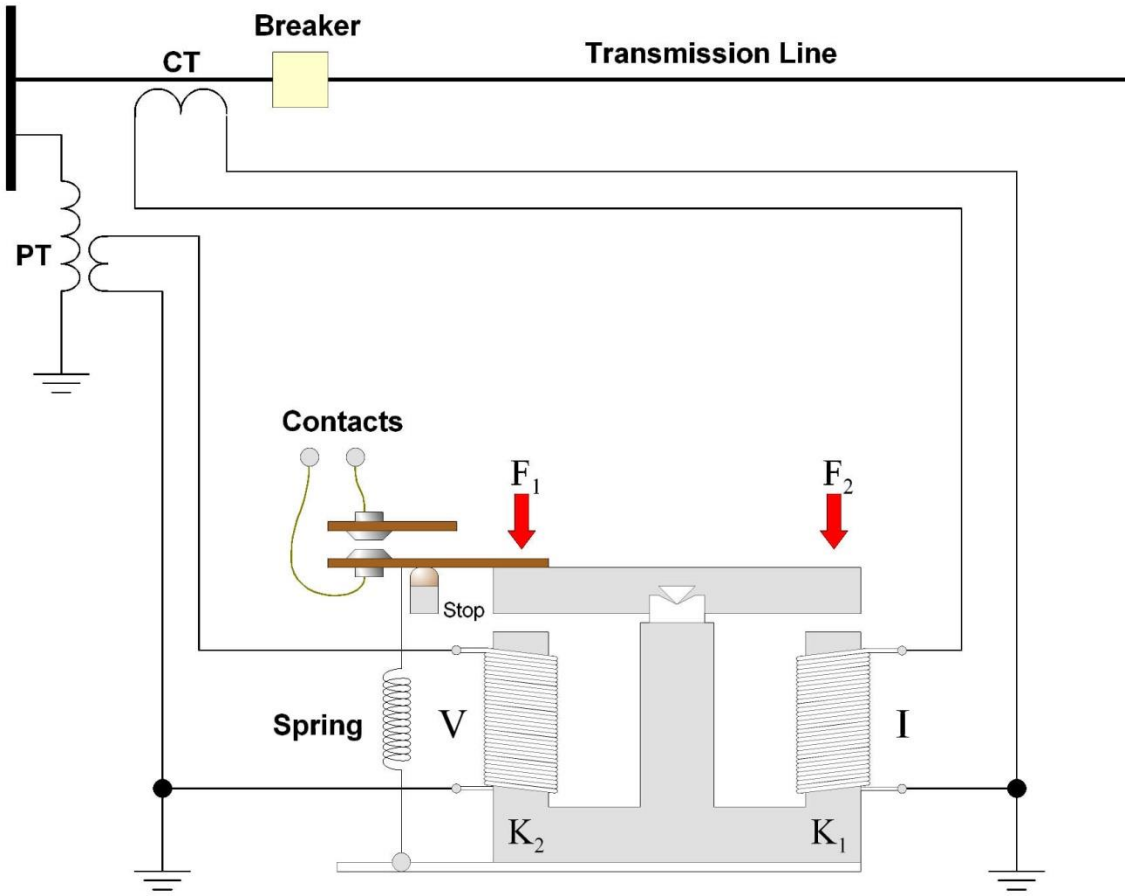


Figura 5.38 Implementación de haz de equilibrio de un relé de impedancia

$$F_1 \quad k_1 V^{\ 2}$$
$$F_2 \quad k_2 I^{\ 2}$$

El relé cerrará el contacto cuando:

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

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

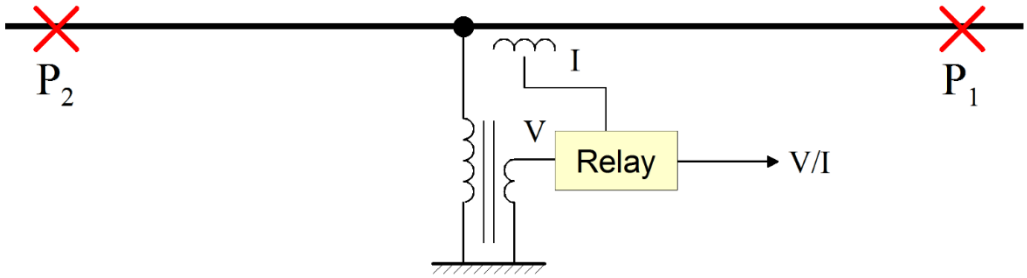


Figura 5.39. Ilustración de la aplicación del relé de impedancia (o distancia)

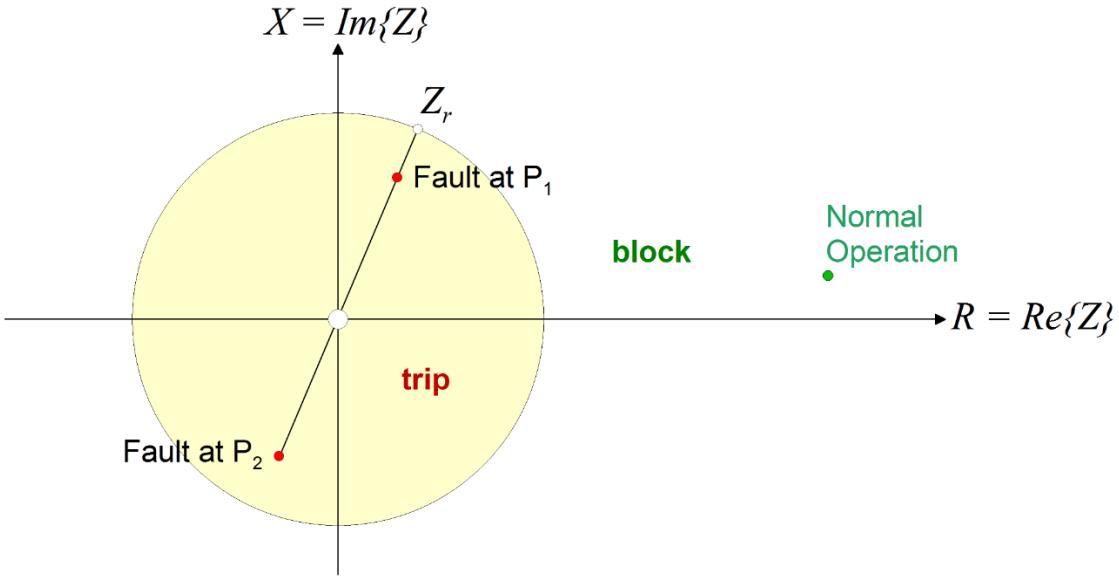


Figura 5.40. Región operativa de un relé de impedancia

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

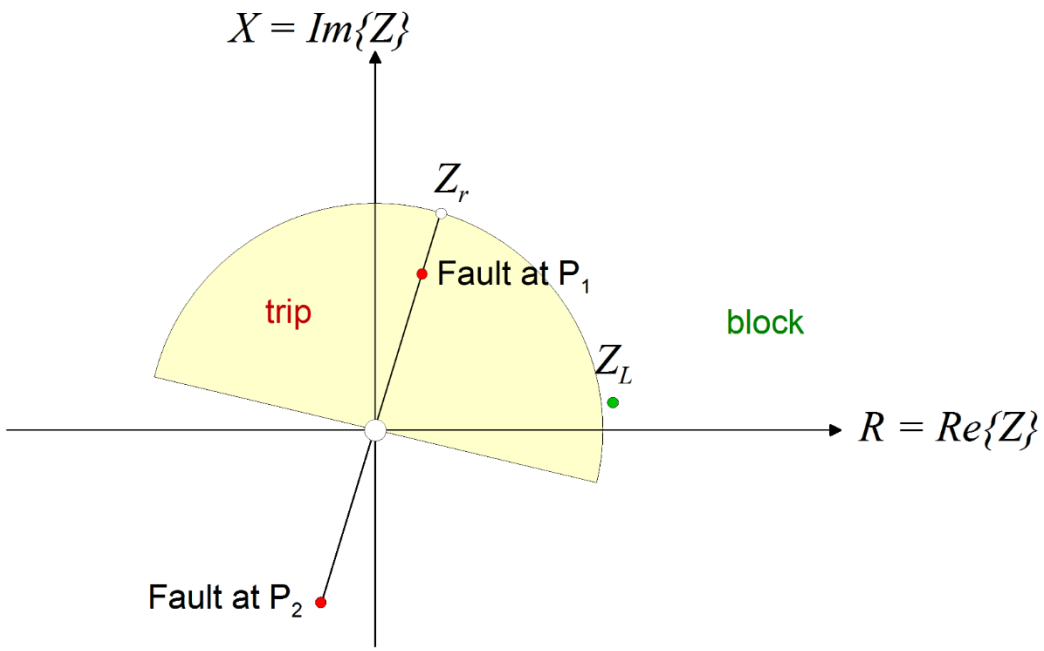


Figura 5.41 Región operativa de un relé de impedancia direccional

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

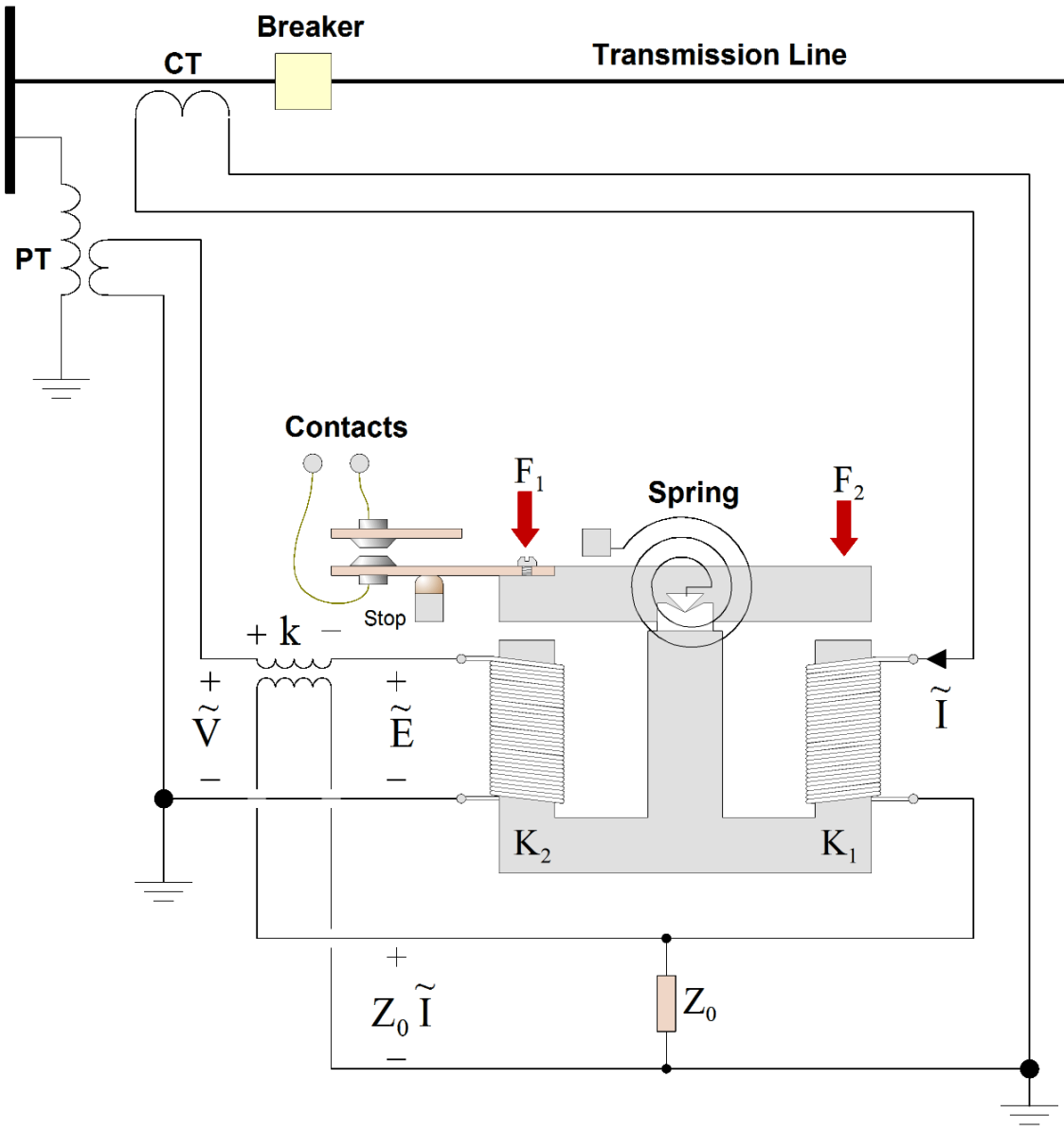


Figura 5.42 Implementación de relé de impedancia modificada mediante haz de equilibrio

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

$$\tilde{m}i\ \tilde{V}\ kZ_0I\ \tilde{V}\ a\tilde{i}\quad \tilde{}$$

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

$$F_1\quad k_1\left|\tilde{V}\ ai\ \tilde{}\right|^2$$

$$F_2\quad k_{22}I$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

El relé cerrará el contacto cuando:

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

Esto significa que la característica de funcionamiento del relé es un círculo de radio $\sqrt{k_2 / k}$ y con centro en el punto a (donde a es un número complejo igual a $k Z_0$). Si el valor absoluto de la compensación la cantidad a es igual al radio del círculo (k_2 / k) 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).

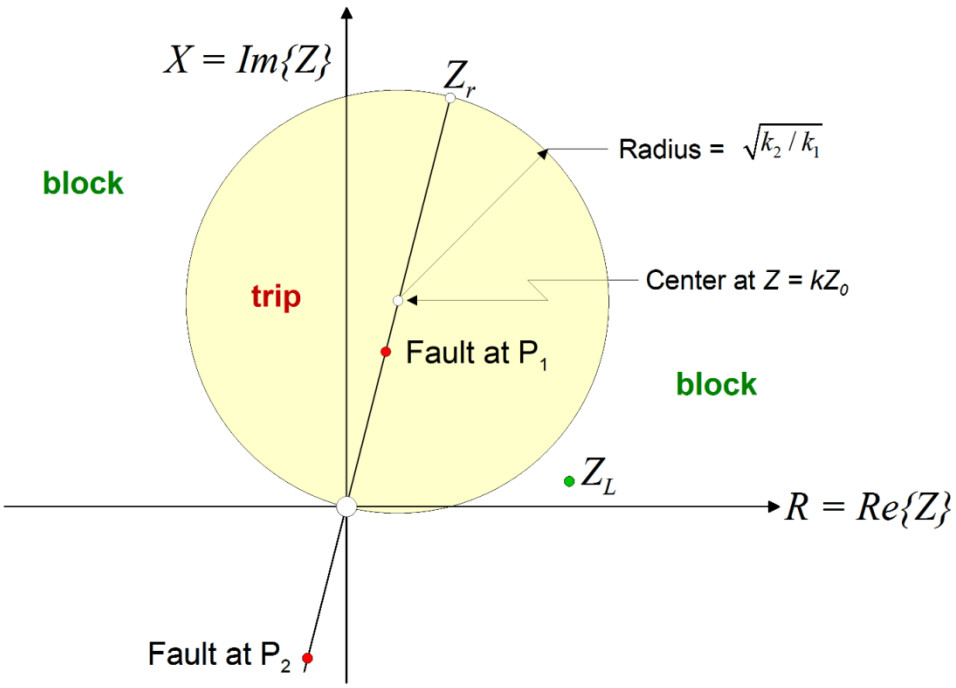


Figura 5.43 Región de funcionamiento de un relé de impedancia modificada

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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: $\frac{\tilde{V}_{1,1}}{\tilde{I}_1}$ 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.

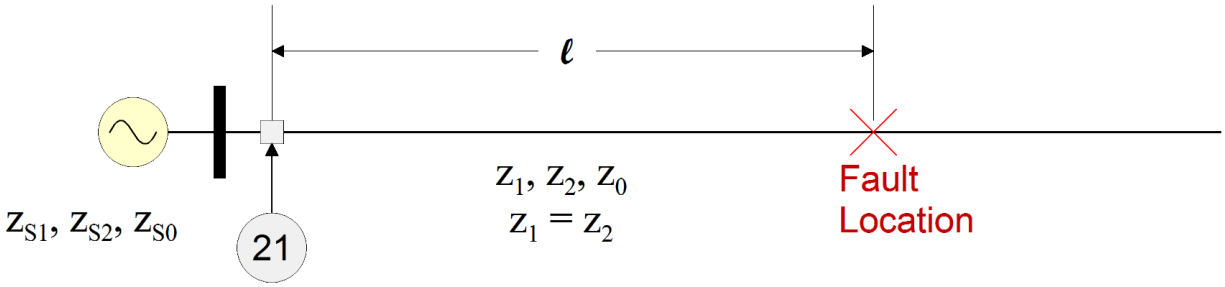


Figura E5.9 Línea de transmisión trifásica protegida con un relé de impedancia modificada

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

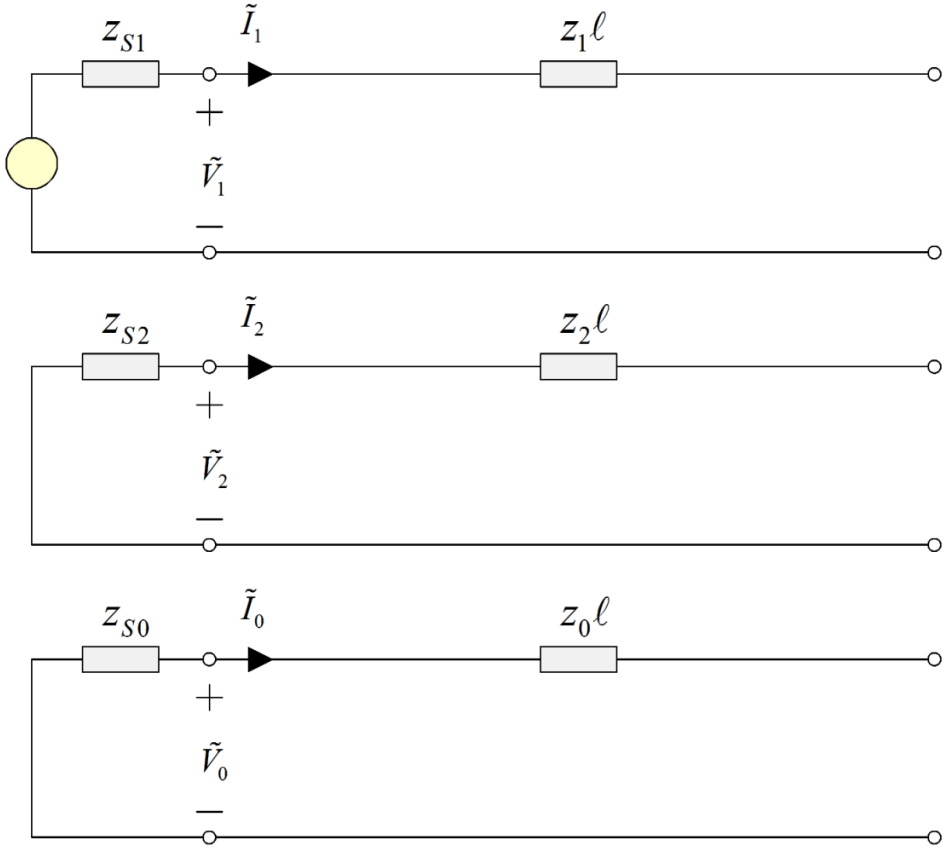
Tabla E5.9: Cálculos de relés

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

2	$\frac{\tilde{V}_1 \tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 \tilde{I}_2}$	$z_1\ell$	$z_1\ell$	
3	$\frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a \quad k\tilde{I}_0}$	$z_1\ell$		$z_1\ell$

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 $z_1\ell$. Por ejemplo, la primera cantidad proporciona el valor $z_1\ell$ para una falla trifásica, la segunda cantidad proporciona el valor $z_1\ell$ para una falla de línea a línea, y la tercera cantidad proporciona el valor $z_1\ell$ 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 disponible.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

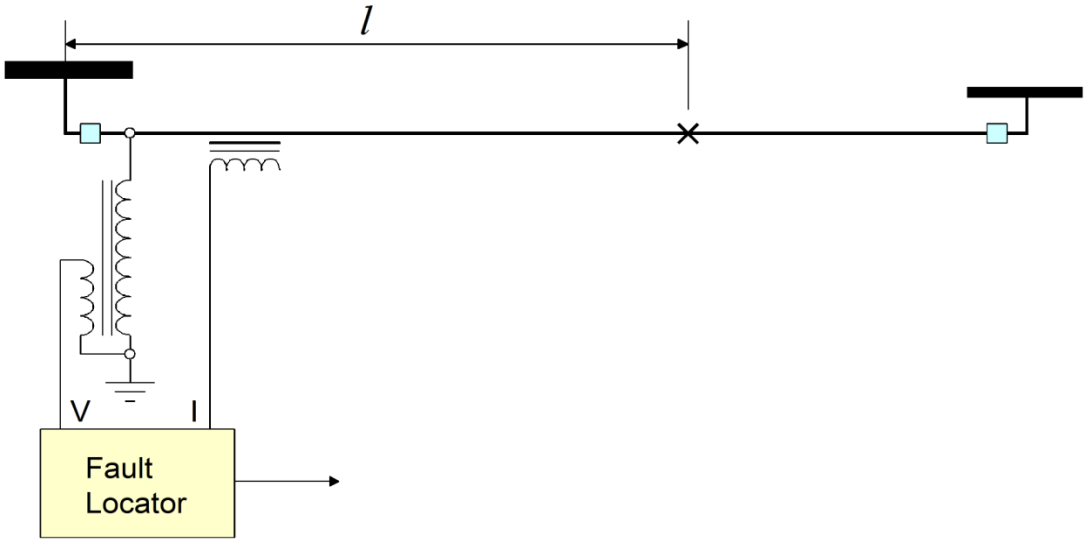


Figura 5.44 Principio de localización de fallas desde la impedancia del circuito hasta la falla

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

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

Por lo tanto:

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

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 (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.

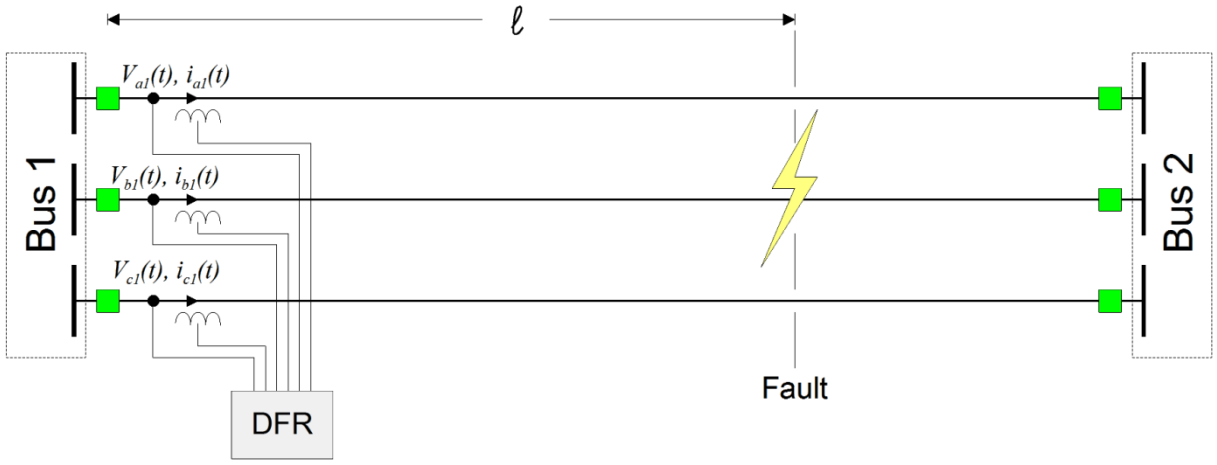


Figura 5.45 Ilustración de un circuito con falla con monitoreo de un solo extremo

El voltaje registrado en la fase con falla es:

$$\tilde{V}_F \quad (\quad X_{fa}\tilde{I}_a \quad X_{\text{pensión completa}}\tilde{I}_B X_{fc}\tilde{I}_C) \quad V_{arco}$$

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

$$\tilde{V}_F \quad (\quad X_{fa}\tilde{I}_a \quad X_{\text{pensión completa}}\tilde{I}_B X_{fc}\tilde{I}_C) \quad \text{soldado americano}_F$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Dividiendo partes reales e imaginarias:

$$V_{fr} \quad (X_{fa}\tilde{I}_a \quad \tilde{X}_{\text{pensión completa}}\tilde{I}_B X_{fc}\tilde{I}_{C)\,r} \quad \tilde{\text{soldado americano}}_{fr}$$

$$V_{fi} \quad (X_{fa}\tilde{I}_a \quad \tilde{X}_{\text{pensión completa}}\tilde{I}_B X_{fc}\tilde{I}_{C)\,yo} \quad \tilde{\text{soldado americano}}_{fi}$$

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 Determinan 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 Los componentes se muestran en la Tabla 5.x.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

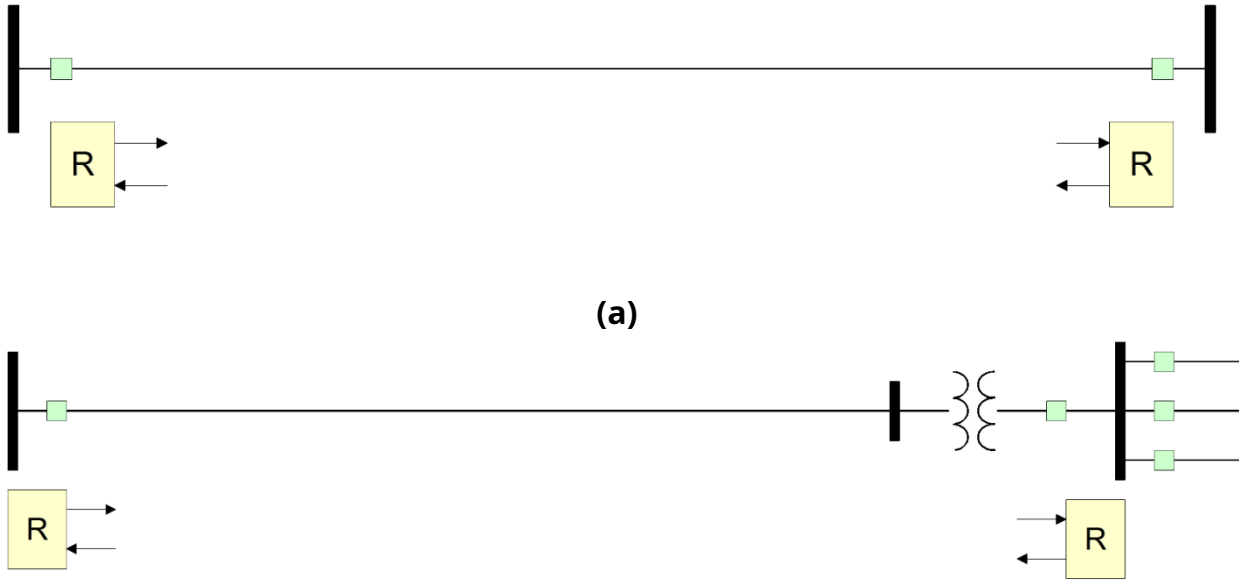


Figura 5.46. Retransmisión piloto - Disposición conceptual
a) zona de protección formada por una sola línea de transmisión
(b) zona de protección compuesta por línea más transformador

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

Medios de comunicación	Lógica	Viaje
Alambre piloto Linea telefonica 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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

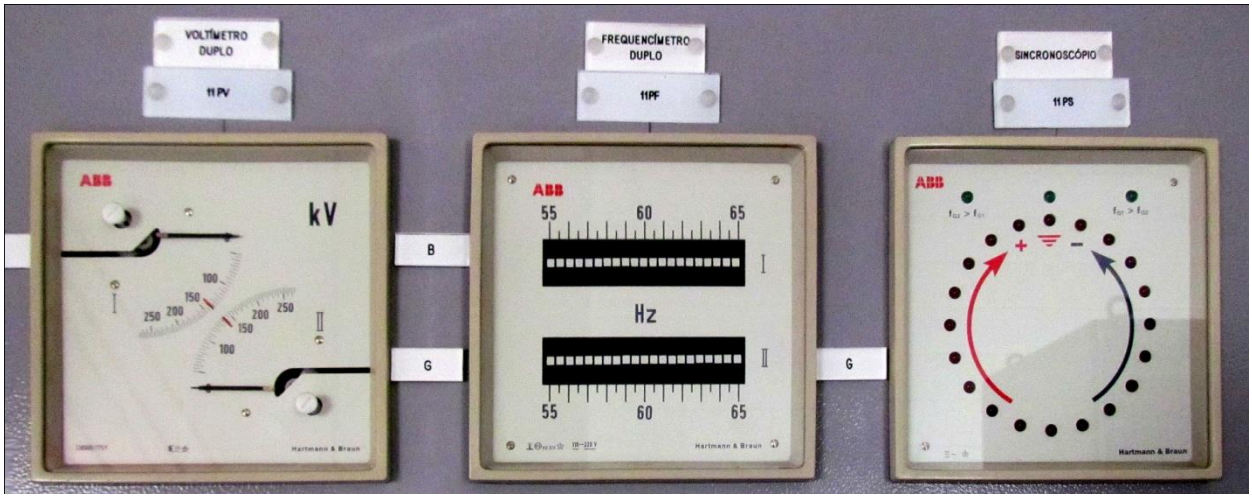


Figura 5.47 Implementación analógica de un relé de sincronización
(Foto cortesía de ArcelorMittal Tubarão, Vitoria, Brasil)

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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 la 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,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

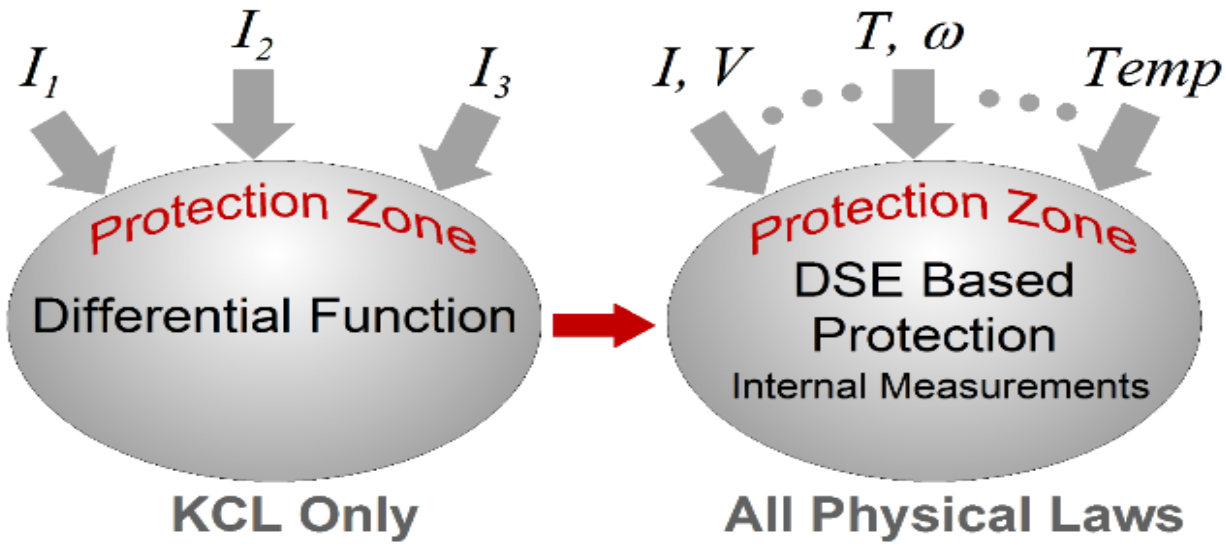


Figura 5.x: El concepto de protección basada en estimación de estado dinámico

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

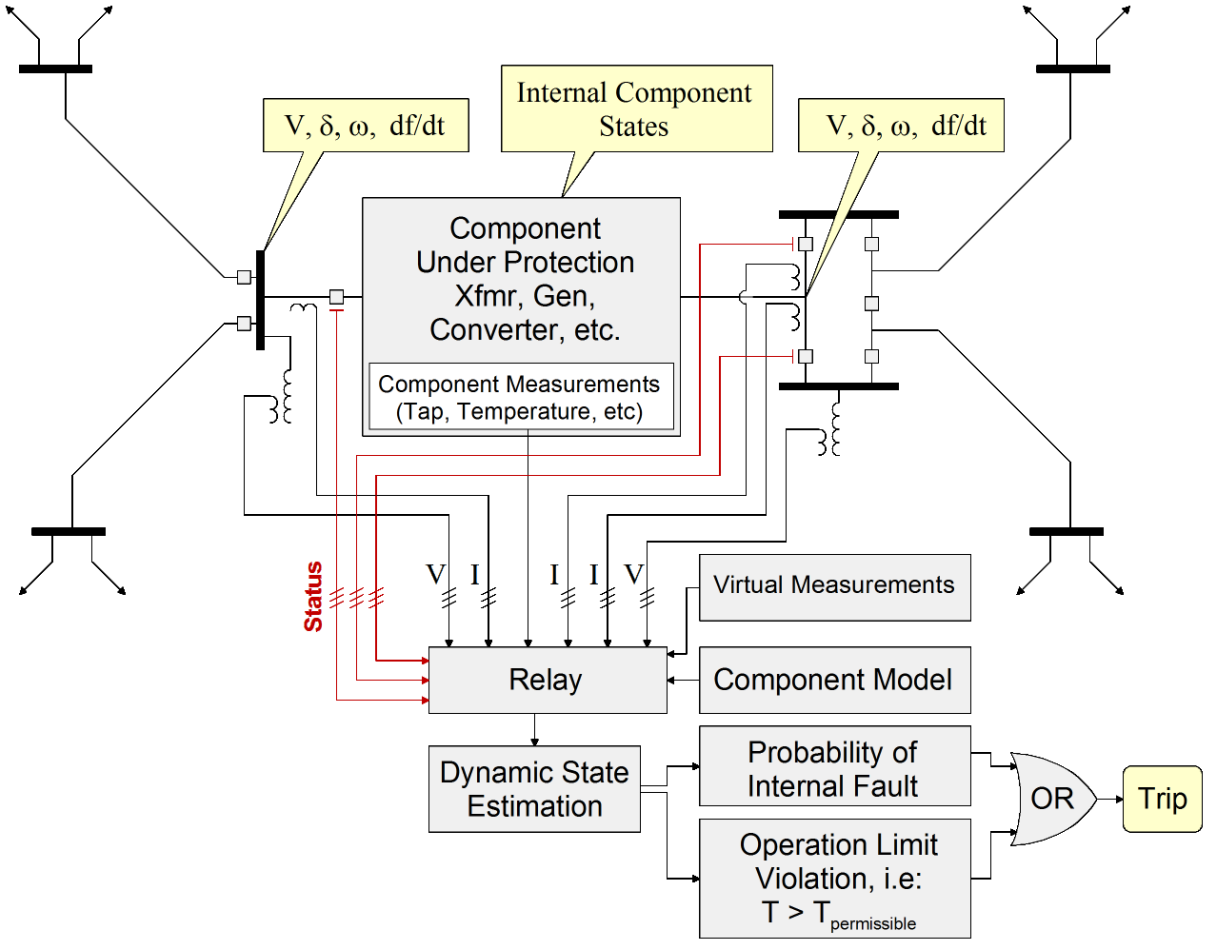


Figura 5.48: Protección basada en estimaciones estatales

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

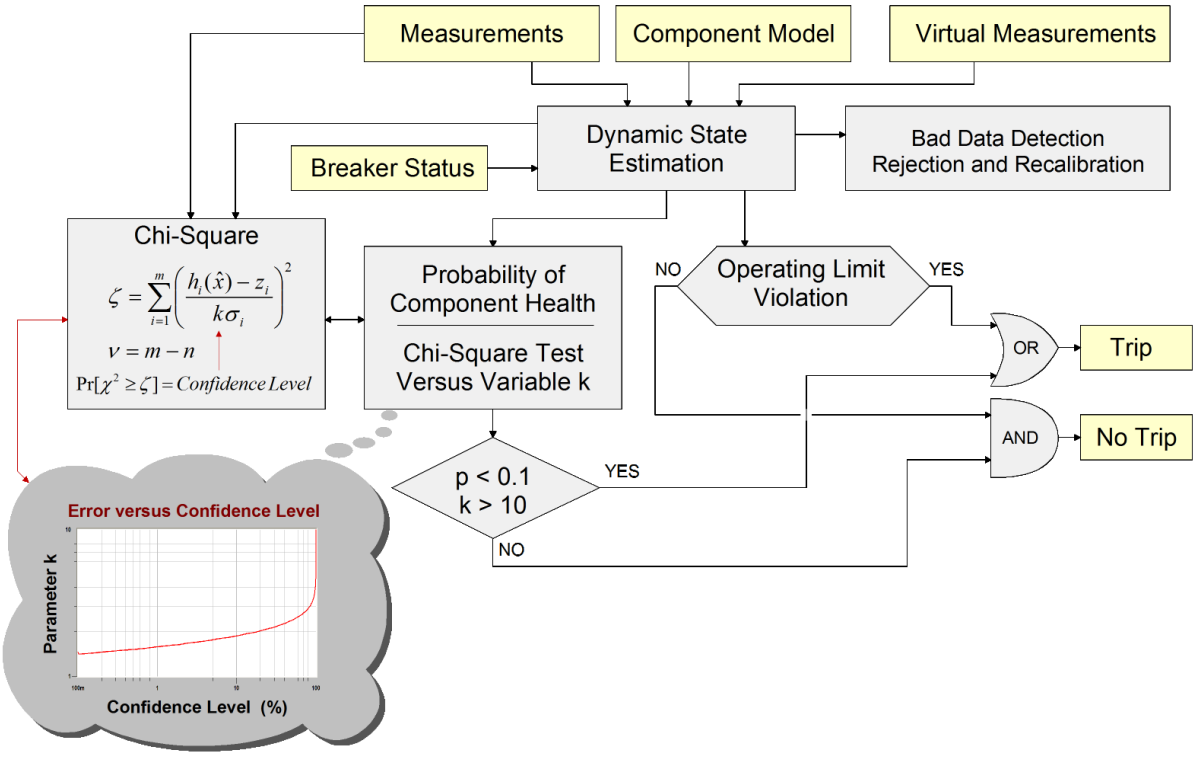


Figura 5.49: Lógica de protección en la protección basada en estimaciones de estado

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

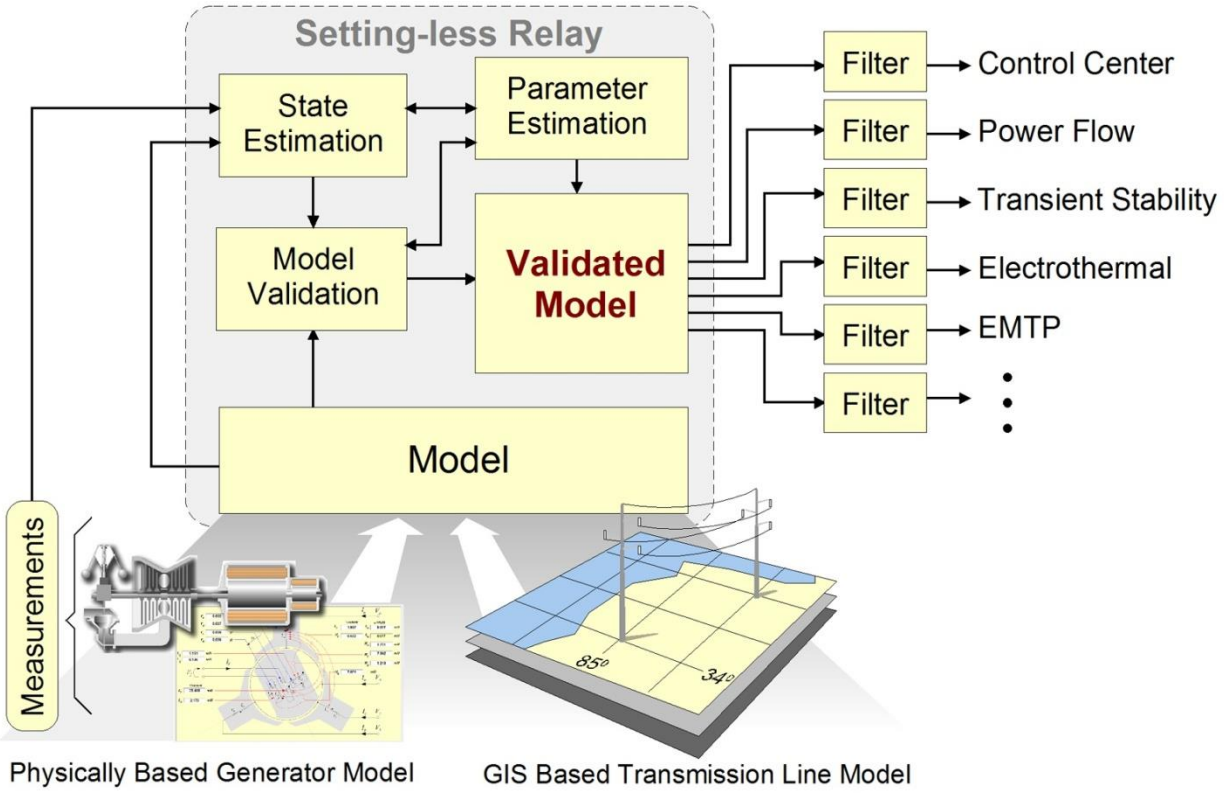


Figura 5.50: Enfoque general para la protección de componentes

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

(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.

$$eso)\ Y_{eqx1}\mathbf{X}(t)\ D_{eqxd1}\ \frac{D\mathbf{X}(t)}{dt}\ C_{eqc1}$$

$$0\ Y_{eqx2}\mathbf{X}(t)\ D_{eqxd2}\ \frac{D\mathbf{X}(t)}{dt}\ C_{eqc2}$$

$$\vdots$$

$$0\ Y_{eqx3}\mathbf{X}(t)\ (t)\mathbf{X}F_I\ \langle\ _{eqxx3}\rangle\mathbf{X}(t)\ C_{eqc3}$$

$$\vdots$$

Tenga en cuenta que las ecuaciones no lineales tienen un grado no superior a dos. Nos referimos a esto como el modelo dinámico cuadratizado. 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:

$$\begin{matrix} eso) \\ 0 \\ 0 \\ eso)_{metro} \\ 0 \\ 0 \end{matrix}\quad Y_{eqx}\mathbf{X}\quad \begin{matrix} \\ \\ \vdots \\ x^T F^{\ I}_{eqxx} X \\ \vdots \\ \\ \end{matrix}\quad B_{mj}$$

$$B_{eq}\quad norte_{eqx}\mathbf{X}(t\ h)\ METRO_{eq}eso\ h)\ K_{eq}$$

Dónde:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$\begin{matrix} \frac{4}{h} D_{D1} & Y_{eqx1} & \frac{8}{h} D_{eqxd'1} \\ D_{qxd'2} & \frac{h}{6} Y_{eqx2} & \frac{2h}{3} Y_{eqx2} \\ Y_{eqx3} & & 0 \end{matrix}$$

$$Y_{eqx} \quad \begin{matrix} \frac{1}{2h} D_{eqxd'1} & \frac{2}{h} D_{eqxd'1} & Y_{eq\ X1} \\ \frac{h}{24} Y_{eqx2} & D_{eqxd'2} & \frac{h}{3} Y_{eqx2} \\ 0 & & Y_{eqx3} \end{matrix}$$

$$F_{eqx} \quad \begin{matrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ F_{eqxx3} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & F_{eqxx3} \end{matrix}$$

$$norte_{eqx} \quad \begin{matrix} Y_{eqx1} & \frac{4}{h} D_{eqxd'1} \\ \frac{h}{6} Y_{eqx2} & D_{eqxd'2} \\ 0 & \end{matrix}$$

$$METRO_{eq} \quad \begin{matrix} I_{tamaño\ (i\ (t)} \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{2} I_{tamaño\ (i\ (t))} \\ 0 \\ 0 \end{matrix}$$

$$K_{eq} \quad \begin{matrix} 0 \\ hC_{eqc2} \\ C_{eqc3} \\ \frac{3}{2} C_{eqc_1} \\ \frac{1}{2} hC_{eqc2} \\ C_{eqc3} \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} \frac{1}{2} Y_{eqx_1} & \frac{5}{2h} D_{eqx_{D1}} \\ \frac{5h}{24} Y_{qx2} & D_{eqxd\ 2} \\ 0 & \end{matrix}$$

En resumen, la forma complementaria cuadrática algebraica del modelo dinámico de cualquier zona de protección se obtiene con dos procedimientos: (a) cuadratización del modelo, y (b) integración cuadrática. La cuadratización del modelo reduce las no linealidades del modelo de modo que el método de integración dinámica que se aplica al modelo cuadrático supone que las funciones varían cuadráticamente durante el paso de tiempo de integración.

Estimación de estado dinámico orientado a objetos: Cualquier medición, es decir, corriente, voltaje, temperatura, etc., puede verse como un objeto que consta del valor medido y una función correspondiente que expresa la medición en función del estado del componente. Esta función se puede obtener directamente (de forma autónoma) de la forma complementaria cuadrática algebraica del componente. Debido a que la forma algebraica complementaria es cuadrática como máximo, el modelo de medición también será cuadrático como máximo. Por lo tanto, el modelo de medición orientado a objetos se puede expresar como la siguiente ecuación estándar:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$z_k(t) \quad a_k \quad xt_{eso} a_k{}_I() \qquad {}_{eso} \quad x_{sd}(t)$$

$$B_k \quad X_{I(}t) \quad X_j()t \quad B_k \quad {}_{yo,\,j,\,t\,\,\,yo,\,j,\,t_{metro}} \quad xt_{soy}() \; xt \quad B_{jk}() \quad {}_{yo,\,j,\,t,\,t\,\,\,yo,\,j} \quad X_{I(}t) \quad X_{j(}t_{m}), \qquad (1)$$

$$C_{k(}t) \quad {}_{k,}$$

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:

$$z_{j(}t) \quad X_{j(}t) \quad {}_{j.} \qquad (2)$$

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:

$$z_j \; t \; o \; t \quad {}_{metro}{}^{k} \quad Y_{eqx}\mathbf{X} \quad x \; F_k^T \quad {}_{eqxx}X \quad B_{eq}{}^{k} \qquad (3)$$

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:

$$0 \quad Y_{metro}{}_{eqx}\mathbf{X} \quad x \; F_{metro}^{T} \quad {}_{eqxx}X \quad B_{eq}{}^{metro} \qquad (4)$$

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:

$$z \quad h \quad x, t, t_{metro} \qquad C \quad a_T X \quad t \quad bxt_{metro}^{T} \qquad xt \qquad X^T \; t_{metro} \quad F \begin{matrix} X \; t \\ xt_{metro} \end{matrix} \quad , \qquad (5)$$

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:

$$Minimizar \; J \; (x, \; t) \quad z \quad h \; (x, \; t, \; t_{metro)} \; {}_T W \quad z \quad h \; (x, \; t, \; t_{metro)} \; , \qquad (6)$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

$$X_{j1} \quad X_j \quad (H_T W H)_1 H_T W (z \quad h(\hat{x}_j, t)), \qquad (7)$$

dónde 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:

$$_{metro\ norte,} \qquad \sum_{I1}^{metro} \frac{h(\hat{x}) \quad z}{k_I}^2, \qquad (8)$$

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:

$$\Pr[\ _2 \quad k\ ] \ 1.0 \ \Pr[\ _2 \quad k\ ] \ 1.0 \ \Pr(\quad k, \nu). \qquad (9)$$

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

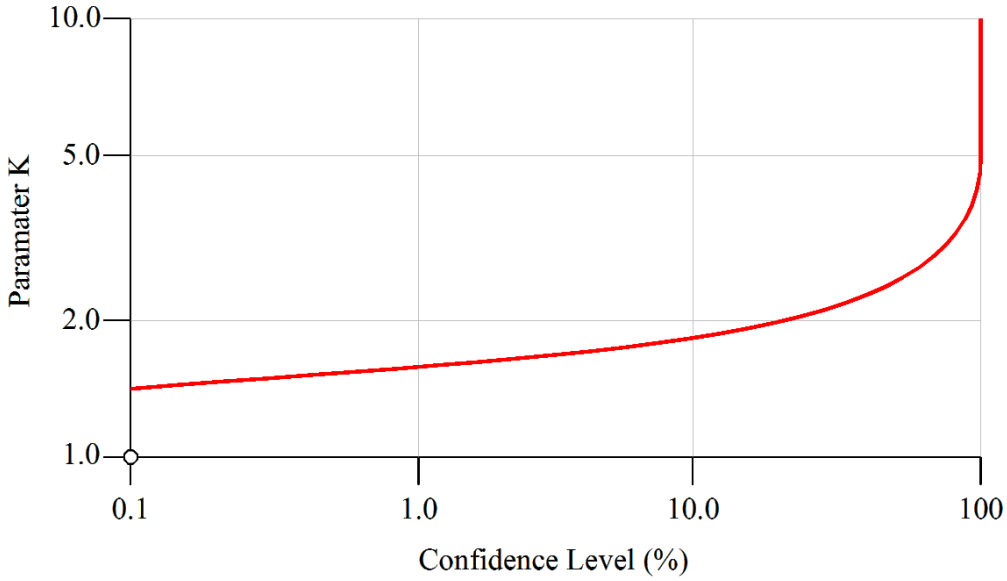


Figura 5.51: Nivel de confianza (%) frente al parámetro k

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

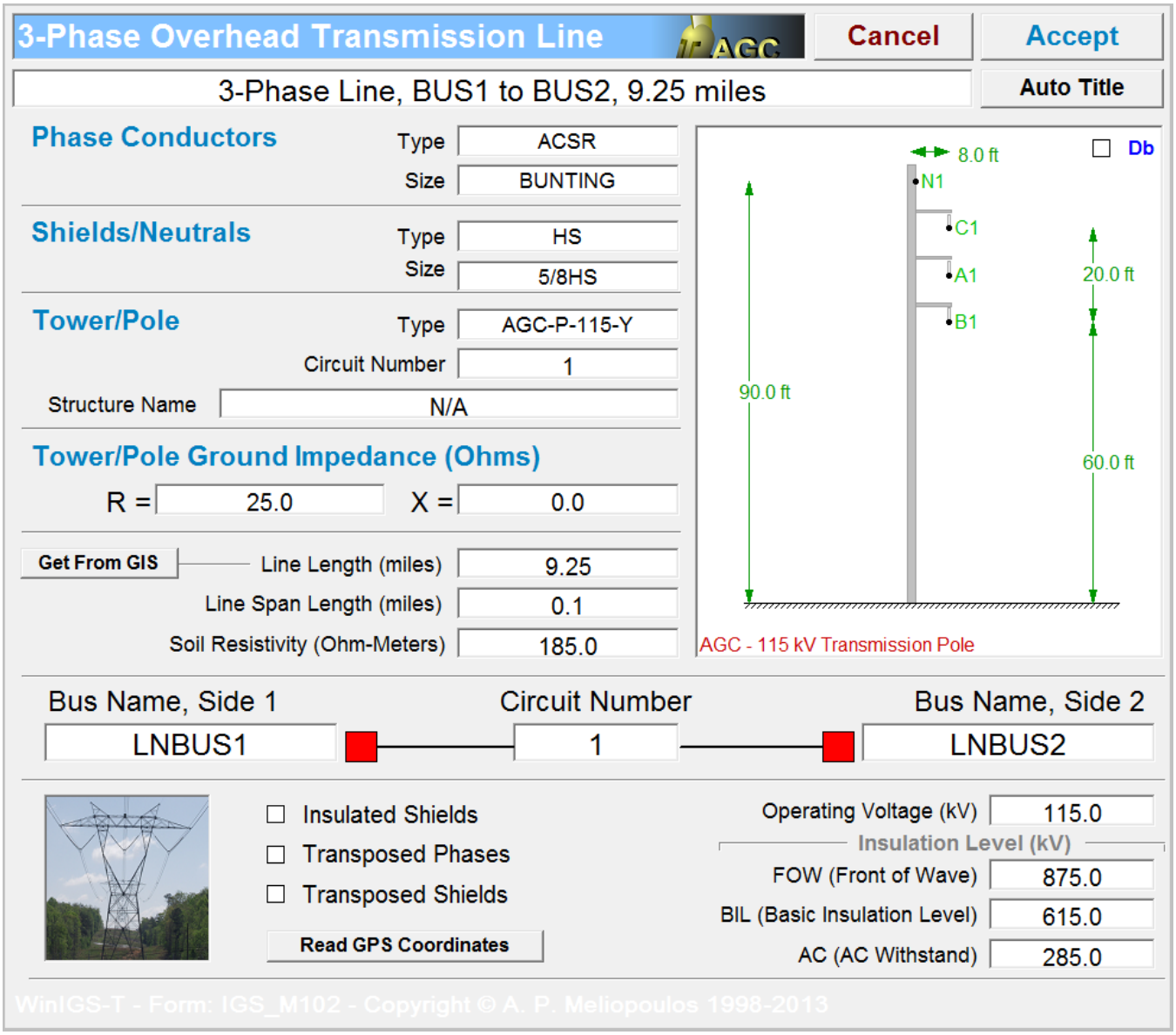


Figura 5.x: Línea de transmisión bajo protección: se utiliza para generar los eventos en el Archivos COMTRADE

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

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:

$$e_{1}so)\ C\ \frac{dv_1(t)}{dt}\quad e_{L}so)\ GRAMO\ L\ \frac{di_L(t)}{dt}$$

$$e_{2}so)\ C\ \frac{dv_2(t)}{dt}\quad e_{L}so)\ GRAMO\ L\ \frac{di_L(t)}{dt}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$0 \quad v_{1(t)} \quad v_{2(t)} \quad R \quad (I_{L(t)} \quad GRAMO \quad L \quad \frac{di_L(t)}{dt}) \quad L \quad \frac{di_L(t)}{dt}$$

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

$$\begin{matrix} eso) \\ 0 \end{matrix} \quad A \quad \begin{matrix} Vermont) \\ I_{L(t)} \end{matrix} \quad B \quad \frac{D \quad Vermont)}{dt \quad I_{L(} \quad t)}$$

dónde: $I(t)$ $\begin{matrix} I_1(t) \\ I_{2(t)} \end{matrix}$, $\begin{matrix} Vermont) \\ \end{matrix}$ $\begin{matrix} v_1(t) \\ v_{2(t)} \end{matrix}$

$$A \quad \begin{matrix} 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & I \\ I & I & R \end{matrix} \quad \begin{matrix} C & 0 \\ 0 & C \\ 0 & 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} GRAMO_L \\ GRAMO_L \\ R \quad GRAMO_L \quad L \end{matrix}$$

Tenga en cuenta que las matrices A y B son matrices de 12 por 12; los vectores i (t) yv (t) son vectores de 8 por 1; el vector $i_{L(t)}$ es un vector de 4 por 1.

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

$$X \quad t \quad \begin{matrix} v_1 \quad t \\ v_1 \quad t \\ I_L \quad t \end{matrix}$$

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

$$\begin{matrix} \frac{h}{6}I & 0 & \frac{2h}{3}I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{h}{24}I & 0 & \frac{h}{3}I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} eso) \\ 0 \\ eso_{m)} \\ 0 \end{matrix} \quad \begin{matrix} \frac{h}{6}A \quad B & \frac{2h}{3}A \\ \frac{h}{24}A & \frac{h}{3}A \quad B \end{matrix} \quad \begin{matrix} Vermont) \\ I_{L(t)} \\ v_{(t)} \\ I_{L(t)} \end{matrix} \quad \begin{matrix} B \quad A\frac{h}{6} \quad Vermont \quad h) \\ B \quad \frac{5h}{24}A \quad _L eso \quad h) \end{matrix} \quad \begin{matrix} \frac{h}{6}I & 0 \\ 0 & 0 \quad eso \quad h) \\ \frac{5h}{24}I & 0 \quad 0 \\ 0 & 0 \end{matrix}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Dejar *mi* $\begin{matrix} \frac{4}{h}I & 0 & \frac{8}{h}I & 0 \\ 0 & I & 0 & 0 \\ \frac{1}{2h}I & 0 & \frac{2}{h}I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I \end{matrix}^{1}$, F_1 $\begin{matrix} \frac{h}{6}A & B & \frac{2h}{3}A \\ \frac{h}{24}A & \frac{h}{3}A & B \end{matrix}^{1}$, F_2 $\begin{matrix} B & \frac{h}{6}A \\ B & \frac{5h}{24}A \end{matrix}$, F_3 $\begin{matrix} \frac{h}{6}I & 0 \\ 0 & 0 \\ \frac{5h}{24}I & 0 \\ 0 & 0 \end{matrix}$

Luego: $\begin{matrix} eso) \\ 0 \\ eso\ ) \\ 0 \end{matrix}$ miF_1 $\begin{matrix} Vermont) \\ eso) \\ v\,(t) \\ I_L\,(t_m) \end{matrix}$ B_{eq}

dónde B_{eq} mi F_2 $\begin{matrix} Vermont\ h) \\ () \\ I_L\,th \end{matrix}$ mi F_3 $\begin{matrix} eso\ \ h) \\ 0 \end{matrix}$

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 tm = th / 2 (fase A, fase B y fase C; lado uno y lado dos de la línea); seis voltajes en el tiempo tm = 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 tm = 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 tm = tt / h (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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$$z_1(t) = v_{un}(t) - v_a(t) - v_{norte}(t) \quad 1$$

$$z_2(t) = v_{bn}(t) - v_B(t) - v_{norte}(t) \quad 2$$

$$z_3(t) = v_{cn}(t) - v_C(t) - v_{norte}(t) \quad 3$$

$$z_4(t) = v_{UN}(t) - v_A(t) - v_{norte}(t) \quad 4$$

$$z_5(t) = v_{BN}(t) - v_B(t) - v_{norte}(t) \quad 5$$

$$z_6(t) = v_{CN}(t) - v_C(t) - v_{norte}(t) \quad 6$$

$$z_7(t) = I_a(t) \quad \ldots\ldots\ldots \quad 7$$

$$z_8(t) = I_B(t) \quad \ldots\ldots\ldots \quad 8$$

$$z_9(t) = I_C(t) \quad \ldots\ldots\ldots \quad 9$$

$$z_{10}(t) = I_A(t) \quad \ldots\ldots\ldots \quad 10$$

$$z_{11}(t) = I_B(t) \quad \ldots\ldots\ldots \quad 11$$

$$z_{12}(t) = I_C(t) \quad \ldots\ldots\ldots \quad 12$$

$$z_{13}(t) = 0 \quad \ldots\ldots\ldots \quad 13$$

$$z_{14}(t) = 0 \quad \ldots\ldots\ldots \quad 14$$

$$z_{15}(t) = 0 \quad \ldots\ldots\ldots \quad 15$$

$$z_{dieciséis}(t) = 0 \quad \ldots\ldots\ldots \quad dieciséis$$

Más pseudo mediciones en el tiempo t

Repita para las mediciones en el tiempo tm

A completar.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

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

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

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

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.

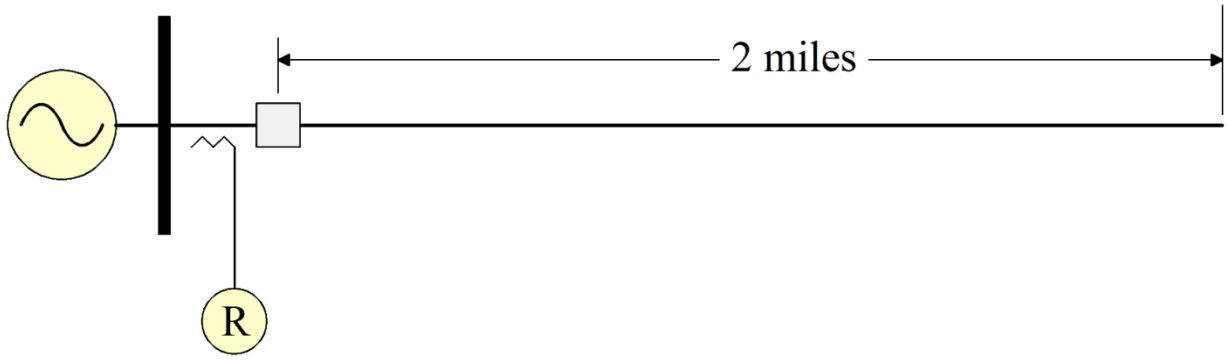


Figura P5.5a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

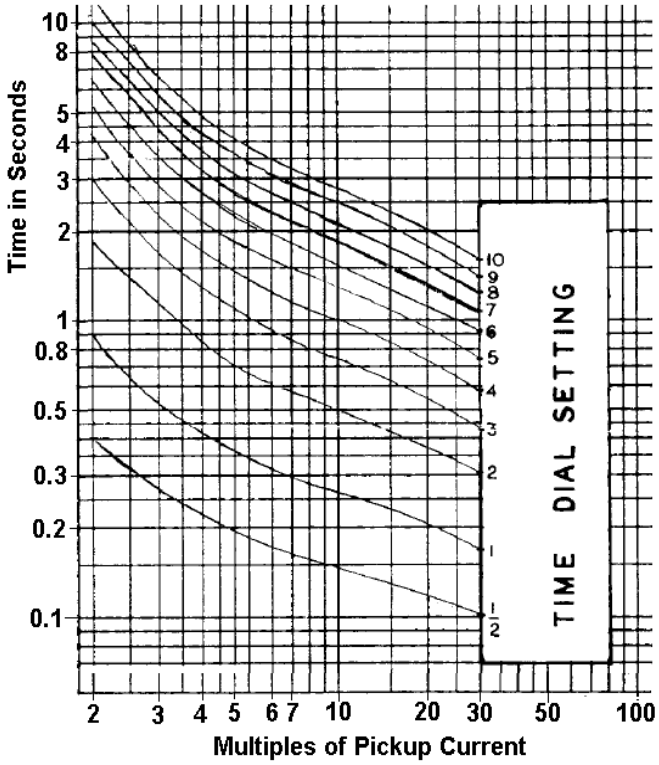
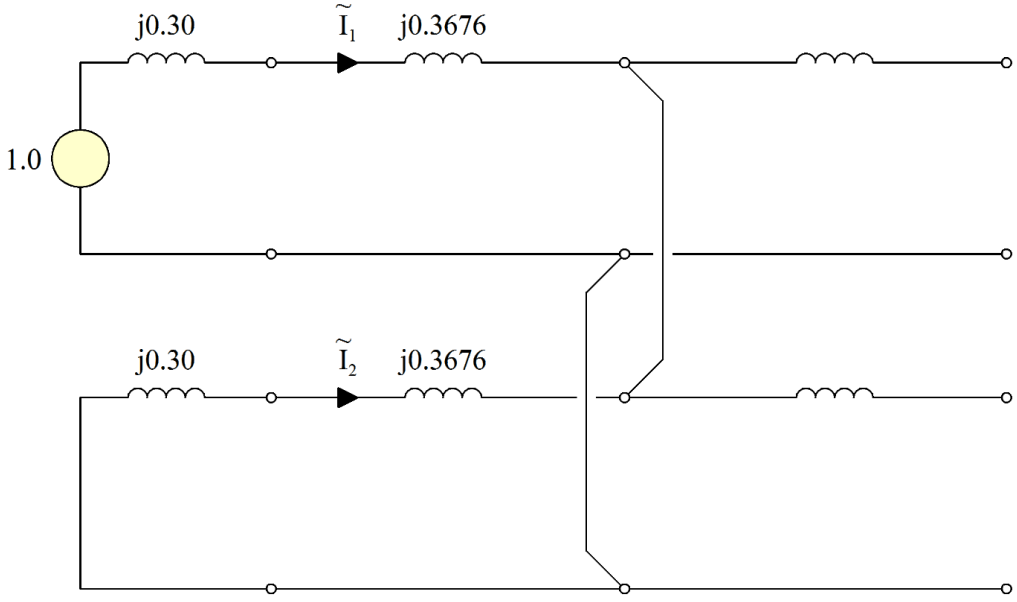


Figura P5.5b

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



Las corrientes eléctricas son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

Por lo tanto:

$$\tilde{I}_a I\ \tilde{}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad 0, \quad \tilde{I}_B \quad un^2\tilde{y}o \quad a\tilde{I}_2\ 1.297 \quad 3\ pag\ \tilde{I}_B ai\ a\tilde{2}_1 I\ 1.297\tilde{2}3\ pu$$

En unidades reales:

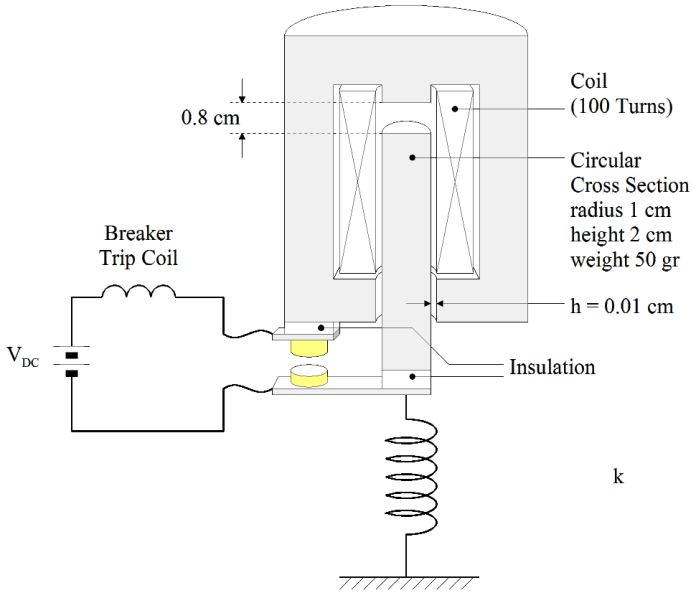
$$\tilde{I}_B \quad 1.2973 \quad \frac{100/3}{13{,}8\ /\ \sqrt{3}} \quad 5.4275 kA$$

La corriente en el secundario del TC será:

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

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 cm). El espacio libre h es 0.01 cm, la constante del resorte es 50 N / my 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".

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$z_1 \quad z_2$ *j*12,2 *ohmios* $\quad z_0$ *j*8,9 *ohmios*

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

(a) Considere una falla trifásica en el punto A. Calcule la impedancia "vista" por el relé indicado en la figura.
(b) 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 utilizado, descuide los cables blindados y las corrientes capacitivas para simplificar.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

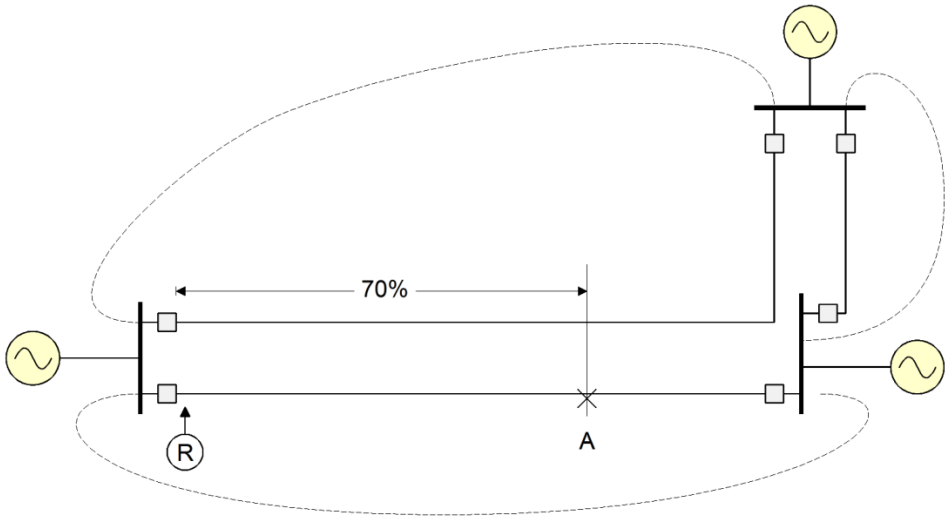


Figura P5.4a

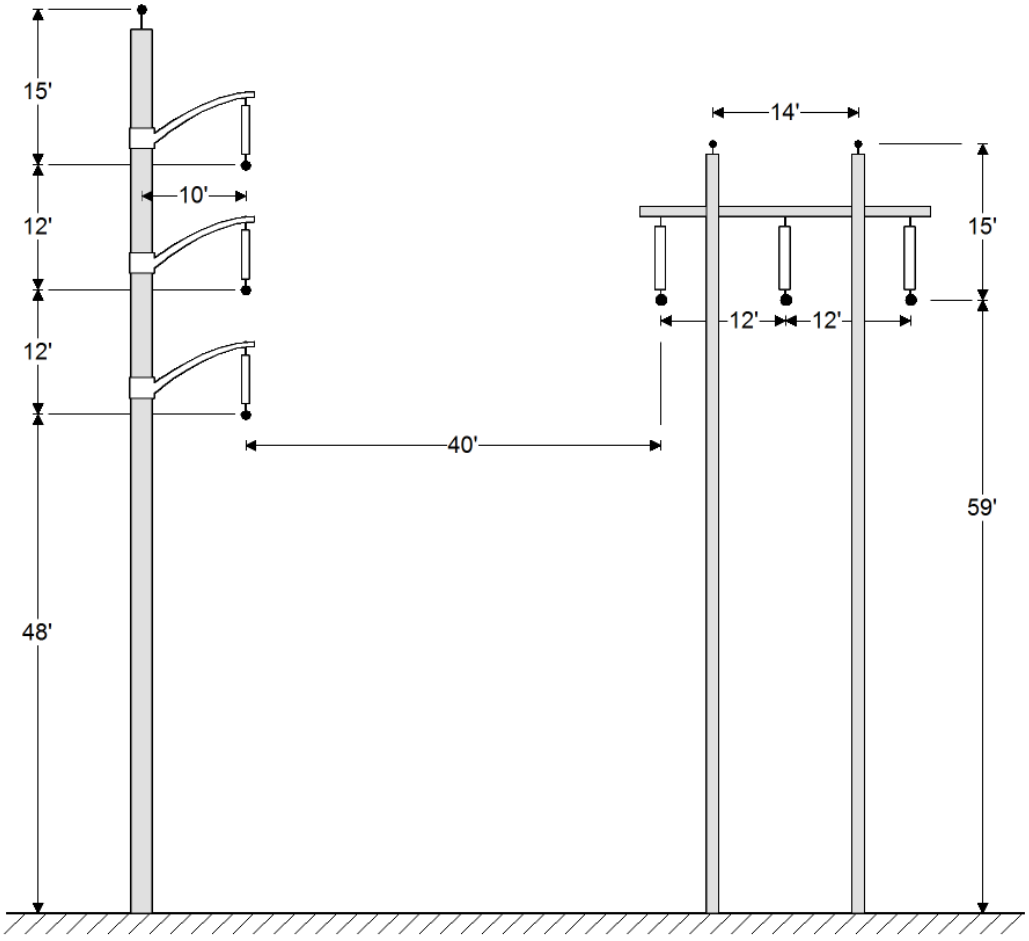


Figura P5.4b

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Problema P5.9: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura P5.9. Las tres fases indicadas, 36*MVA,* 138*kV* /13,8*kV, z* *j*0,08 *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_{gramo} 25*ohmios.* Los parámetros de la fuente y la línea equivalentes son:

Fuente: Z_1 Z_2 *j*5.1*ohmios* Z_0 *j*4.8 *ohmios j*13,2 *ohmios, Z*

Línea de transmisión: Z_1 Z_2 $_0$ *j*32,8 *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)

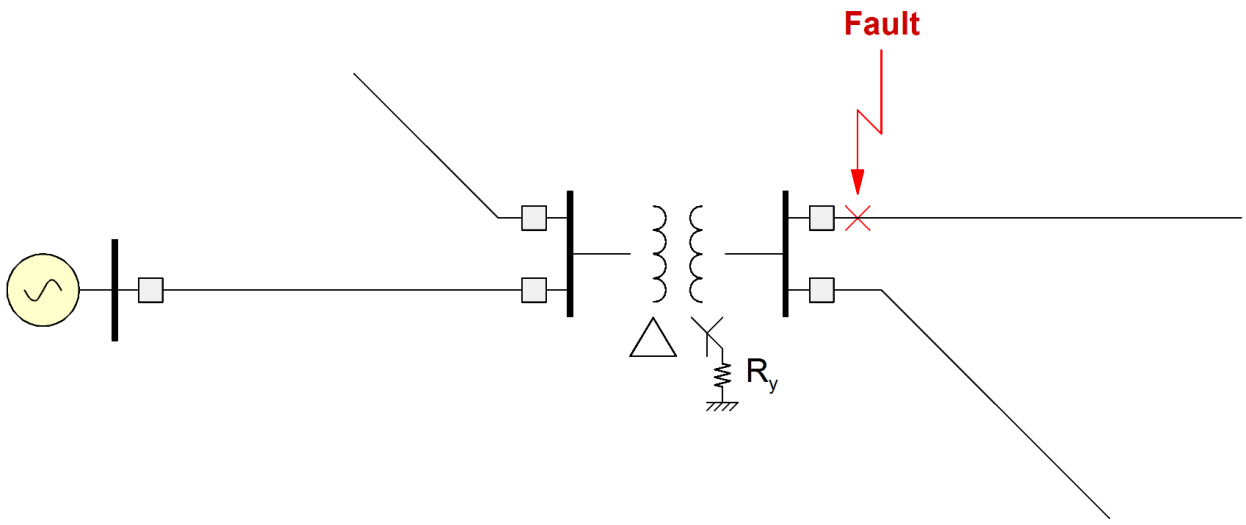
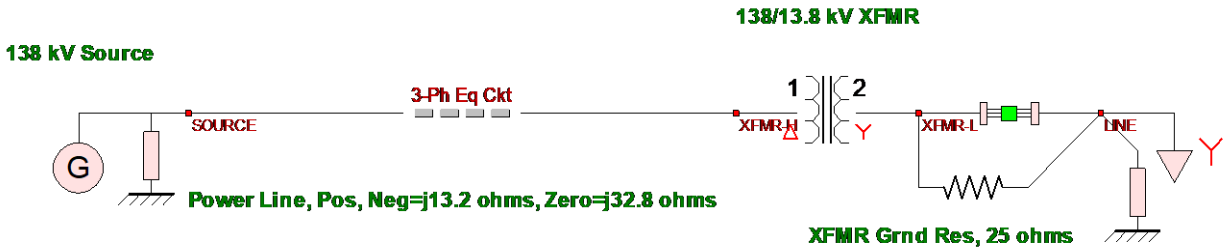


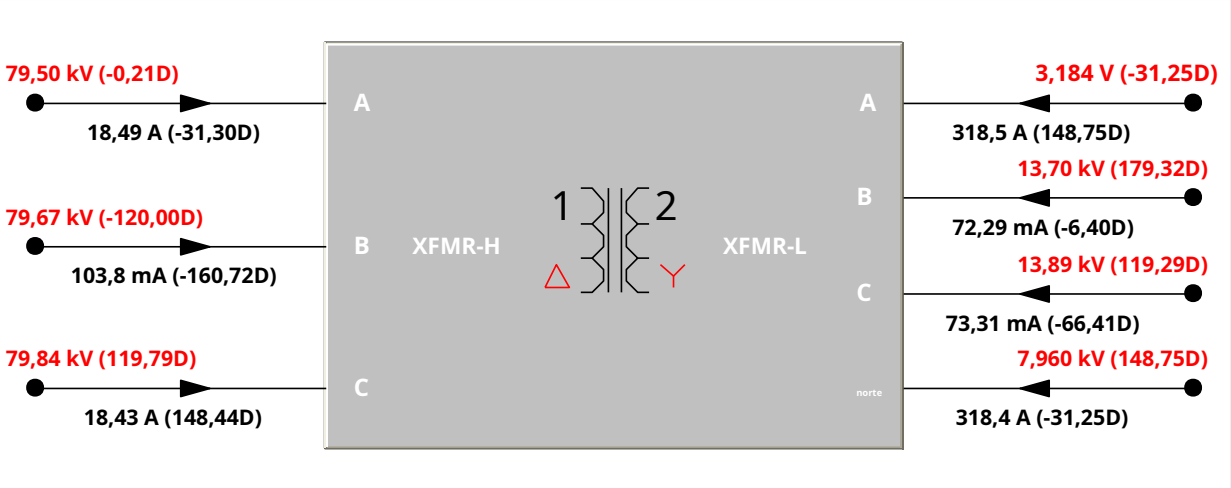
Figura P5.9

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019



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:

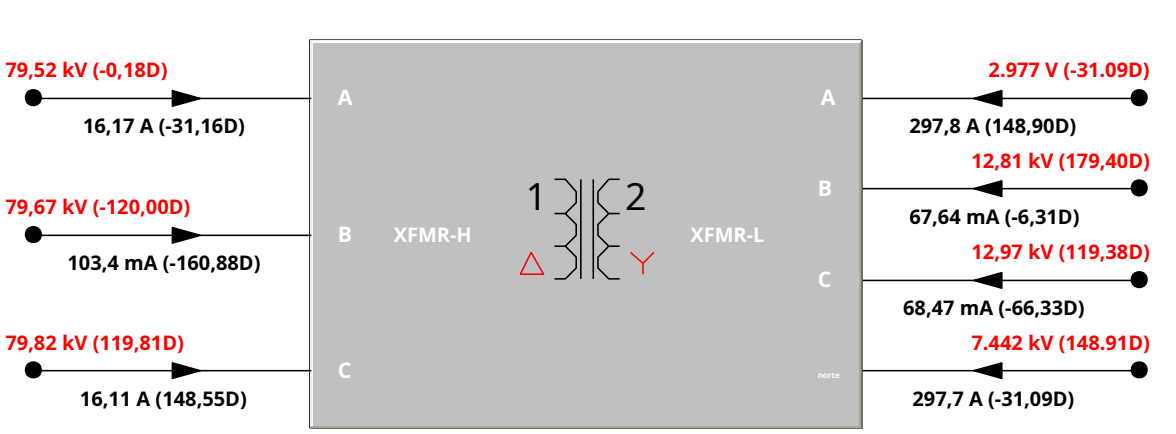
Bobina de funcionamiento A: $0,279 \angle 31,4^{0} A$

Bobina de funcionamiento B: insignificante

Bobina de funcionamiento C: $0,278 \angle 148,7^{0} A$

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 esquema, la corriente eléctrica en las bobinas de operación del relé son:

Bobina de funcionamiento A: $0,2848 \angle 31.35^{0} A$

Bobina de funcionamiento B: insignificante

Bobina de funcionamiento C: $0,2835 \angle 148,8^{0} A$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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?

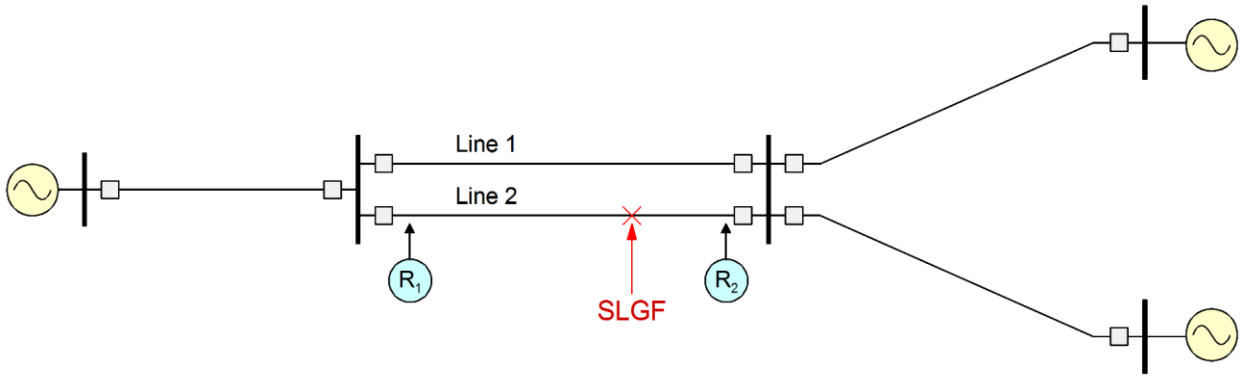


Figura P5.6

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.

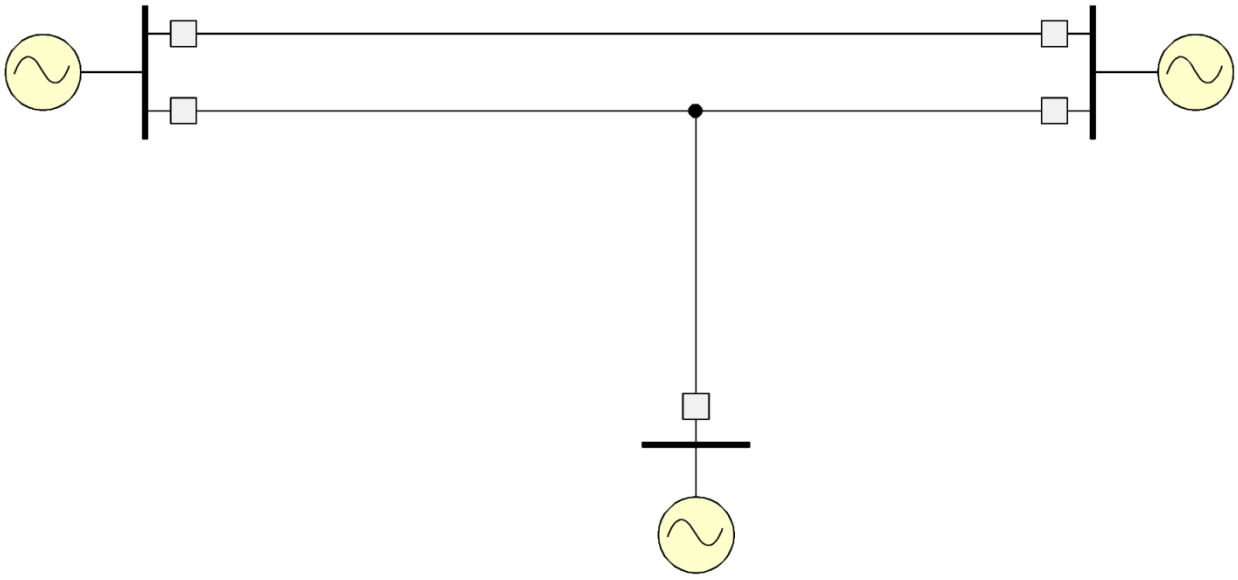


Figura P5.7

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

Cada fuente equivalente tiene los siguientes parámetros:

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

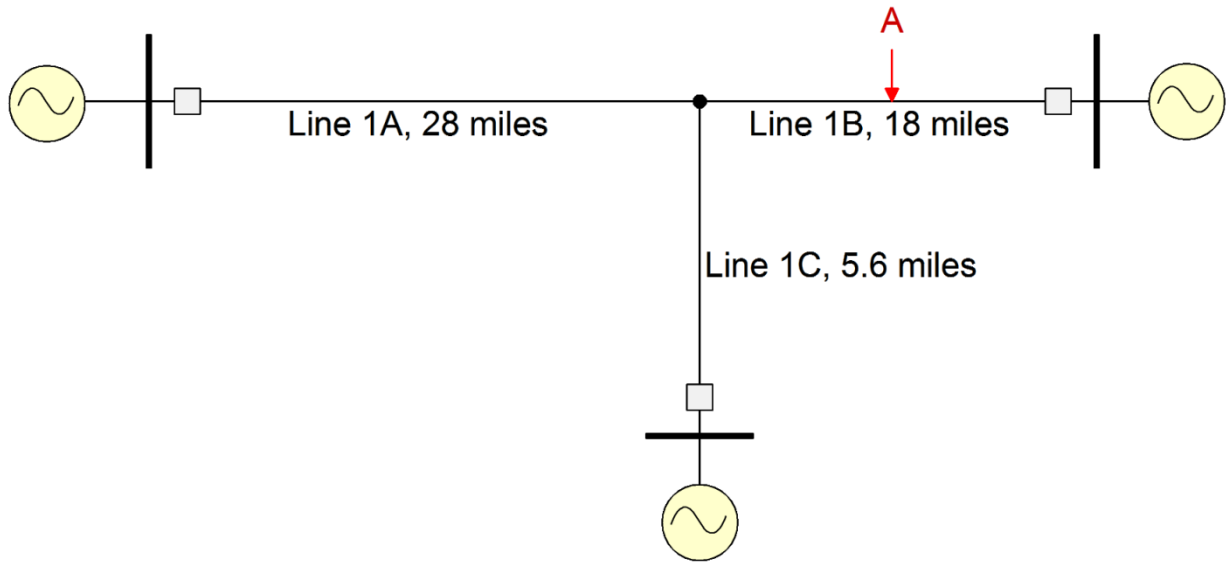


Figura P5.12

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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

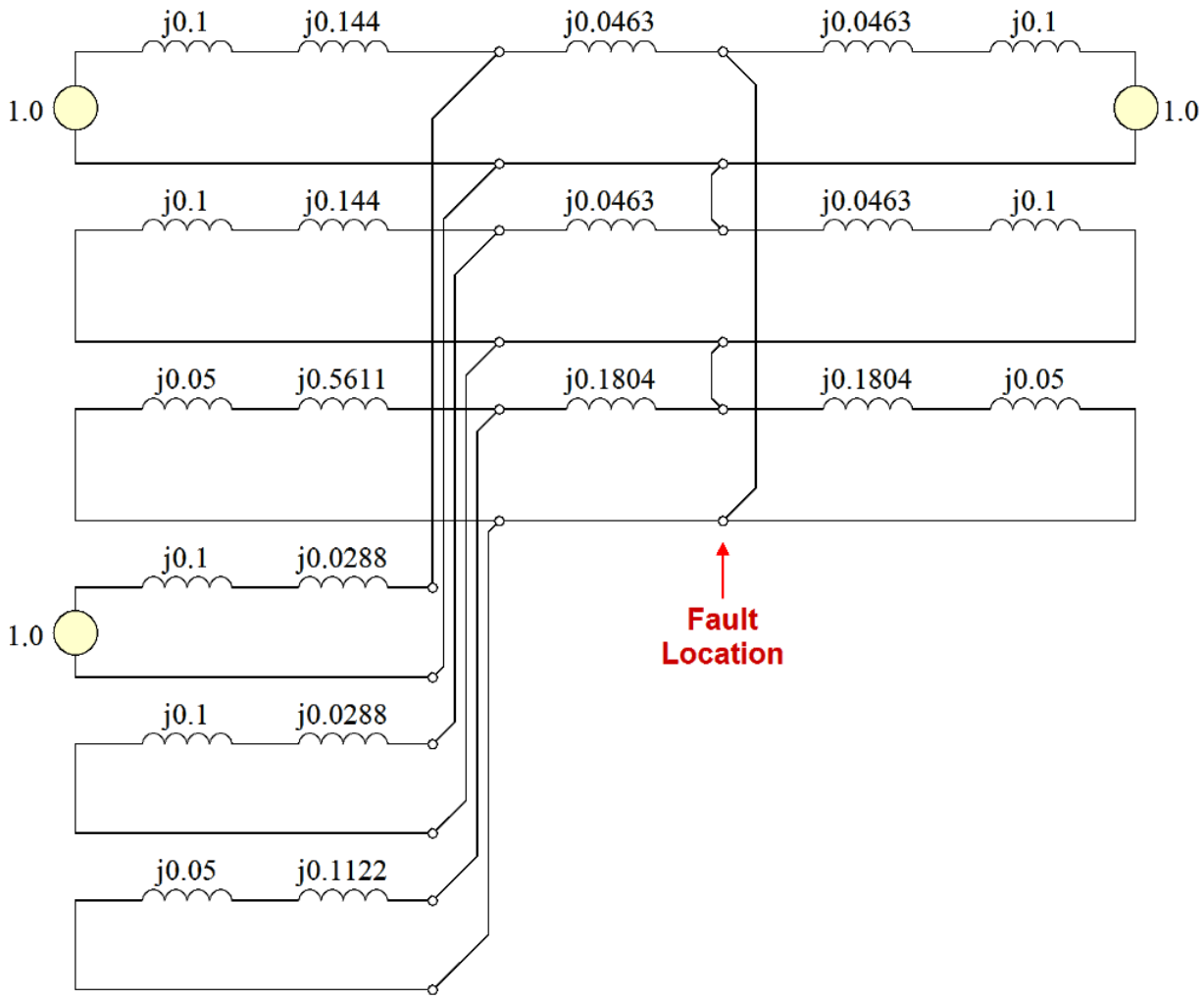


Figura P5.12a

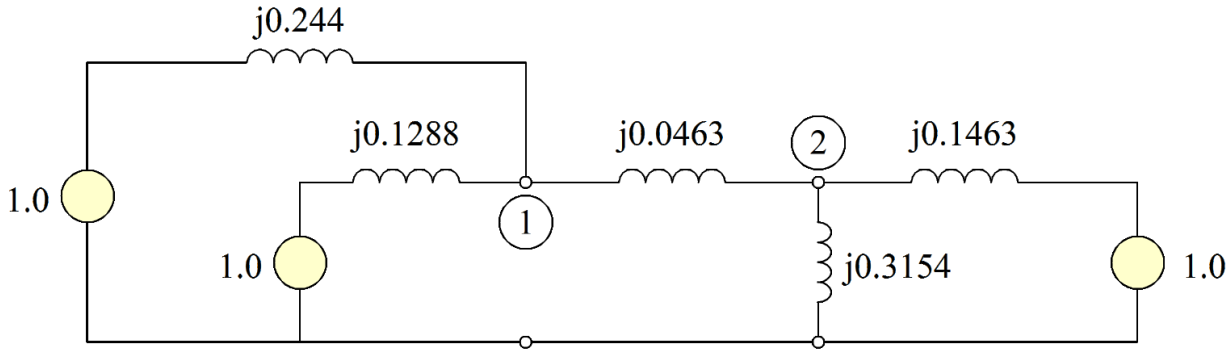


Figura P5.12b

$\tilde{V}_1$ 0.8350 *pu*, V_2 $\tilde{0}$,7443 *pu*

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$\tilde{V}_a$ 0.8481 *pu* $\tilde{I}_a$ *j*1,6847 *pu* $\tilde{I}_0$ *j*0.3322 *pu*

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

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

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 *j*0,01 *pu,* z_0 0,002 *j*0,008 *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:

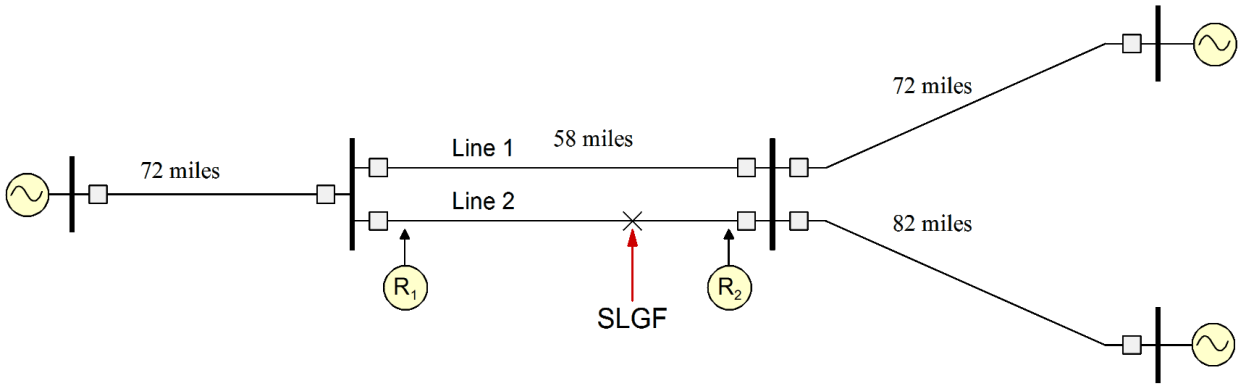
2,8, retardo de disparo 0,05 segundos.

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

(a) Genere el modelo del sistema en formato WinIGS.

(b) Calcule las corrientes de falla en la ubicación de los relés.

(c) 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.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Figura P5.13a

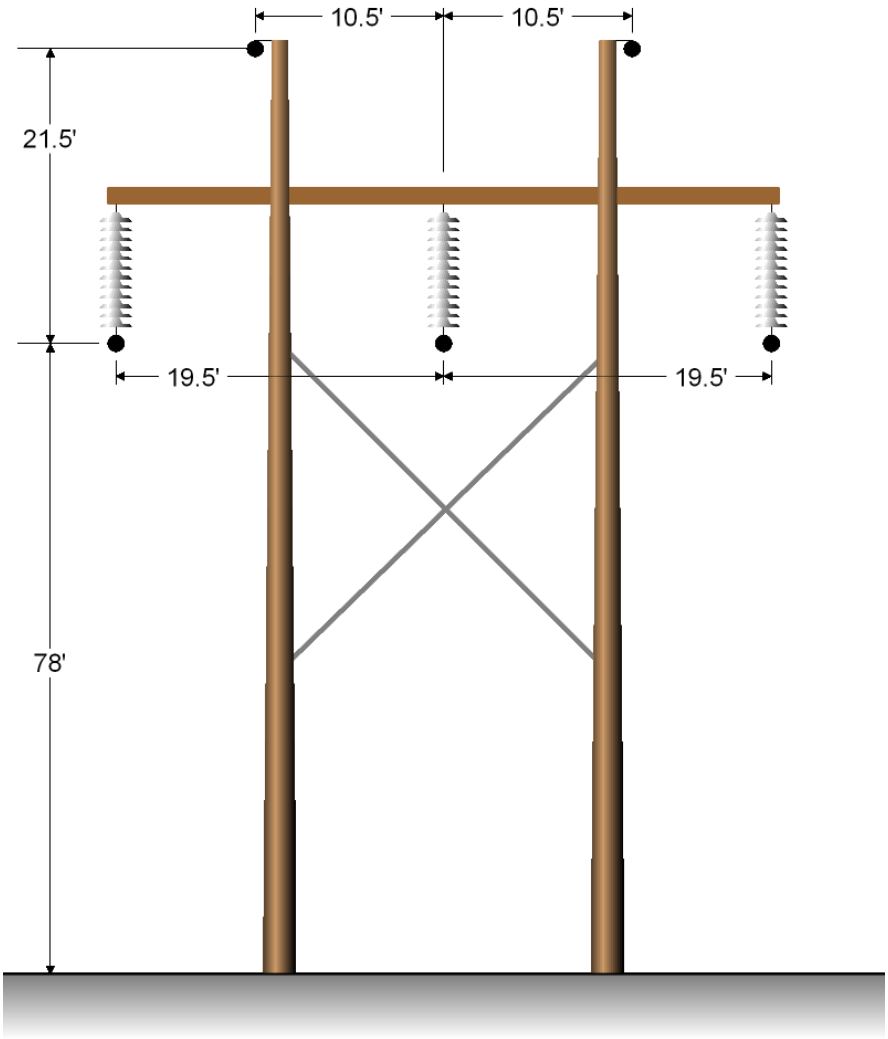


Figura P5.13b

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

Problema P5.15: Un transformador trifásico tiene una clasificación de 36*MVA,* 115*kV* /13,8*kV, z* *j*0,08 *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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

Seleccione la relación FT: 200: 5

La relación CT que coincidirá con esta selección es

$$r \quad \frac{115\sqrt{3}}{13{,}8}\ \frac{200}{5} \quad 2.8\frac{86{,}75}{5}$$

Seleccione la relación CT más cercana: 1600: 5

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

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

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:

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

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.

(a) Seleccione la relación de transformación del instrumento (tanto PT como CT) y la configuración del relé.

(b) 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.

(c) 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

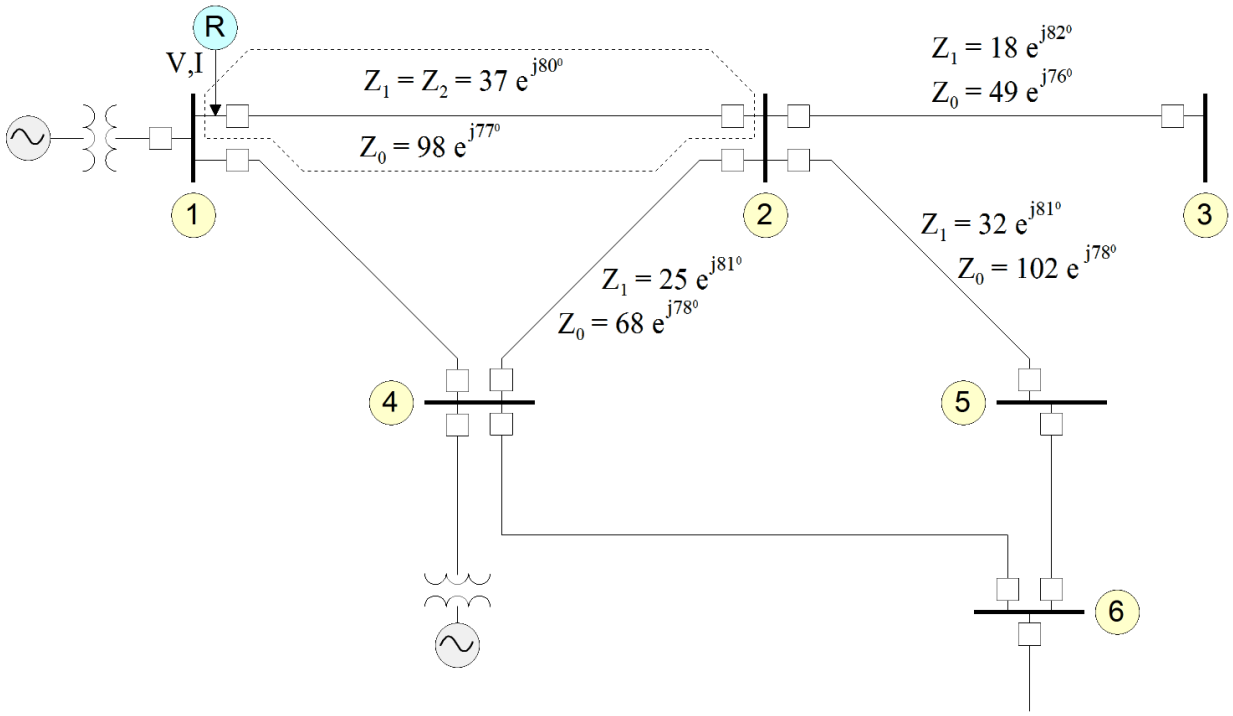


Figura P5.16

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$mi_{\angle 80^0}$ *Ohmios* retardo de tiempo 4 ciclos

Zona 2: $Z_{L,\,zona2}$ 46.25$mi_{\angle 80^0}$ *Ohmios* Retardo de tiempo

15 ciclos Zona 3: $Z_{L,\,zona3}$ 77$mi_{\angle 80,5^0}$ *Ohmios* , tiempo de retardo 35 ciclos

m = 1,6486 (z0-z1) / z1

Usando el PT y CT seleccionados:

$Z_{Línea}$ $Z_{relé}$5.0, por lo tanto

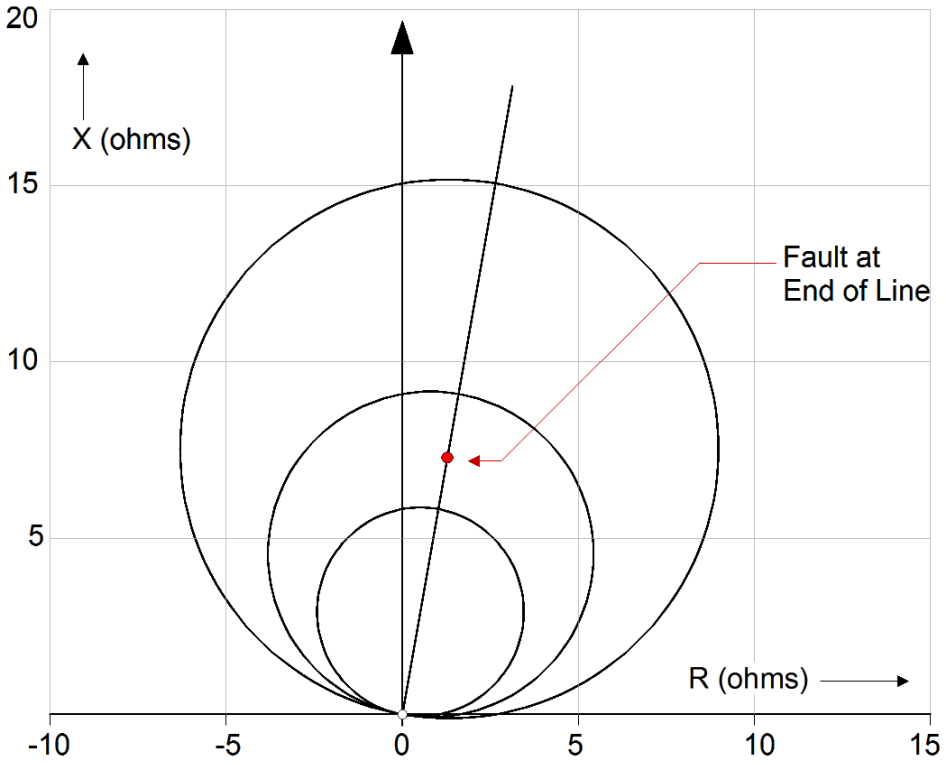
Zona 1: $Z_{R,\,zona1}$ 5,92$mi_{\angle 80^0}$ *Ohmios* retardo de tiempo 4 ciclos, seleccione 6 ohmios y 80 grados, m = 1,6

Zona 2: $Z_{R,\,zona2}$ 9.25$mi_{\angle 80^0}$ *Ohmios* retardo de tiempo 15 ciclos, seleccione 9 ohmios y 80 grados, m = 1,6

Zona 3: $Z_{L,\,zona3}$ 15,4$mi_{\angle 80,5^0}$ *Ohmios* retardo de tiempo 35 ciclos, seleccione 15 ohmios y 80 grados, m = 1,6

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

(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:

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

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

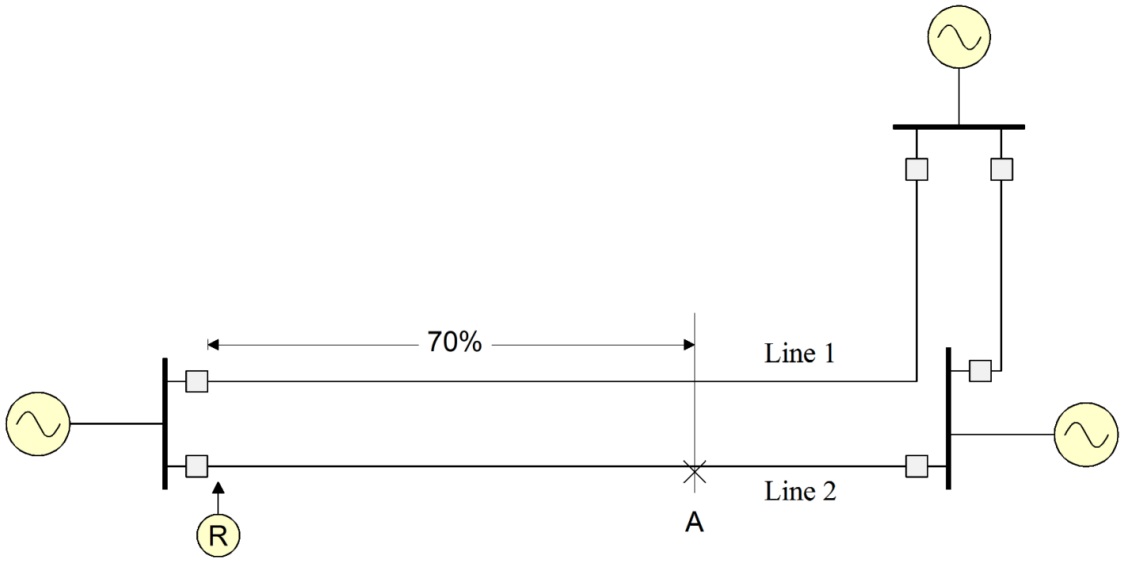


Figura P5.12a

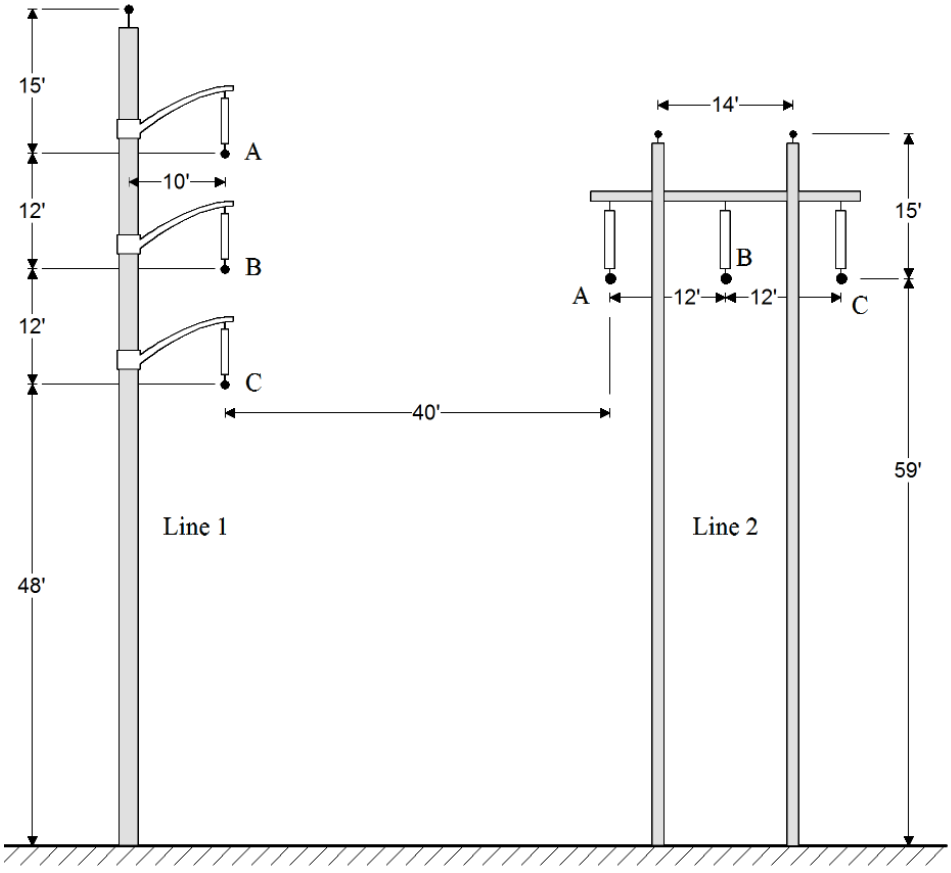
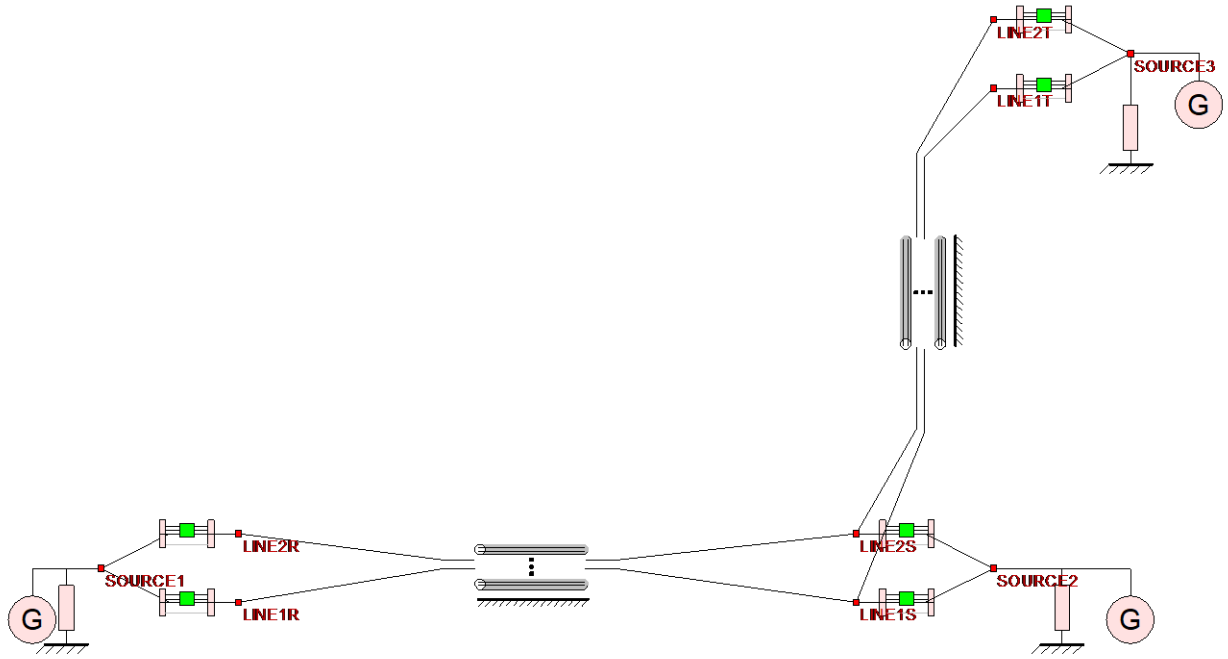


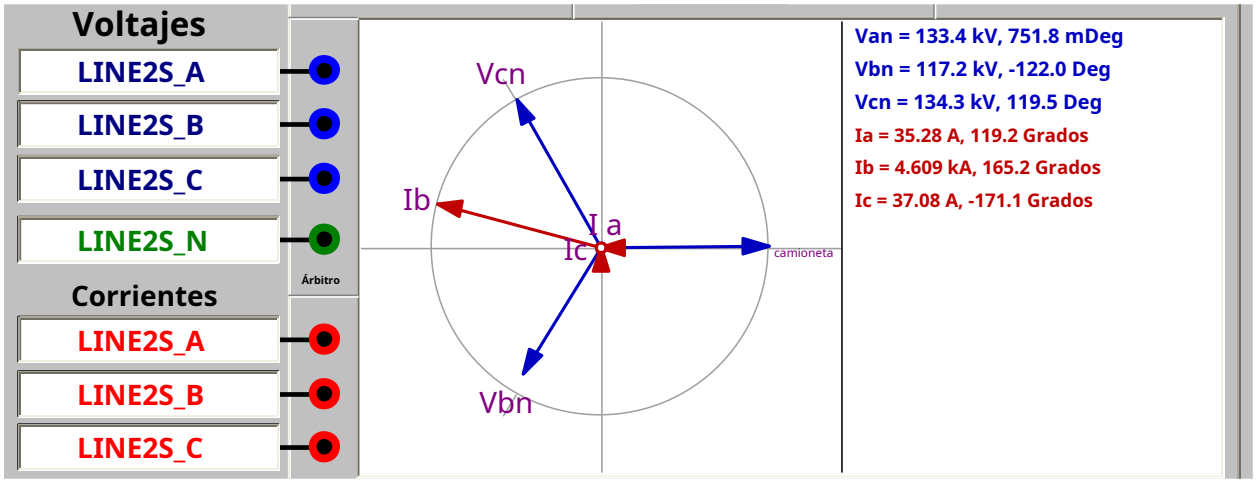
Figura P5.12b

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

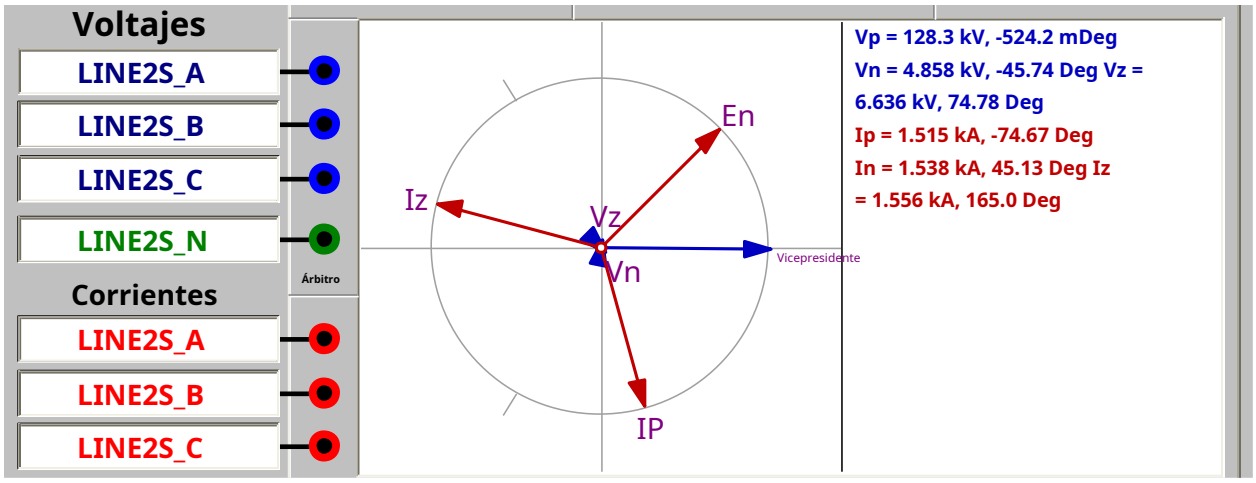
Solución: El modelo del sistema se desarrolla en el programa WinIGS. Se muestra el modelo WinIGS en la figura siguiente. Se realiza una falla de línea única a tierra.

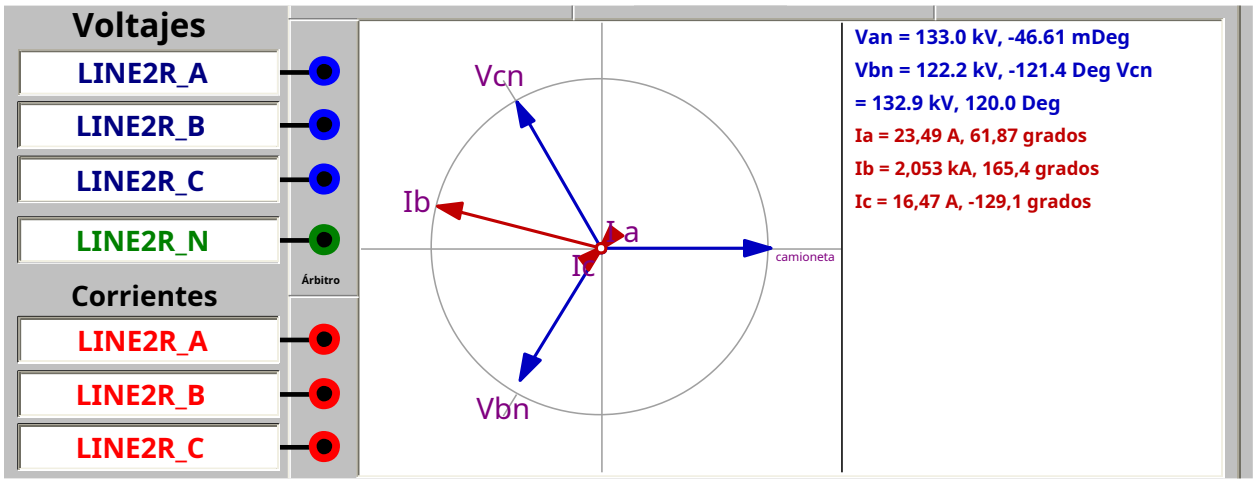


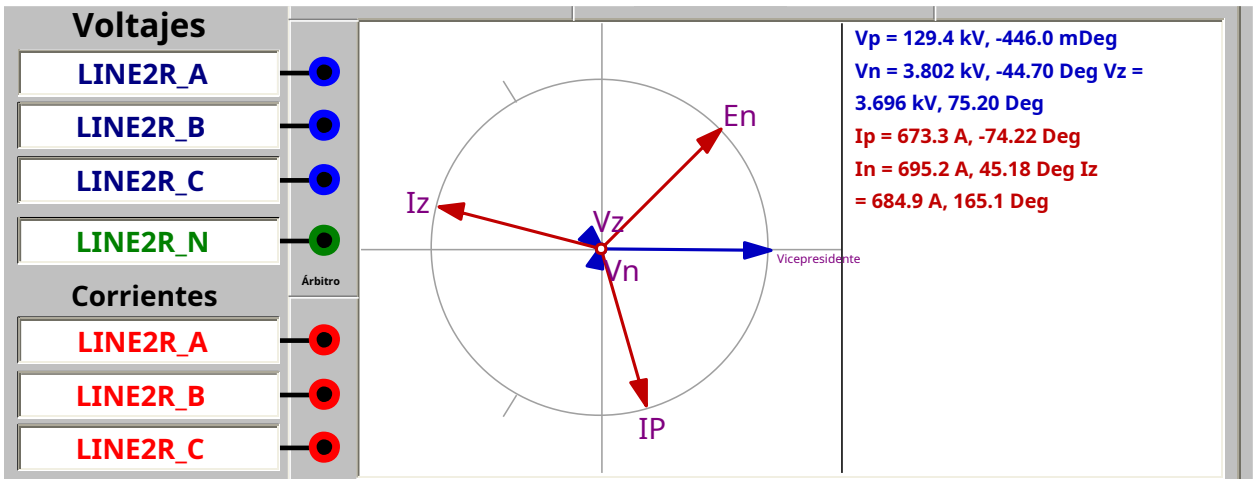
Los resultados son:



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019







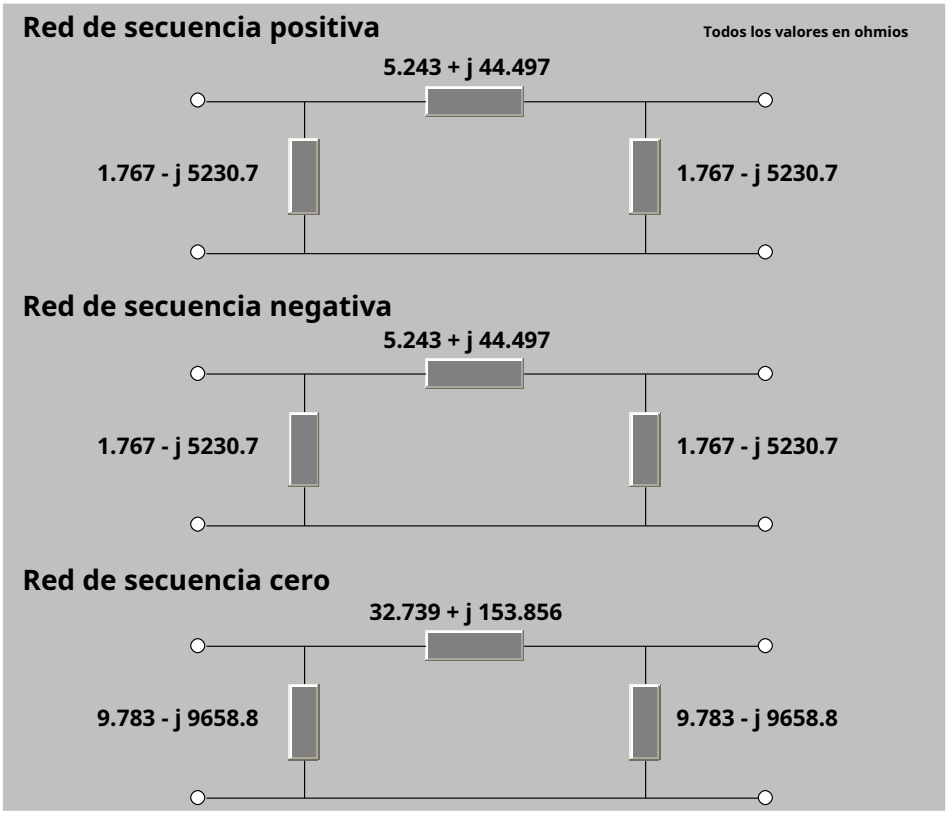
La impedancia que verá el relé es:

$$Z_{relé} \sim \frac{\tilde{V}_B}{I_B \quad (2,1)\tilde{I}_0} \quad \frac{122,2mi^{\,j121,4\ ^0}}{2,05\,4mi^{\,j165,4_0}\ (\ 2,1)\,(0,684\ 9mi^{\,j\,5.10)}} \quad 34.9913\ mi_j^{73,2\,4_0}\ ohmios$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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. 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 j34.304 *ohmios,* Z Z_2 4.490 j34.304 *ohmios* Z_0 27.022 j119.343 *ohmios*

$'_1$ 0,750 j14815.2 *ohmios* Z_2' 0,750 148j15.2 *ohmios,* Z'_0 4.520 j24009.3 *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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$$\frac{z_0 \; z_1}{z_1} \quad \frac{22.532 \;\; j85.039}{4.490 \;\; j34.304} \quad 2.5428 mi_{j7.38}{}^{0}$$

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:

$$k \quad \frac{115}{69000 \quad 0,66667} \; 5$$
$$\frac{}{2000}$$

Configuración de la zona 1:

$$Z_{1relé} \quad (0,8)\,(0,66667)\,(4,490 \;\; j34.304) \quad 2.395 \;\; j18.295 ohmios \quad 18.4511 mi_{j82,540} ohmios$$

Seleccione Z = 18 ohmios.

Configuración de la zona 2:

$$Z_{2relé} \quad (1,35)\,(0,66667)\,(4,490 \;\; j34.304) \quad 4.041 \;\; j30.873 ohmios$$

Configuración de la zona 3:

$$Z_3^{relay} \quad 1.0 \; 1,25 \; \frac{35,0}{45,6} \quad (0,66667)\,(4,490 \;\; j34.304) \quad 5.865 \;\; j44.811 ohmios$$

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:

$Z_1 \quad 7.838 \;\; j53.772 ohmios \qquad Z_2 \quad 7.838 \;\; j53.772 ohmios \qquad Z_0 \quad 20.941 \;\; j135.652 ohmios$

Línea 2:

$Z_1 \quad 9.362 \;\; j53.148 ohmios \qquad Z_2 \quad 9.362 \;\; j53.148 ohmios \qquad Z_0 \quad 19.062 \;\; j141.123 ohmios$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

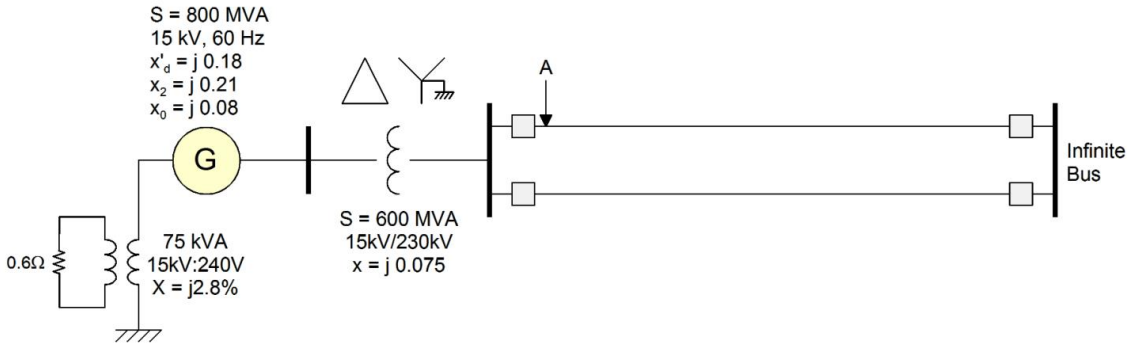


Figura P5.15

$$z \quad j0{,}075 \quad \frac{230_2}{600} \quad j6.612\,ohmios$$

$$z_{1,gen} \quad j0{,}21 \quad \frac{15_2}{800}\frac{230_{\ 2}}{15} \quad j13.886\,ohmios$$

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

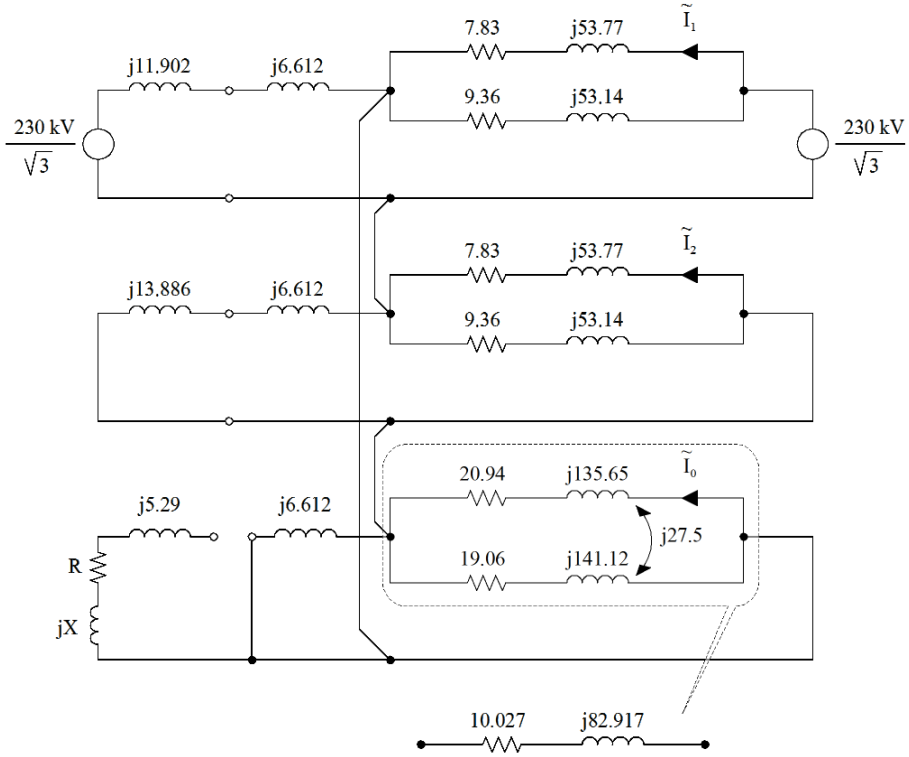
$$20{,}94 \quad j135{,}65 \quad I_0 \quad j27{,}5 \quad I_{0,2} \quad 19.06 \quad j141{,}12 \quad I_{0,2} \quad j27{,}5 \quad I_0$$

$$Z_{0,ambas\ líneas} \quad \frac{V_{0,línea}}{I_0 \quad I_{0,2}} \quad 10.027 \quad j82.917$$

Solución:

El circuito equivalente del sistema durante la falla es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019



El análisis de cortocircuito produce:

$\tilde{I}_1$ 933,6 $mi^{j82,31^0}$ A, V_1 ~132,77 kV

$\tilde{I}_2$ 990,6$mi^{j82,53^0}$ A, V_2 ~0

$\tilde{I}_0$169,1$mi^{j80,49^0}$ A, V 0 ~$_0$

El relé "ve":

$$Z \sim \frac{\tilde{V}_a}{I_a \; mi^{\sim}_0} \quad \frac{132,77}{\tilde{I}_1 \; I_2^{\sim} \quad \tilde{I}_0 \; 1,5 I_0^{\sim}} \quad 56,6 mi^{j82,1^0} \; ohmios$$

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 $j0,18$ pu, Z_2 $j0,21$ pu, Z_0 $j0,09$ pu

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

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

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

Z_1 $j0,18$ pu, Z_2 $j0,21$ pu, Z_0 $j0,09$ pu

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Z_1 $j0{,}08$ *pu* Z_2 $j0{,}08$ *pu* 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.

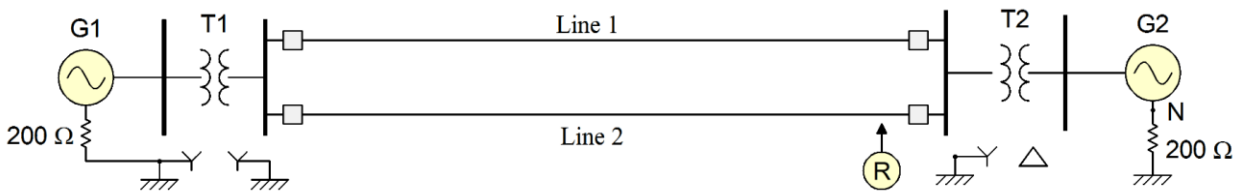


Figura P5.16a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

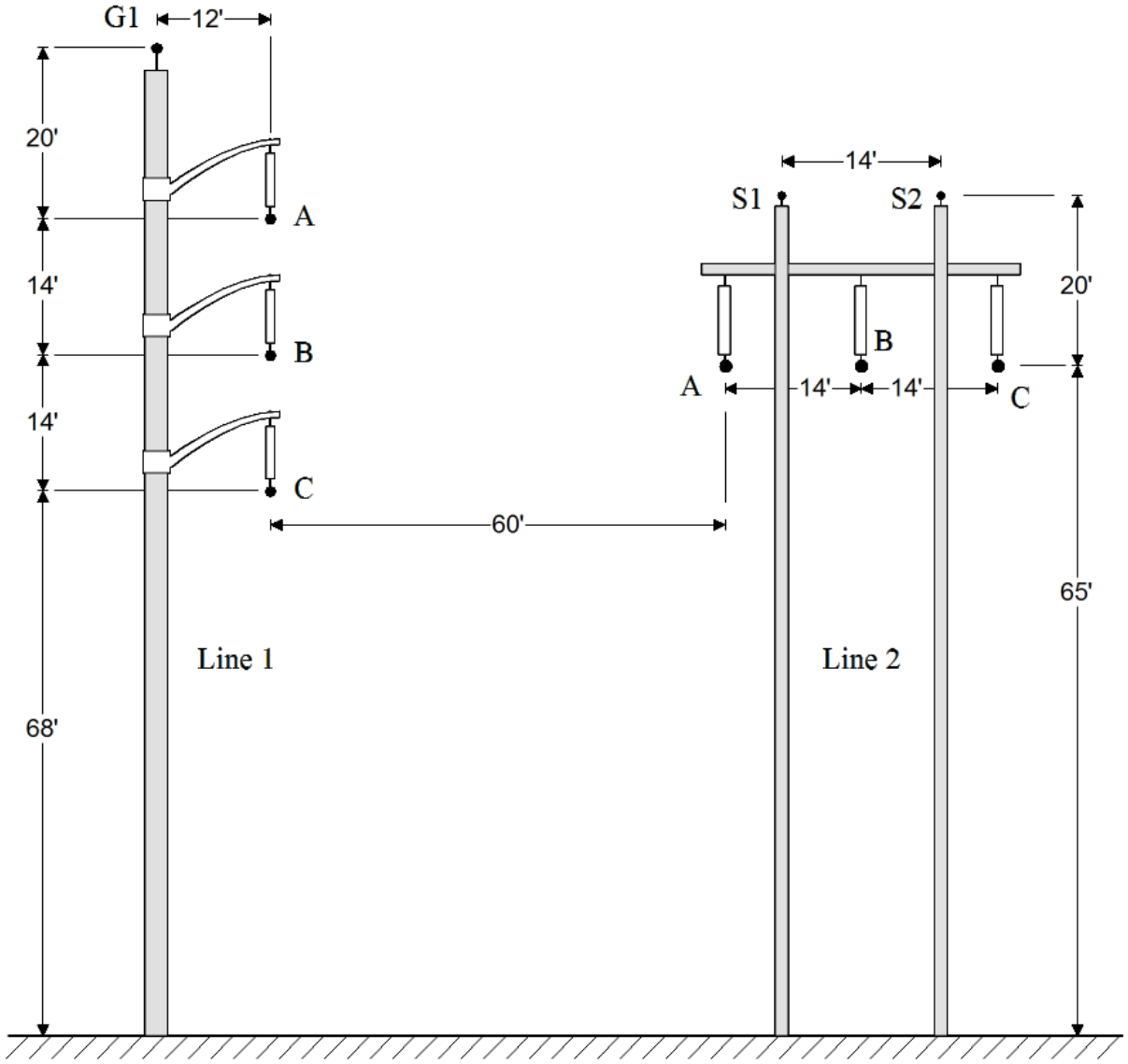
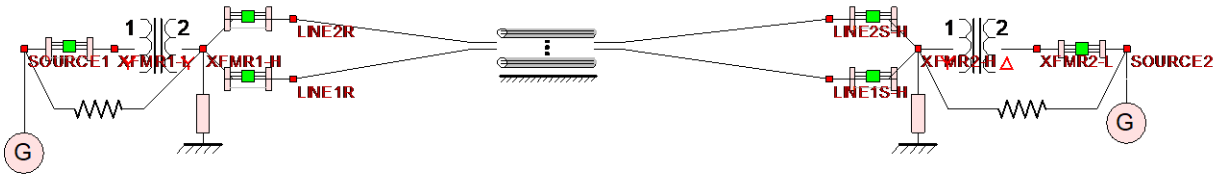


Figura P5.16b

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.

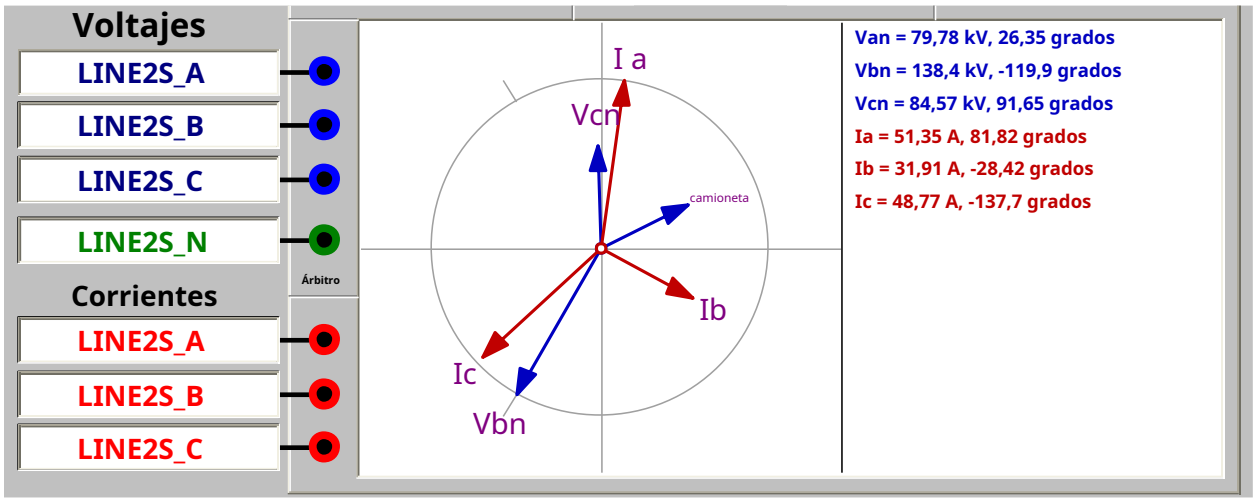


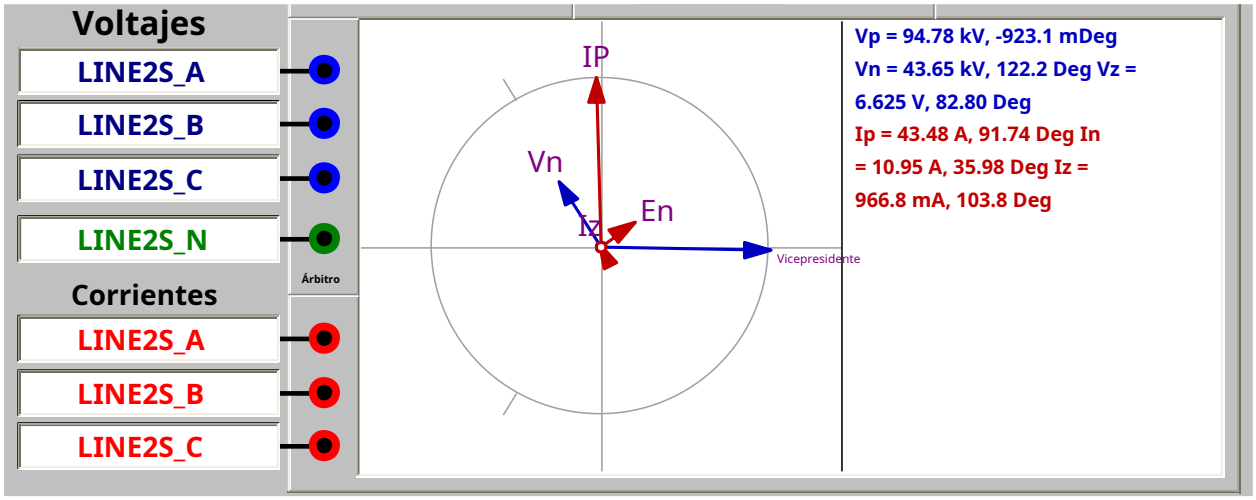
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

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

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

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$Z_1 \quad Z_2 \quad j0{,}8\,Ohmios/mi,\; Z_0 \quad j2.1\,Ohmios/mi$

(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?

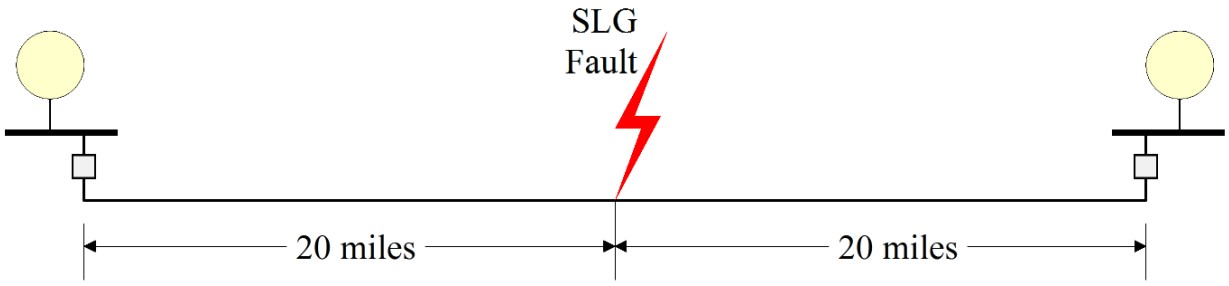


Figura P5.17

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?

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

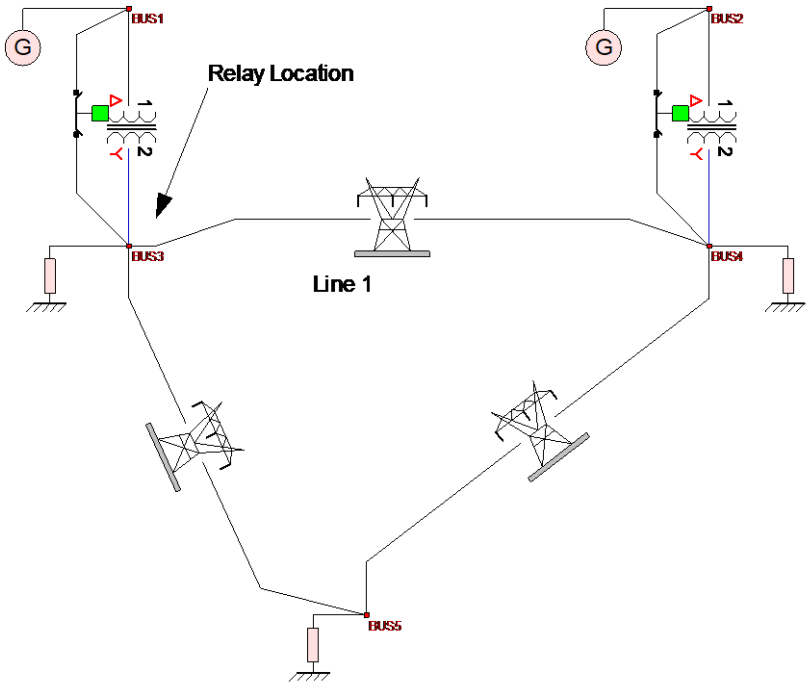


Figura P5.18

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:

Z_1 2.222 j39.134 *ohmios* Z_2 2.222 j39.134 *ohmios* Z_0 24.564 j158.775 *ohmios*

Z_1' 0,750 j5.144,6 *ohmios* Z_2' 0,750 j5.144,6 *ohmios* Z_0' 8.331 j10.527,3 *ohmios*

El factor de compensación es:

$_{metro}$ $\frac{Z_0 \quad Z_1}{Z_1}$ 3.0989 *e,* ^{ja} 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 $\sim \frac{\tilde{V}}{I}$ $\frac{\frac{139.000}{115}\tilde{V}_R}{\frac{2000}{5}\tilde{I}_R}$. Tras la solución de la impedancia en el lado del relé:

$\frac{\tilde{V}_R}{\tilde{I}_R}$ 10.3773 $mi_{j86,75_0}$ *ohmios* Seleccione Z_{zona1} 10.0 *ohmios* y fase = 85 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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$\tilde{V}_{un}$ 83,36 $mi_{j3.389_0}$ $k\,V$, $\tilde{V}_{bn}$ 81,77$mi^{\,j63,97_0}$ kV, $V_{cn}\tilde{}$ 137,4$mi^{\,j150,1_0}$ kV

$\tilde{I}_a$ 1.858 $mi_{j27,2}{}^{3_0}$ $k\,A$, $\tilde{I}_B$ 1.857$mi_{j151,6_0}$ kA, $yo\tilde{}_C$ 0.03798$mi_{j98,59_0}$ kA

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

$$\left|\frac{1}{z_1}\frac{\tilde{V}_a\ V_B\tilde{}}{\tilde{I}_a\ I_B\tilde{}}\right| \quad 37.4211\,millas$$

(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:

$\tilde{V}_{un}$ 84.11$mi^{\,j54.05_0}$ kV , $\tilde{V}_{B_{norte}}$ 137,8$mi^{\,j90.07_0}$ kV, $V_{norte}\tilde{}$ 85,33$mi^{\,j125,2_0}$ kV

$\tilde{I}_a$ 1.767$mi_{j8}{}^{8,63_0}$ kA, $\tilde{I}_B$ 0.04276$mi_{j197,4_0}$ kA $yo\tilde{}_C$ 1.768 $mi_{j92,74_0}$ kA

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

$$\left|\frac{1}{z_1}\frac{\tilde{V}_a\quad \tilde{V}_C}{\tilde{I}_a\ I_C\tilde{}}\right| 42.333\,millas$$

(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:

$\tilde{V}_{un}$ 85,44 $mi_{j25.19_0}$ kV , $\tilde{V}_{B_{norte}}$ 124,9$mi^{\,j82,56_0}$ kV, $V_{norte}\tilde{}$ 130,9$mi^{\,j141,6_0}$ kV

$\tilde{I}_a$ 1.708$mi_{j}{}^{49,97_0}$ kA, $\tilde{I}_B$ 0.1138 $mi_{j113,0_0}$ kA, $yo\tilde{}_C$ 0.1163 $mi_{j147,0_0}$ kA

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

$\tilde{I}_1$ 0.5866$mi_{j49,8}{}^{9_0}$ kA, $\tilde{I}_2$ 0,6255$mi^{\,j50.03_0}$ kA, $\tilde{I}_0$ 0,496 $mi^{\,j50,0_0}$ kA

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

$$\left|\frac{1}{mi_0\tilde{}}\frac{\tilde{V}_{un}\sim}{}\right| 40.579\ millas\ z_1\ I_a$$

(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:

$\tilde{V}_{un}$ 130,5$mi^{\,j21.51_0}$ kV, $\tilde{V}_{B_{norte}}$ 85. $mi^{\,j94,87}{}^{20_0}$ kV, $V_{norte}\tilde{}$ 124,5$mi^{\,j157,40_0}$ kV

$\tilde{I}_a$ 0,1261$mi^{\,j24,81_0}$ kA, $\tilde{I}_B$1.713$mi_{j170,2_0}$ kA, $yo\tilde{}_C$ 0.1151$mi^{\,j3,54}{}^{0}$ kA

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

$$\tilde{I}_1\ 0.593 mi^{\,j49,810}\ kA,\quad \tilde{I}_2\ 0{,}6272\quad mi^{j69,650}\ kA,\quad \tilde{I}_0\ 0.4932\ mi^{j170,40}\ kA$$

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

$$\left|\frac{1}{z_1}\frac{\tilde{V}_B}{\tilde{I}_B\ mi^{\tilde{}}_0}\right|\quad 40.5081\,millas$$

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

$$Error\quad \frac{Diferencia\ máxima}{\text{Distancia de falla}}\ 4.\frac{9119}{38{,}5}\quad 0.1276\ pu$$

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:

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

Problema P5.26: Considere el $36 MVA,\ 138 kV / 13{,}8 kV,\ z\ \ j0{,}08\ pu$ 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

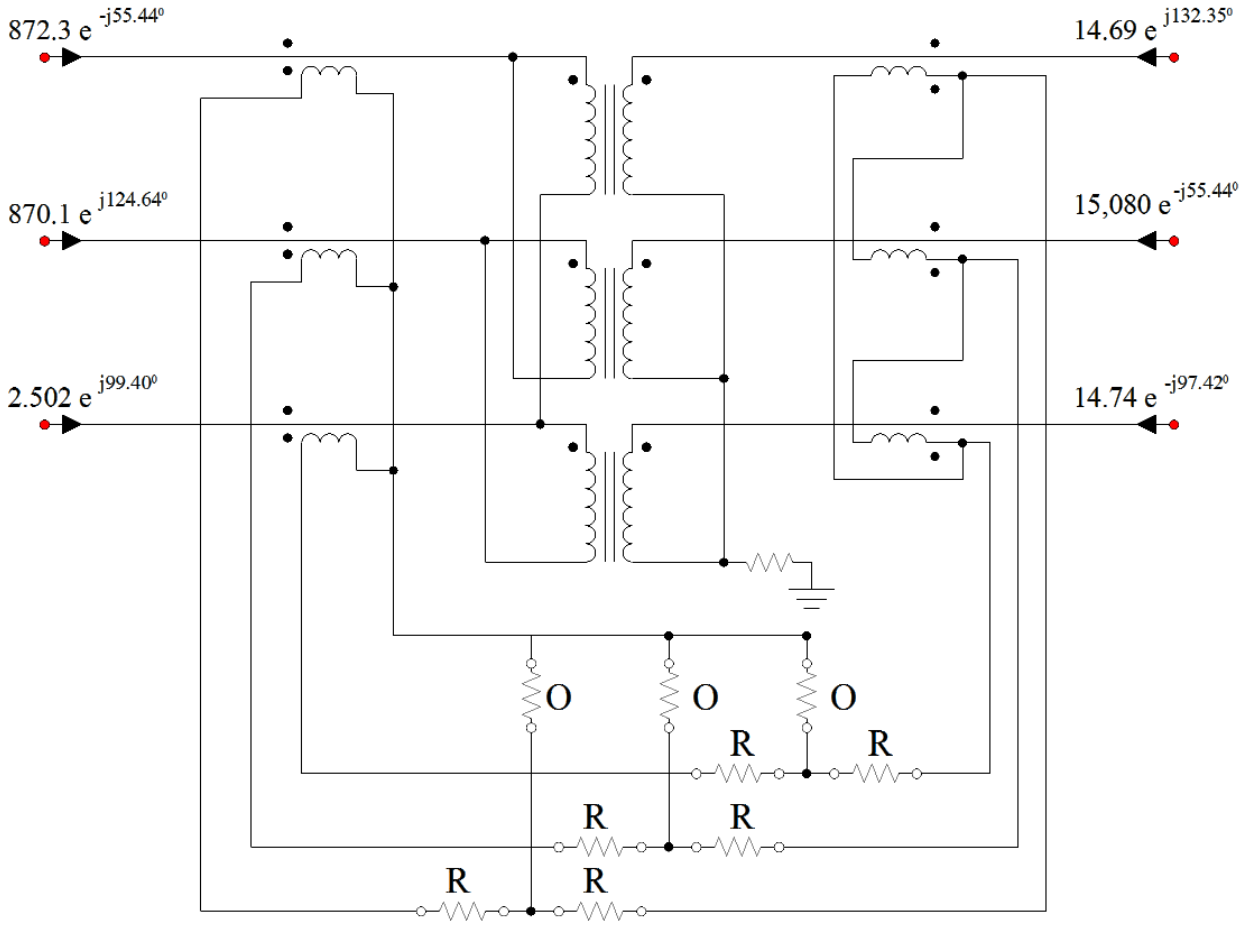


Figura P5a: Trifásico, conectado en estrella, 138 kV / 13,8 kV, estándar
Transformador de conexión

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

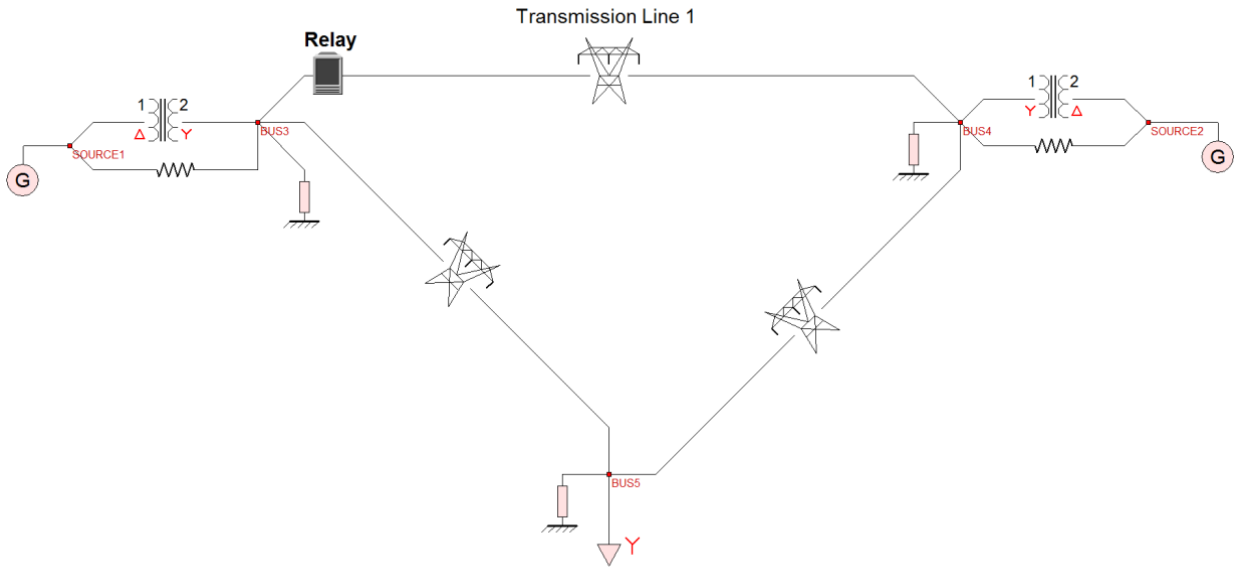


Figura P4a

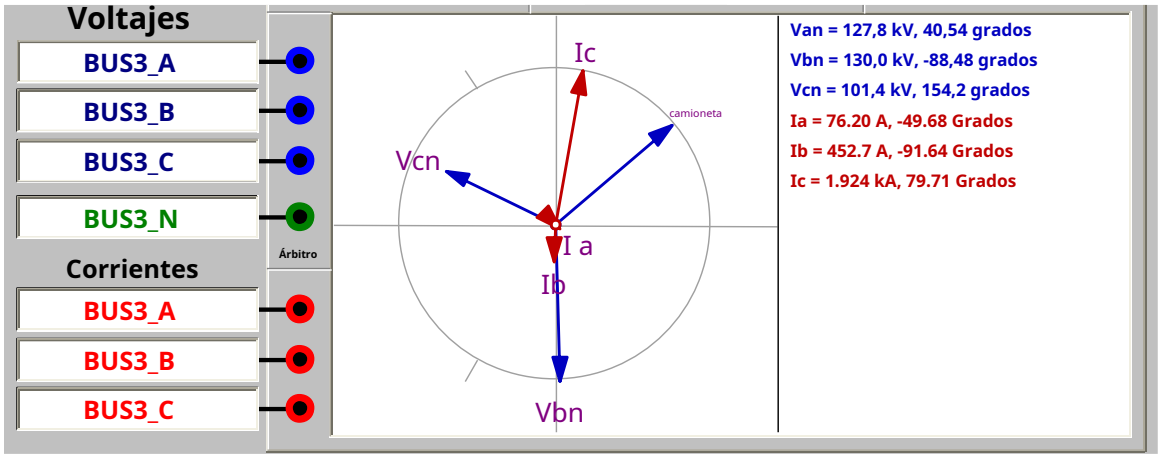


Figura P4b

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

$$I_{120} = \frac{1}{3}\begin{matrix}1 & a & a_2 \\ a_2 & a & 1 \\ 1 & 1 & 1\end{matrix}\begin{matrix}734{,}0\angle 29{,}58^\circ \\ 732{,}6\angle 167{,}7^\circ \\ 477{,}8\angle -74{,}63^\circ\end{matrix} \quad \textit{Amperios}$$

El relé "verá" la siguiente impedancia:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

$$Z_{relé} \quad \frac{115 / 139.000}{5/2000} \frac{101{,}4 mi_{j154{,}20}}{1.924 mi_{j}^{79{,}710} \; 2{,}0\,(0{,}4778 mi_{j74{,}630)}} \quad xxx \text{ ohmios}$$

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

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.

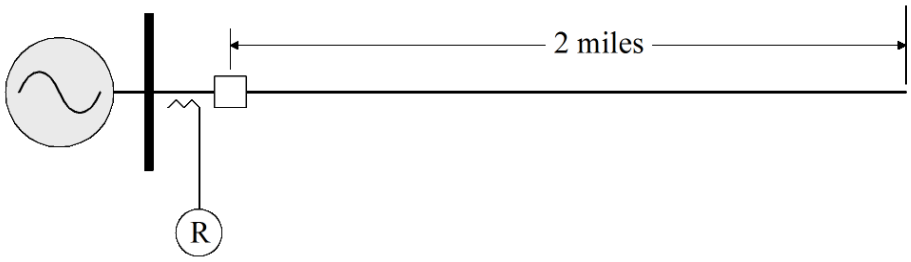
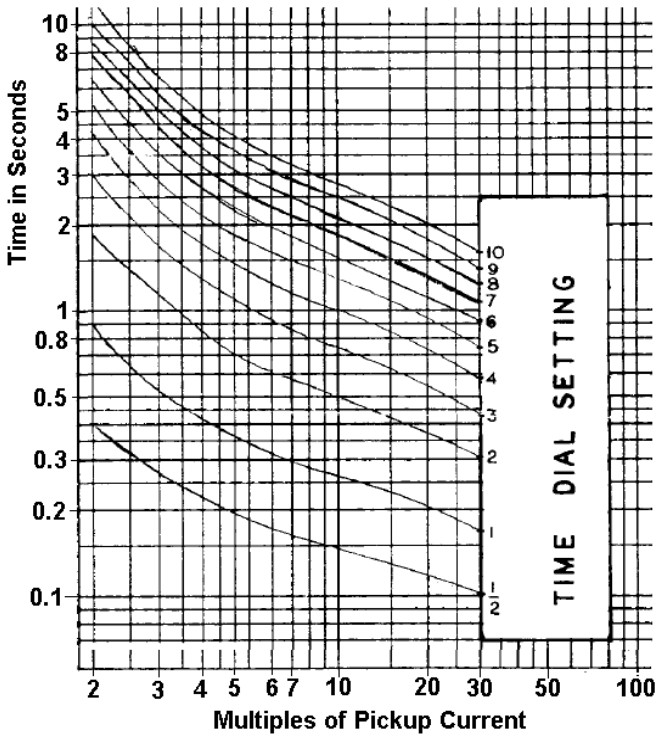


Figura P1a

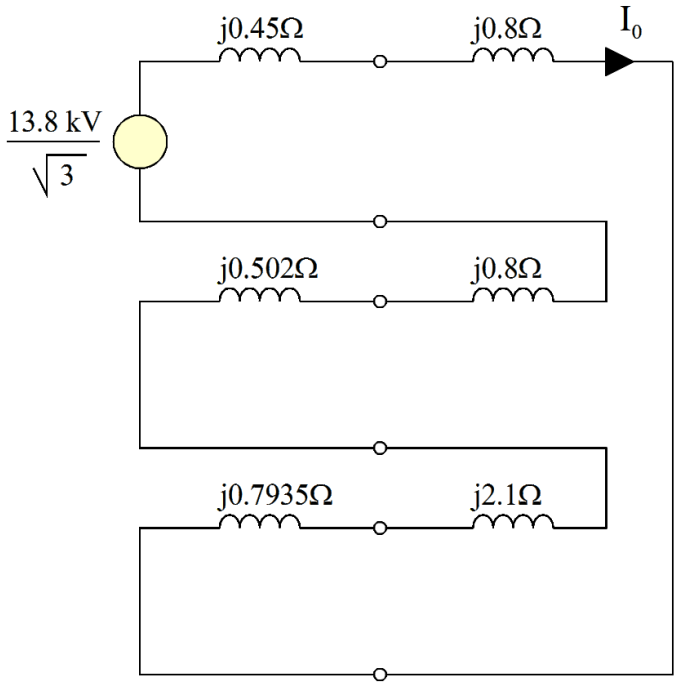


Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Figura P1b

Solución:

Primero calculamos la corriente de falla:



$$I_0 \quad 3 \frac{\frac{13,8}{\sqrt{}} kV}{j5.4457} \quad j1,463 kA$$

$$\tilde{I}_F \quad I_A \quad \tilde{j}4.3892 kA$$

$$\tilde{I}_{Reponer} \quad j18.28 A$$

$$I_r \quad \frac{I_{Reponer}}{8.0 A} \quad 2.286$$

Leyendo la figura para 2.288 @ dial de tiempo 1 t_{viaje} = 0,7 segundos

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 $132 MVA, 18 kV / 230 kV, z \quad j0,08 \ pu$ 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:

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

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

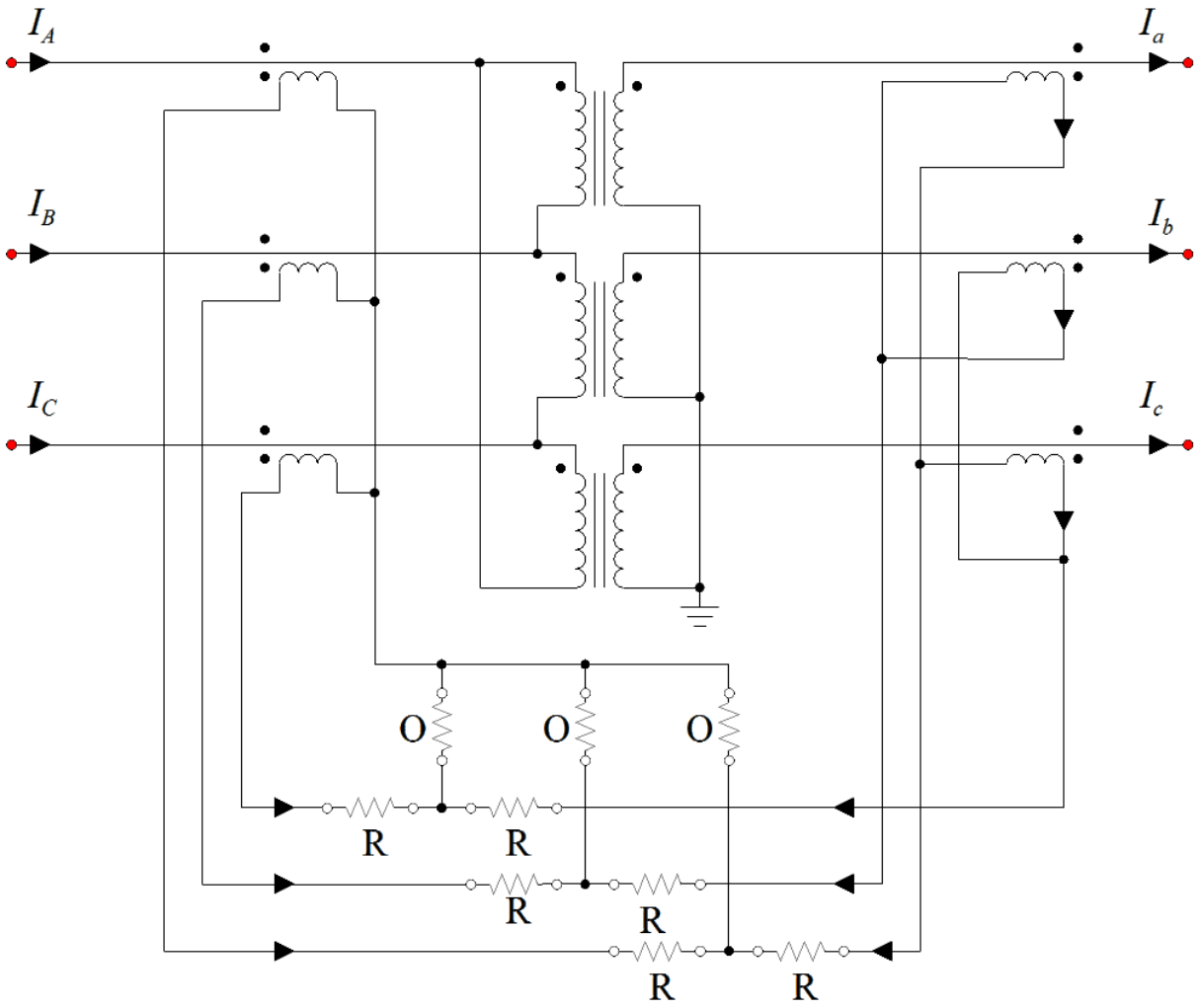


Figura P5.30

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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

$$Z_{Línea} \quad \sqrt{5{,}6_2\ 36.\quad 1^2}\ 36{,}53 mi_{\angle 81.18}$$

Impedancia de línea en el lado del relé:

$$Z_{\text{Reponer, I}} \quad \frac{V_{\text{segundo}}}{I_{\text{segundo}}} \quad \frac{V_{pri}115/86000}{I_{pri}5/2000} \quad 0.5349 Z_{línea}$$

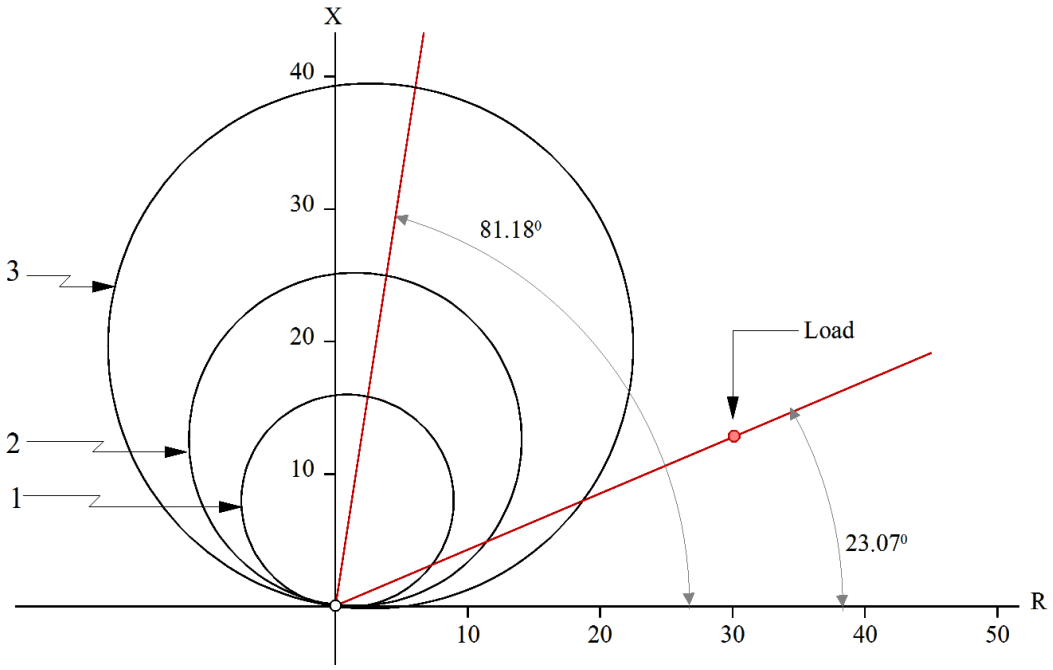
$$36{,}53\ \ 19.54$$

Zona 1 = (0,80) (19,54) = 15,630 ohmios
Zona 2 = (1,35) (19,54) = 26,379 ohmios
Zona 3 = ((56,4 + (1,25) (49,0)) / 56,4) (19,54) = 40,76 ohmios

2. $metro \quad \frac{Z_0 \quad Z_1}{Z_1} \quad \frac{14\ 53{,}54}{5{,}6\ \angle 36{,}1} \quad 1.5149 mi_{\angle 5.836_0}$

3. Esquema de las características del relé

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019



4. Bajo las condiciones de carga especificadas:

$$Z \quad \frac{138/3\sqrt{\ }}{1,16} \, mi_{j23.07_0} \quad 68,68 mi_{j23.07_0}$$

$$Z_{L,R} \quad 36,73 mi_{j23.07_0}$$

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

5. Bajo las condiciones de carga especificadas:

$$Z \quad \frac{0,90 \quad 138/3\sqrt{\ }}{1.8 \quad 1,16} \, mi_{j23.07^0} \quad 34,34 mi_{j23.07^{\ 0}}$$

$$Z_{LR} 18.36 mi^{\ j23.07_0}$$

$$\tilde{D} \quad 0,5 \quad 40,76 mi_{j81.18_0} \quad 18.36 mi_{j23.07_0}$$

$$\left|\tilde{D}\right| \quad 0,5 \quad 40.17$$

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Las características del relé de sobreintensidad 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: Ia = 545 A, Ib = 831 A e Ic = 11,589 A. Calcule el tiempo de disparo del tiempo.
relé de sobrecorriente.

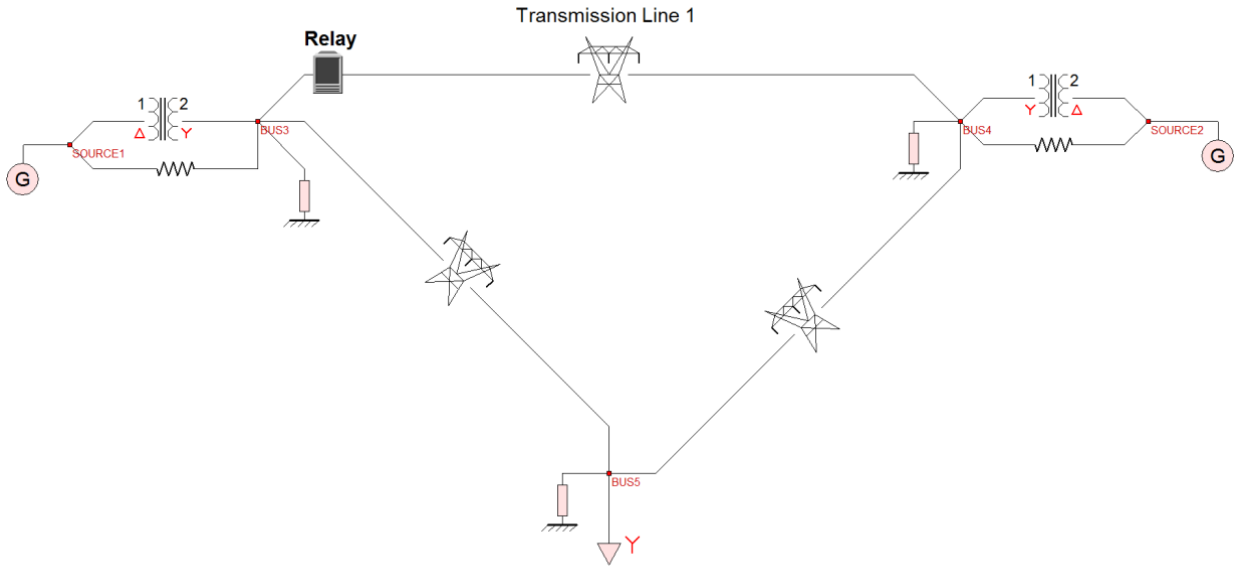


Figura P4a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

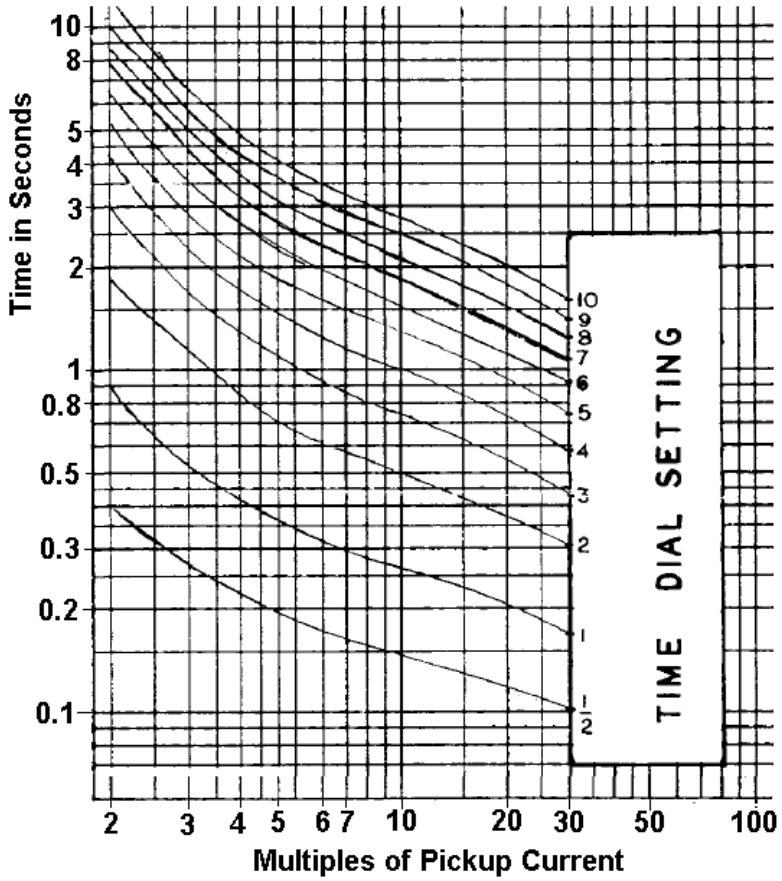


Figura P4b

Solución:

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

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

t = 0,37 segundos o 22,2 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: Ia = 845 A, Ib = 931 A e Ic = 16,429 A. Calcule el tiempo de disparo del relé de sobrecorriente de tiempo.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

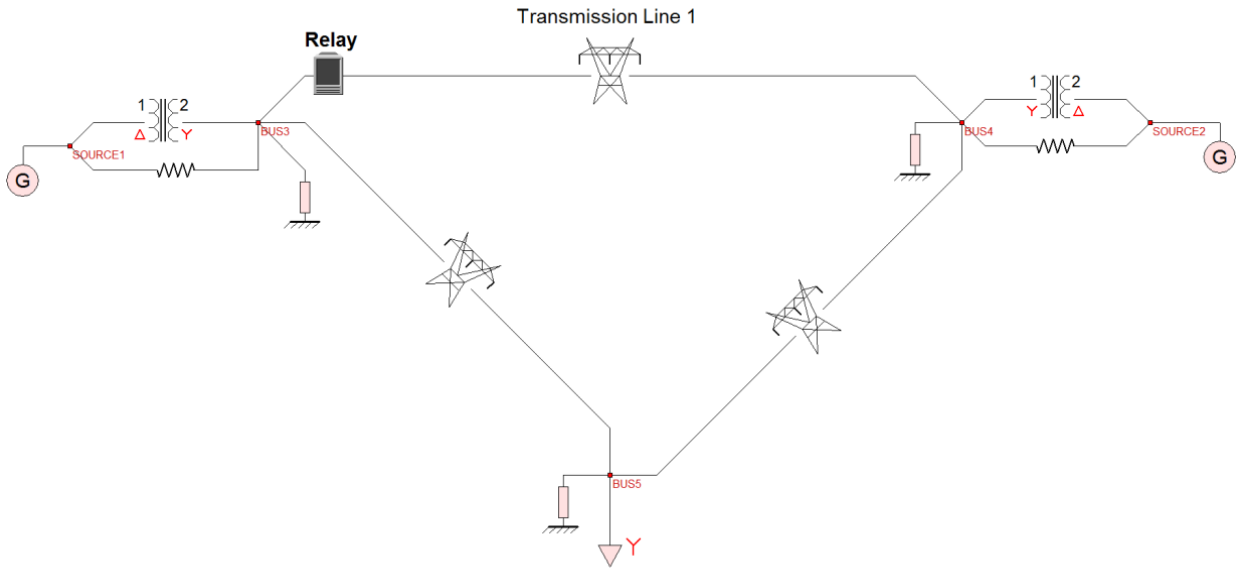


Figura P5.33

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:

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

La impedancia del circuito es:

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

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:

$$t_0 \quad \frac{19{,}61}{I^2 1} t_D \quad 0{,}491 \; t_D$$

(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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

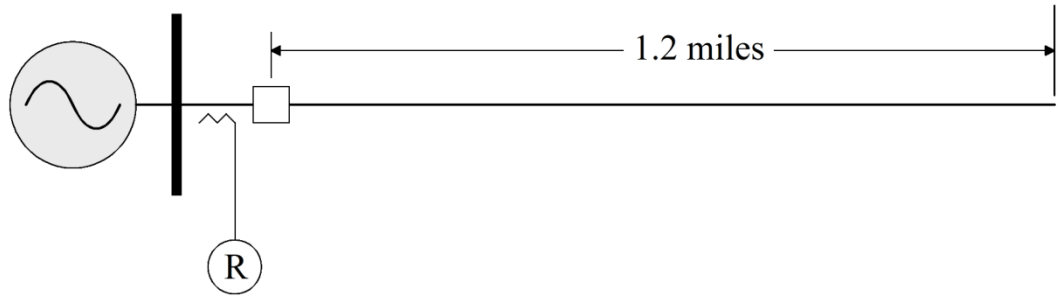
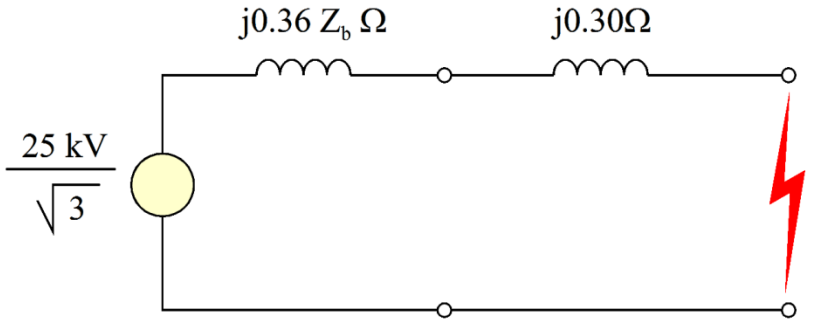


Figura P5.34

(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):



$$Z_B \quad \frac{25_2}{100} \quad 6.25$$

$$I \quad \frac{25kV/\sqrt{3}}{j2{,}55} \quad 5{,}66\ kA$$

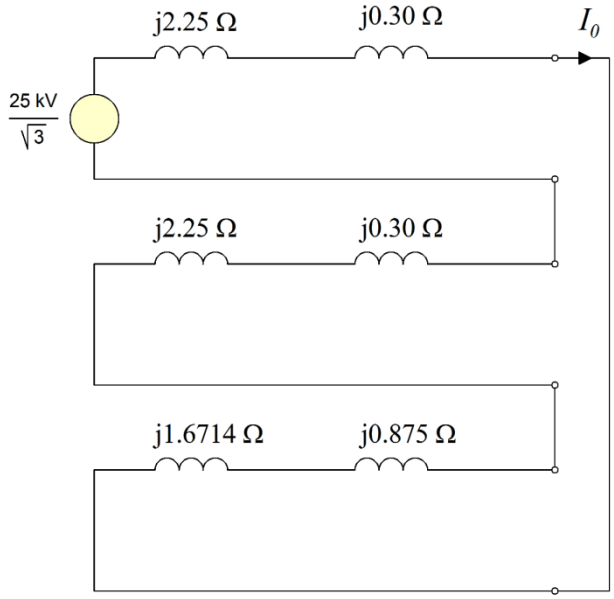
$$I_{Reponer} \quad \frac{5}{800} 5{,}66\ kA \quad 35.375\ A$$

$$I_r \quad \frac{35.375\ A}{7\ A}\ A \quad 5.0536$$

Por lo tanto: t = 0,129 seg, o 7,74 ciclos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

Parte B:



$$I_0 \quad \frac{25kV/\sqrt{3}}{j7.6464} \quad 1.887\ kAe^{\,j90^0}$$

$$\tilde{I}_a\ 3I\ \tilde{}_0 \quad 5.633kAe^{\,j90^0}$$

$$I_{reponer} \quad \frac{5}{800}5.633A \quad 35.3938A$$

$$I_r \quad \frac{35.3938\ A}{7\ A} \quad 5.0563$$

t = 0,129 segundos o 7,74 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:

$$t_0 \quad \frac{19,61}{I_{\dot{r}}^2 \quad 1}t_D \quad 0,491 \quad t_D$$

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

$$\tilde{I}_a 18,78mi^{\,j10,8^o}\ kA,\ y\tilde{o}_B\ 4,98mi^{\,j78,8^o}\ kA,\quad \tilde{I}_C\ 4.17mi_{j68,9^o}kA$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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: $\tilde{I}_a = 19{,}78\angle -10{,}8^\circ$ kA, $\tilde{I}_B = 5.77\angle -78{,}8^\circ$ kA, $\tilde{I}_C = 3{,}27\angle 68{,}9^\circ$ kA

Para t> 5 ciclos: $\tilde{I}_a = 12{,}89\angle -10{,}8^\circ$ kA, $\tilde{I}_B = 3{,}80\angle -78{,}8^\circ$ kA, $\tilde{I}_C = 2{,}67\angle 68{,}9^\circ$ 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:

$$\int_0^{T_0} \frac{1}{t(I)}dt = 1$$

, dónde: $I = I_r, t = I_r \left(\frac{19{,}61}{I_r^2 - 1}\right) t_D = 0{,}491\, t_D$

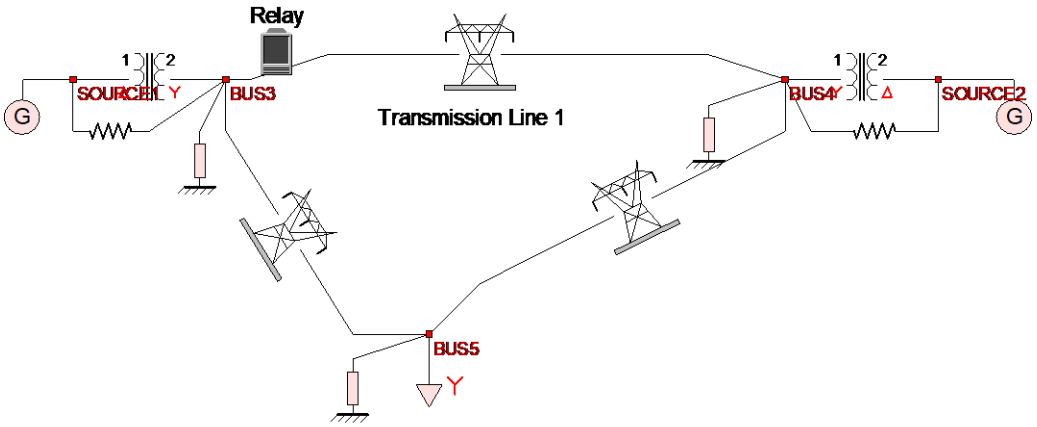
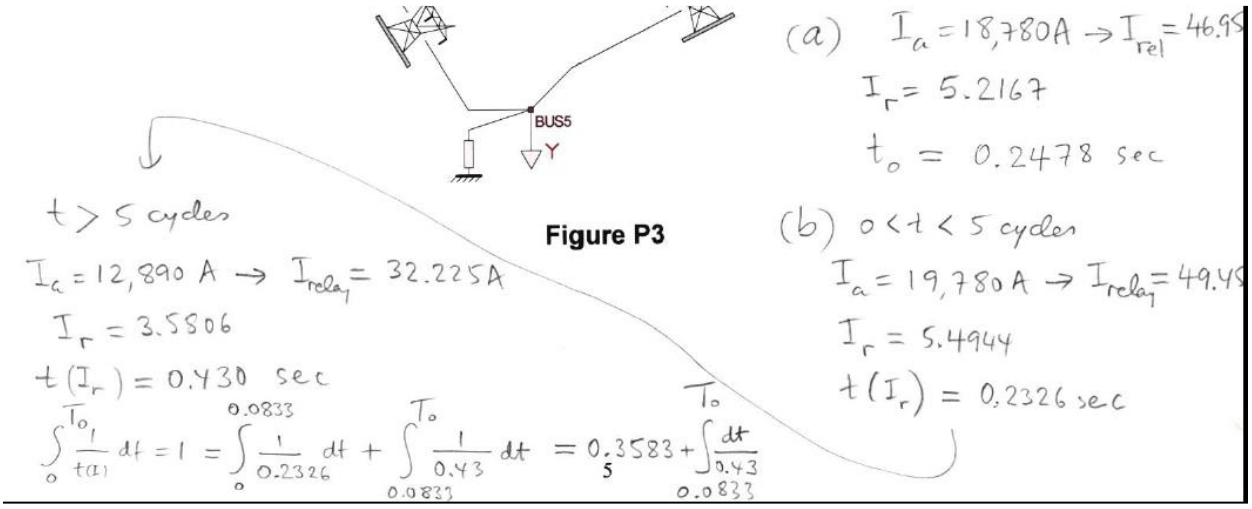


Figura P3

Solución:



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

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:

$z_1 \quad z_2 \quad j0{,}36 \; pu \qquad z_0 \quad j0{,}26 \; pu$

La impedancia del circuito es

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

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:

$$t_0 \quad \frac{19{,}61}{I_f^2 1} t_D \quad 0{,}491 \; t_D$$

(a) 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).

(b) 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.

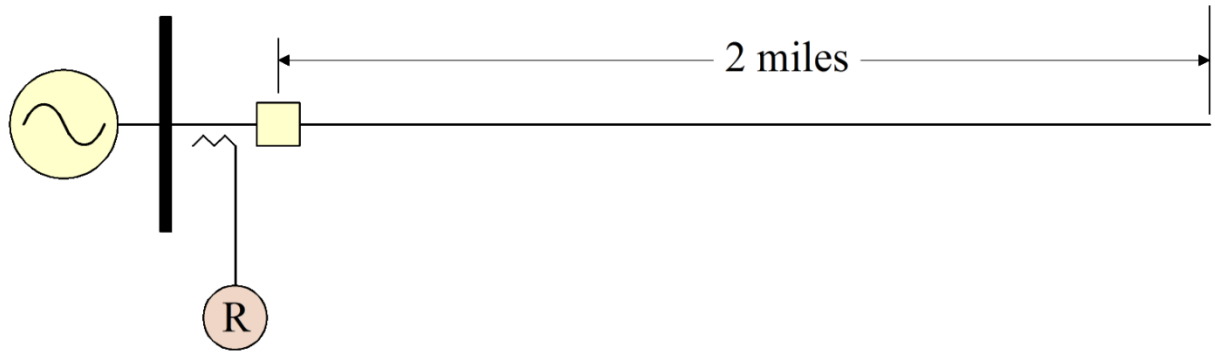


Figura P2

Solución:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

(a)

$$I_0 = \frac{1}{j0.36 + j0.36 + j0.26} = -j\,1.0204$$

$$I_{F_{pu}} = 3I_0 = -j3.06122$$

$$I_F = I_{F_{pu}} \cdot \frac{100/3}{13.8/\sqrt{3}} = -j\,12.8072\ kA$$

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

$$I_p = 13.34$$

$$t_0 = 0.06018\ sec$$

(3.6 cycles)

(b)

$$I_0 = \frac{13.8/\sqrt{3}}{(j0.98)\frac{13.8^2}{100} + j5.9} = -j1.0258\,kA$$

$$I_F = 3I_0 = -j\,3.0774\ kA$$

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

$$I_p = 3.205$$

$$t_0 = 0.2604\ sec$$

(15.62 cycles)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2019

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 6 _____ ***3***

Instrumentación de protección _____ ***3***

6.1 Introducción _____ **3**

6.2 Transformadores de corriente _____ **14**

6.2.1 Construcción_____14
6.2.2 Terminología_____14
6.2.3 Marcas de polaridad y denominación de terminales _____16
6.2.4 Estandarización de proporciones_____17
6.2.5 Clasificación de errores _____18
6.2.6 TC auxiliar _____20
6.2.7 Análisis del rendimiento en estado estacionario a frecuencia de potencia _____21
6.2.8 Respuesta de frecuencia_____27
6.2.9 Saturación _____28
6.2.10 Transformadores de medida no convencionales _____34 Transformador de corriente de núcleo de aire (bobina Rogowski) _____34
6.2.11 Transformadores de corriente magnetoópticos_____36
6.2.12 Conexiones del transformador de corriente _____37

6.3 Transformadores de voltaje para instrumentos _____ **38**

6.3.1 Estandarización de transformadores de voltaje_____42
6.3.2 Marcas de polaridad del transformador de voltaje _____42
6.3.3 Transformadores de potencial (PT) _____42
6.3.4 Análisis del rendimiento en estado estable del TP _____ 43
6.3.5 Respuesta de frecuencia del TP _____43
6.3.6 Respuesta transitoria de TP _____48
6.3.7 Conexiones del transformador de voltaje _____52
6.3.8 Transformadores de voltaje de acoplamiento capacitivo (CCVT) _____52
6.3.9 Transformadores de voltaje no convencionales _____62

6.4 Puesta a tierra del canal de instrumentación _____ **66**

6.5 Protección y aislamiento de la instrumentación _____ **68**

6.6 Conversión A / D_____ **70**

6.6.1 Aliasing y filtrado de paso bajo _____71
6.6.2 Implementación del filtro analógico _____74
6.6.3 Descripción general de la tecnología del convertidor A / D _____76
6.6.3 Etapa de control de ganancia_____79

6.6.4 Sincronización de muestreo _____80
6.6.5: El código de tiempo IRIG-B _____83
6.6.6 Etiquetado de tiempo versus muestreo sincrónico verdadero _____85
6.6.7 Interoperabilidad_____86

6.7 Fidelidad de datos y corrección de errores de medición _____ 87
6.7.1 Corrección de errores del transformador de instrumentos _____92
6.7.2 Corrección de errores del cable de control _____93
6.7.3 Corrección de errores del digitalizador _____93

6.8 Simulación por computadora del canal de instrumentos _____ 96

6.9 El surgimiento de unidades fusionadas _____ 96

6.10 El estándar de sincrofasores IEEE_____ 102

6.11 Resumen y discusión_____ 104

6.12 Problemas _____ 105

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Capítulo 6
Instrumentación de protección

6.1 Introducción

Este capítulo describe la instrumentación de medición para aplicaciones de sistemas de potencia con especial atención a los requisitos para relés de protección. La cadena de equipos de instrumentación de medición que comienza desde el punto de medición de alto voltaje o corriente y termina con una señal analógica o digital (que es una reproducción de la señal del punto de medición de alto voltaje o corriente) se denomina "canal de instrumentación". La Figura 6.1 ilustra los dispositivos que forman canales de instrumentación de voltaje y corriente que se encuentran típicamente en estaciones generadoras de energía eléctrica, subestaciones y en instalaciones eléctricas en general.

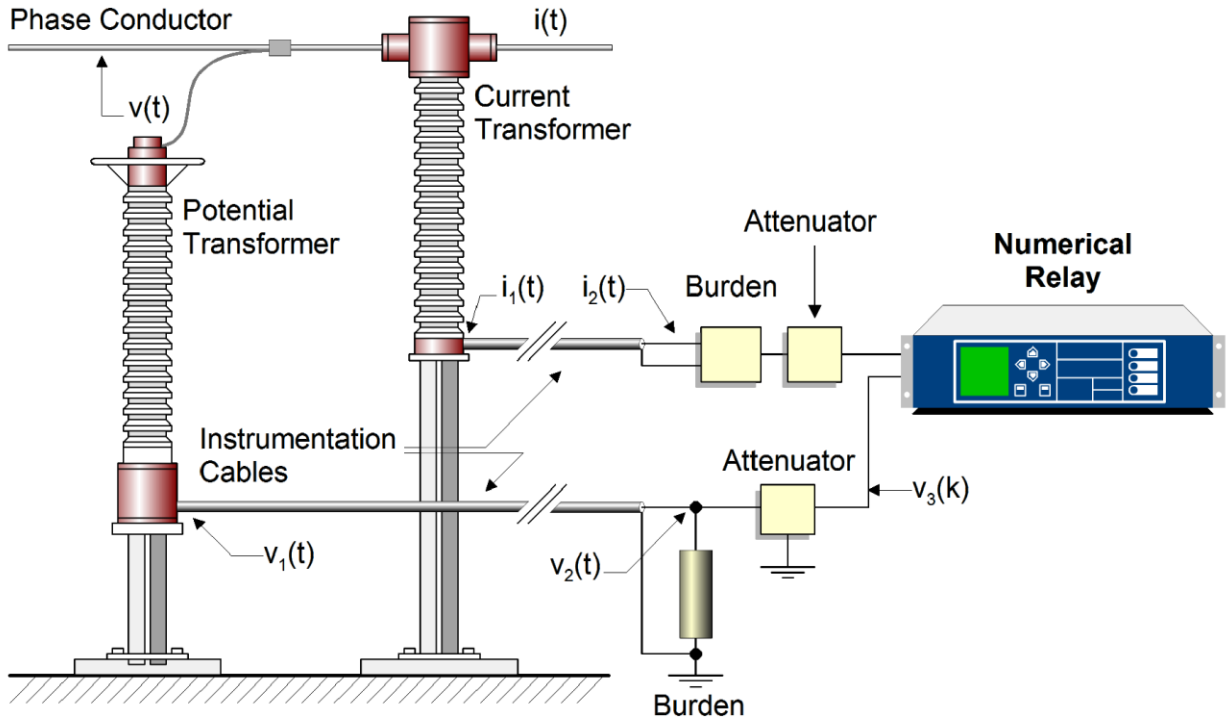


Figura 6.1: Canales típicos de instrumentación de voltaje y corriente

El propósito del canal de instrumentación es doble: (a) proporcionar aislamiento entre los equipos electrónicos sensibles, como los IED y el sistema de potencia de alto voltaje, y (b) reducir los voltajes y corrientes a niveles de instrumentación o al nivel de instrumentación estándar, voltaje y corrientes. . Idealmente, se espera que el canal de instrumentación produzca en la salida una forma de onda que será una réplica exacta del alto voltaje o corriente y escalada por un factor constante. En realidad, el canal de instrumentación introduce un error. Específicamente, cada dispositivo en esta cadena a saber:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Transformadores de instrumentos

Cables de control

Cargas

Filtros

Convertidores A / D

puede contribuir a cierto grado de degradación de la señal, es decir, error. Además, el error introducido por un dispositivo puede verse afectado por interacciones con otros dispositivos del canal. Por tanto, es importante caracterizar el error general del canal de instrumentación.

Otro tema importante en cualquier medición es la capacidad de determinar el momento en el que se ha realizado esta medición. Esto se puede lograr conectando adecuadamente un reloj al equipo de medición. El "etiquetado de tiempo" de la medición se vuelve muy útil si la precisión de la sincronización es tal que el ángulo de fase de los voltajes y corrientes se puede determinar con tal precisión que los flujos de potencia se pueden determinar con la precisión de la instrumentación estándar. Considere, por ejemplo, una línea de transmisión que opera con un ángulo de fase de 10 grados. Si es necesario medir el flujo de potencia a lo largo de esta línea con una precisión del 0,5%, la precisión requerida de la medición de la diferencia de fase es de aproximadamente 0,05 grados. Dado que los ángulos de fase en los dos extremos de la línea se medirán con diferentes equipos (los extremos de la línea pueden estar separados por decenas de millas), será necesario medir cada ángulo de fase con una precisión mejor que 0.03 grados que corresponde a un precisión de sincronización de 1,5 microsegundos. Por esta razón, estas mediciones requieren un reloj que tenga una precisión de microsegundos y un hardware adecuado para medir la sincronización de la medición con una precisión comparable. El desarrollo de la constelación de satélites GPS por parte del gobierno de EE. UU., A partir de 1989, proporcionó este reloj a un precio asequible en todo el mundo. Si bien hubo pocos intentos de desarrollar la tecnología de medición con esta precisión (ver nota histórica), El primero en lograr esta actuación fue Jay Murphy de Macrodyne en 1992 y fue el primero en acuñar esta tecnología Unidad de medida fasorial (PMU). Específicamente, desarrolló y lanzó en enero de 1992 la PMU MACRODYNE 1620 capaz de realizar mediciones con una precisión de tiempo de 1 microsegundo o una precisión de ángulo de fase a 60 Hz de 0,02 grados. Durante muchos años, esta tecnología se utilizó en aplicaciones especializadas. Recientemente, muchos fabricantes de relés se han dado cuenta de la importancia de esta tecnología y comenzaron a incorporarla en los relés digitales. Se espera que en un futuro no lejano, todos los relés numéricos tengan esta capacidad. desarrolló y lanzó en enero de 1992 la PMU MACRODYNE 1620 capaz de realizar mediciones con precisión de tiempo de 1 microsegundo o precisión de ángulo de fase a 60 Hz de 0,02 grados. Durante muchos años, esta tecnología se utilizó en aplicaciones especializadas. Recientemente, muchos fabricantes de relés se han dado cuenta de la importancia de esta tecnología y comenzaron a incorporarla en los relés digitales. Se espera que en un futuro no lejano, todos los relés numéricos tengan esta capacidad. desarrolló y lanzó en enero de 1992 la PMU MACRODYNE 1620 capaz de realizar mediciones con precisión de tiempo de 1 microsegundo o precisión de ángulo de fase a 60 Hz de 0,02 grados. Durante muchos años, esta tecnología se utilizó en aplicaciones especializadas. Recientemente, muchos fabricantes de relés se han dado cuenta de la importancia de esta tecnología y comenzaron a incorporarla en los relés digitales. Se espera que en un futuro no lejano, todos los relés numéricos tengan esta capacidad.

Los canales de instrumentación del sistema de potencia tienen muchas aplicaciones, a saber:

- Medición de flujo de voltaje, corriente y potencia
- Registro de voltaje y corriente de falla
- Monitoreo de la calidad de la energía
- Relés de protección

El error de medición tolerable y el rango dinámico del canal es una función de la aplicación. Por ejemplo, la medición y el monitoreo de la calidad de la energía requieren una alta precisión para los niveles de voltaje y corriente de estado estable, el registro de fallas requiere alta precisión, así como un amplio rango dinámico para que tanto el voltaje de estado estable como el de falla y los niveles de corriente sean monitoreados con precisión. Por ejemplo, las corrientes de falla pueden alcanzar niveles que son varias magnitudes de orden más altos que los de operación normal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

corrientes. En aplicaciones de retransmisión, es importante un amplio rango dinámico, pero una alta precisión no es tan importante. Los estándares relacionados con las mediciones clasifican las mediciones en dos categorías distintas con las siguientes características generales:

(a) Clase P (Clase de protección): mediciones en las que la precisión para condiciones normales de funcionamiento no es muy importante, pero su rango se adapta a los requisitos de protección.
(b) Clase M (Clase de medición): mediciones que son precisas para las condiciones normales de funcionamiento pero que pueden no tener el rango requerido por las aplicaciones de protección.

El énfasis de este libro de texto se coloca en la transmisión de aplicaciones. El enfoque tradicional es utilizar diferentes canales de instrumentación para la medición y diferentes para la protección. Sin embargo, a medida que la tecnología avanza y los canales de instrumentación con alta precisión en condiciones de funcionamiento normales y con el rango para adaptarse a las aplicaciones de pago están disponibles a costos prácticos, es rentable utilizar el mismo equipo de canal de instrumentación para múltiples aplicaciones. En tales casos, tanto el amplio rango dinámico como la alta precisión tanto en condiciones de estado estacionario como transitorias se convierten en requisitos importantes.

El primer eslabón de la cadena de equipos del canal de instrumentación consta de transformadores de tensión y corriente, denominados colectivamente *transformadores de medida* Estos dispositivos transforman los voltajes y corrientes del sistema de energía a niveles apropiados para controlar medidores, relés, registradores de fallas y otros equipos de monitoreo. Actualmente se utilizan varias tecnologías de transformadores de instrumentos. Los dispositivos de tecnología tradicional más comunes son**pag**potencial y **C**actual **t**transformadores (PT y CT), que se basan en la tecnología de transformadores de núcleo magnético. Otro tipo de transductores de voltaje de uso común son**C**apacitivamente **C**superado **v**oltage **t**transformadores (CCVT). Estos se basan en una combinación de divisores de voltaje capacitivos y transformadores de núcleo magnético. Recientemente, se han construido transductores de voltaje y corriente basados en los fenómenos electroópticos y magnetoópticos. Estos dispositivos se conocen como EOVT (Transformadores de voltaje electro-ópticos) y MOCT (Transformadores de corriente magneto-ópticos). Los transformadores de instrumentos basados en estas y otras tecnologías alternativas se denominan***norte****en-****C****convencional* ***I****nstrumento* ***T****los transformadores*NCIT). Las características de estas tecnologías se presentan en secciones posteriores.

En este capítulo examinamos las tecnologías de transformadores de instrumentos y sus características, especialmente desde el punto de vista de la precisión. Los transformadores de medida no son los únicos dispositivos que pueden introducir errores. Los cables, las cargas, los relés y sus secciones de conversión A / D pueden introducir errores. Por lo tanto, examinamos los efectos de los cables de control y las cargas, así como la tecnología de conversión A / D utilizada por los relés, en la precisión general de la instrumentación. Se aclarará que para muchas funciones de protección no es necesaria una instrumentación de alta precisión. Sin embargo, la tendencia actual es utilizar el sistema de relés de protección dentro de los esquemas de automatización y utilizar los datos para una variedad de otras aplicaciones, como estimación de estado, monitoreo de estabilidad, etc., en las que se requiere una alta precisión. Por lo tanto,

Además, discutimos cuestiones de estandarización de transformadores de instrumentos, confiabilidad de los canales de instrumentación y costos asociados.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Antes de discutir los problemas descritos anteriormente, se presentará una nota histórica sobre el desarrollo de las mediciones sincronizadas.

Nota histórica:

El valor de las mediciones sincronizadas se ha reconocido en muchas aplicaciones. De hecho, la sincronización de mediciones y observaciones se buscó en la antigüedad. La clave de esta capacidad es el desarrollo de relojes precisos. En la antigüedad, la "klepsidra" se usaba típicamente para medir el tiempo. Recientemente se ha descubierto que los antiguos griegos desarrollaron un mecanismo de reloj (el mecanismo antikythera, fechado en 89 a. C. y descubierto en 1908) que se ilustra en la Figura HN-6.1. Puede encontrar más información sobre el mecanismo en http://www.antikythera-mechanism.gr/. Si bien los usos con sangría del mecanismo de Antikythera están bajo una intensa investigación a nivel mundial, es seguro que este mecanismo fue la base de los relojes mecánicos. A medida que la tecnología evolucionó, la precisión de los relojes ha aumentado [???]. Mesa HN-6.1 proporciona la historia de los desarrollos tecnológicos de los relojes.

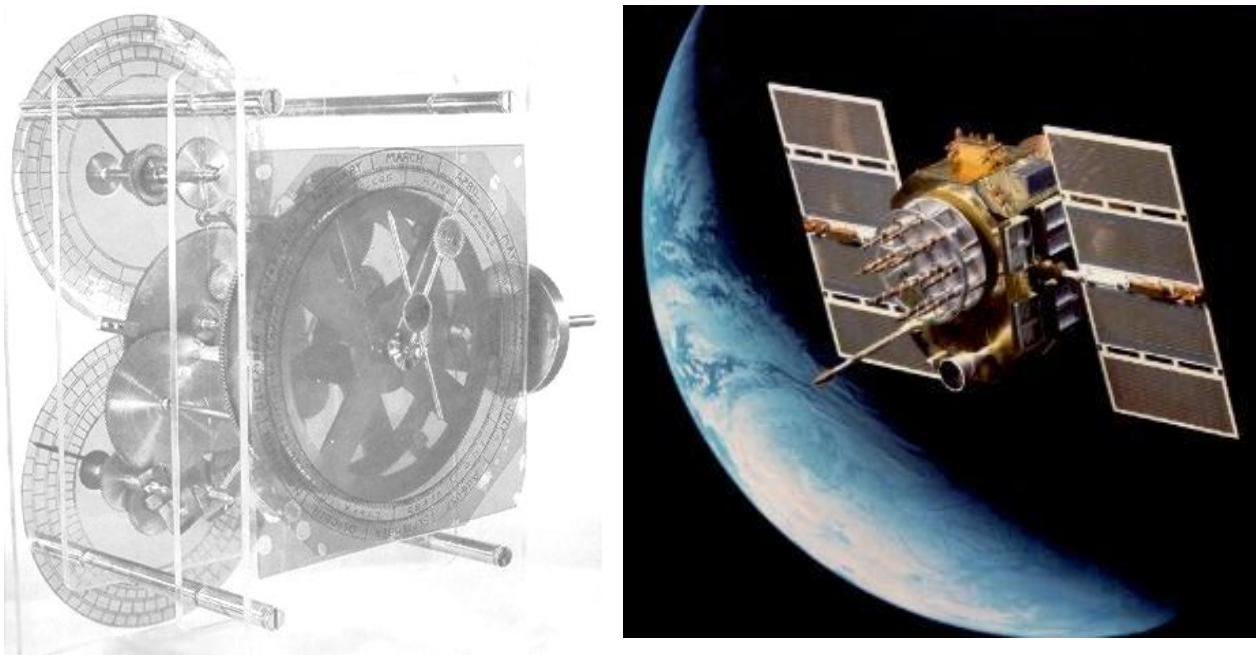
Tabla HN-6.1: Desarrollo de la tecnología de reloj

	Tecnología	Precisión
Siglo quinto antes de Cristo	Clepsidra (reloj de agua)	Diario correcciones - estimado precisión "minuto"
Primer siglo antes de Cristo	El mecanismo de Antikythera	Desconocido - Científico estudiar el mecanismo para determinar usos y precisión
1910-1950	Relojes de cuarzo Corrección de errores mediante observaciones astronómicas	Variar
1955	Primer reloj atómico de cesio 1 segundo = 9,192,631,770 ciclos Actual de oscilación del cesio 133 Reloj	Inicialmente alrededor de 1 ns por día. mente (2014) alrededor de 0.02 ns por día.
1990	atómico óptico de ion único	0,002 ns por día
2007	Relojes de celosía óptica (OLC)	Precisión de registro (estroncio OLC en JILA): 0,00002 ns por día

En la actualidad, para la mayoría de las aplicaciones, el reloj atómico de cesio con una precisión de 0,02 ns en un día se utiliza como referencia de tiempo. Esto puede cambiar en el futuro, ya que los relojes atómicos de celosía óptica tienen una precisión mucho mayor que los relojes atómicos de cesio (consulte la tabla anterior). El costo del reloj atómico de cesio ha sido prohibitivo para muchas aplicaciones (sin embargo, los avances recientes pueden resultar en relojes atómicos de cesio bastante económicos, por ejemplo, la búsqueda de relojes atómicos de cesio en un chip). Con el fin de proporcionar una señal temporal y espacial a cualquier lugar de la tierra, el gobierno federal ha desarrollado y desplegado, a partir de 1989, una constelación de satélites que transmiten la señal del reloj de cesio por todo el mundo. Un receptor en cualquier lugar de la tierra puede recibir esta señal. Si se reciben señales de más de tres satélites, con métodos de triangulación / estimación, el receptor puede reproducir la señal del reloj atómico de cesio en cualquier punto de la tierra con una precisión de decenas de nanosegundos. Tenga en cuenta que desde el poder

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Desde el punto de vista de las aplicaciones del sistema, una señal de temporización con una precisión de aproximadamente un microsegundo es suficiente para la mayoría de las aplicaciones. Con la tecnología de medición adecuada, precisión de un microsegundo se traduce en medir el ángulo de fase con una precisión adecuada 0.02 grados, una precisión que es para las aplicaciones actuales del sistema de energía.



El mecanismo de Antikythera Satélite GPS

Figura HN-6.2: Evolución de las piezas de tiempo

Desde la introducción de la retransmisión por computadora (G. Rockefeller, “Protección contra fallas con una computadora digital”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-88, No.4, abril de 1969 [???]) y posteriores relés de microprocesador (Ed Schweitzer introdujo el primer relé de microprocesador comercial en 1983 [???], ver Figura HN = 6.1b), se iniciaron esfuerzos para extraer los fasores de un sistema de energía eléctrica, utilizando las señales de tiempo disponibles en ese momento. En 1980, Missout y Girard [???] desarrollaron un sistema para medir el ángulo de fase entre Montreal y Sept-Iles utilizando señales de temporización Loran C. El sistema se muestra en la Figura HN-6.2 tomada de [???].



Figura HN-6.3: Primer relé digital comercial, relé de distancia SEL-21 y localizador de fallas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

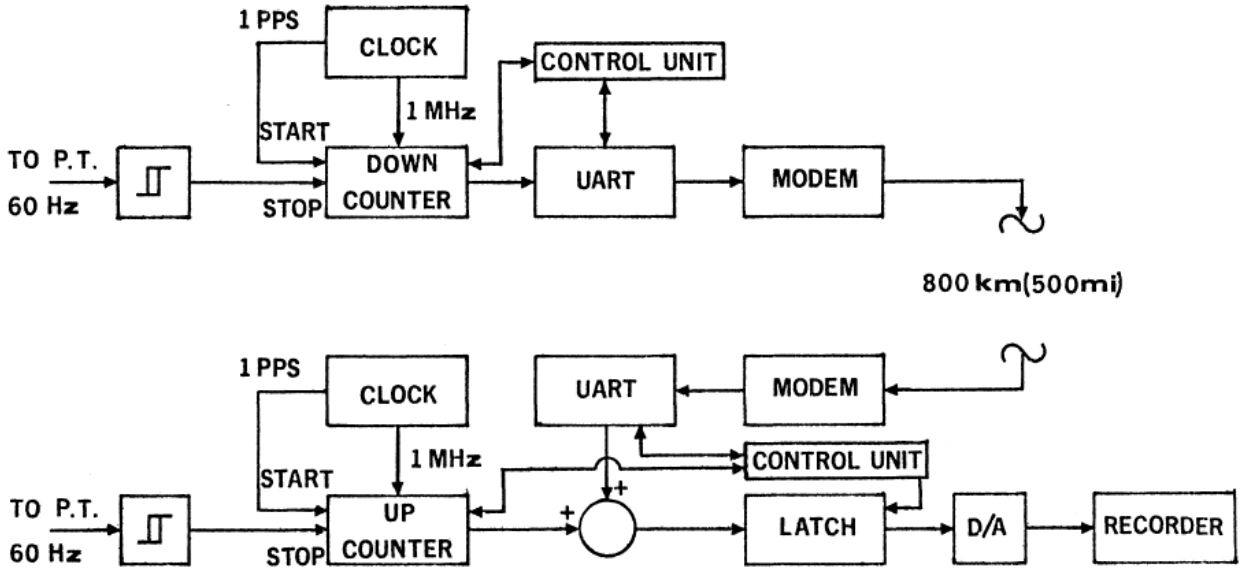


Figura HN-6.4: Diagrama de bloques del sistema de medición de ángulos de voltaje de bus giratorio y faltante. Basado en Loran C (1980) - Precisión reportada mejor que un grado [???]

En 1981, Bonanomi [???] describió una técnica para medir los ángulos de fase de voltaje y los ángulos del eje del generador utilizando relojes sincronizados. El principio de estas medidas se muestra en la Figura HN-6.3 en forma [???]. El sistema se demostró en una línea de transmisión de 220 kV de la red suiza. Los relojes utilizados fueron dos señales horarias de radio HBG. La precisión de las mediciones del ángulo de fase se probó comparando el flujo de potencia calculado con los ángulos de fase medidos y el flujo de potencia registrado por los medidores de potencia. Los errores fueron inferiores a 20 MW, lo que corresponde a un error de ángulo de fase de 0,35 grados. Se puede decir que la precisión general del sistema es mejor que 0,35 grados.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

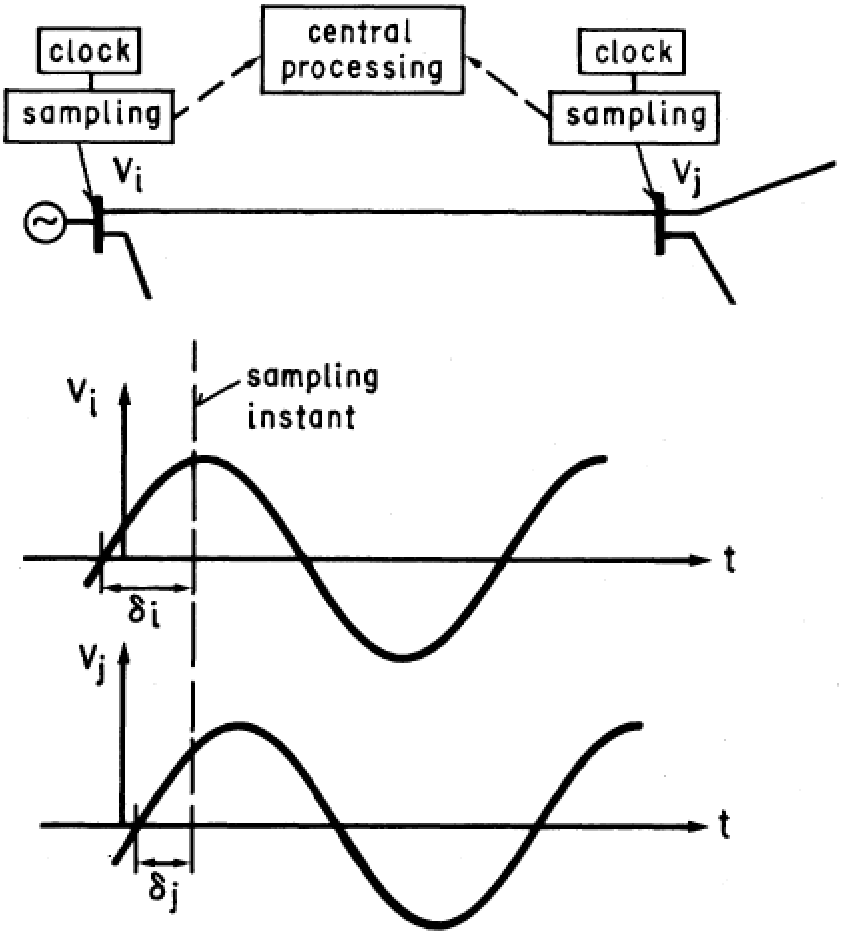


Figura HN-6.5: Principio de funcionamiento de las mediciones de ángulo de fase con sincronización Relojes para la caja simple de dos autobuses (Bonanomi, 1981)

En 1983, el primer autor propuso a la empresa Utah Power desarrollar un sistema de mediciones sincronizadas utilizando señales de tiempo de los satélites GOES con el propósito de monitorear el flujo del bucle de energía a través del estado de Utah y los cambios de este flujo de energía en respuesta a la preocupación de esta utilidad para los frecuentes problemas de flujo del circuito que estaban experimentando (Propuesta EPRI). La señal GOES tiene una precisión mejor que 100 microsegundos y en ese momento era el mejor reloj disponible (aparte de un reloj atómico portátil de cesio). Si bien esta propuesta no fue financiada, los autores propusieron a NYPA en la primavera de 1989 evaluar y desarrollar tecnología de mediciones sincronizadas con el propósito de monitorear la distorsión armónica en el sistema de transmisión de NYPA. Este trabajo fue financiado y en 1991 los autores desarrollaron un dispositivo prototipo que se puede agregar a un registrador de fallas digital no sincronizado existente para proporcionar mediciones con etiquetas de tiempo con una precisión mejor que 2 microsegundos. El diagrama de bloques del dispositivo se ilustra en la Figura HN-6.4a. Consiste en un oscilador de onda cuadrada que genera una forma de onda cuadrada simétrica con una duración de medio ciclo de 6 veces la frecuencia de muestreo del DFR más 2 microsegundos. El flanco ascendente del pulso de forma de onda cuadrada está sincronizado con la segunda transición UTC (consulte la Figura HN-6.4b). Esto se logra utilizando un oscilador basado en bucle de bloqueo de fase impulsado por la señal de un pulso por segundo proporcionada por un receptor GPS. El diagrama de bloques del dispositivo se ilustra en la Figura HN-6.4a. Consiste en un oscilador de onda cuadrada que genera una forma de onda cuadrada simétrica con una duración de medio ciclo de 6 veces la frecuencia de muestreo del DFR más 2 microsegundos. El flanco ascendente del pulso de forma de onda cuadrada está sincronizado con la segunda transición UTC (consulte la Figura HN-6.4b). Esto se logra utilizando un oscilador basado en bucle de bloqueo de fase impulsado por la señal de un pulso por segundo proporcionada por un receptor GPS. El diagrama de bloques del dispositivo se ilustra en la Figura HN-6.4a. Consiste en un oscilador de onda cuadrada que genera una forma de onda cuadrada simétrica con una duración de medio ciclo de 6 veces la frecuencia de muestreo del DFR más 2 microsegundos. El flanco ascendente del pulso de forma de onda cuadrada está sincronizado con la segunda transición UTC (consulte la Figura HN-6.4b). Esto se logra utilizando un oscilador basado en bucle de bloqueo de fase impulsado por la señal de un pulso por segundo proporcionada por un receptor GPS.

Uno de los canales DFR (Canal 1) está dedicado a monitorear esta forma de onda cuadrada. Las señales de salida muestreadas DFR se transmiten a una PC donde se realiza el etiquetado de tiempo utilizando las muestras de la forma de onda cuadrada. El algoritmo de etiquetado de tiempo se basa en la observación de que el número de muestras correspondientes a cada semiciclo de la onda cuadrada es 6 o 7. La única forma en que ocurre un caso de 7 muestras es que la primera muestra esté como máximo a 2 microsegundos del onda cuadrada real borde ascendente o descendente. Así, dado que los tiempos de la onda cuadrada Las transiciones se sincronizan con el reloj GPS, se puede asignar una etiqueta de tiempo a la primera de las 7 muestras con un error máximo de 2 microsegundos desde la referencia de tiempo del GPS:

$$T \; T_1 \; norte(6T_s \; 2 \; s)$$

Donde T1 es el tiempo en la última segunda transición UTC, yn es el número de semiciclos de onda cuadrada entre la última transición de segundo y el último semiciclo (2 en el ejemplo de la Figura HN-6.4b). Suponiendo que el DFR muestrea simultáneamente todos los canales, esta etiqueta de tiempo es válida para todos los canales. Alternativamente, si los canales se muestrean secuencialmente, se pueden derivar etiquetas de tiempo apropiadas para cada canal teniendo en cuenta la latencia de muestreo de canal a canal. Las etiquetas de tiempo se utilizan luego para calcular la transformada de Fourier de la forma de onda muestreada con referencia al UTC, proporcionando así al fasor referencia al reloj GPS. La ventaja de este enfoque es que este dispositivo relativamente simple se puede utilizar con registradores de fallas digitales sincronizados para obtener mediciones sincronizadas.

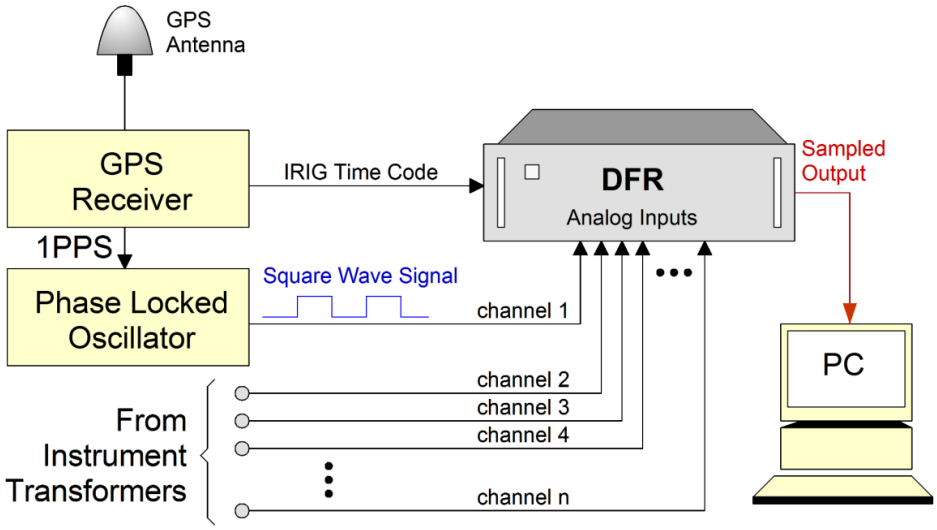


Figura HN-6.6: Diagrama de bloques del sistema Vernier de tiempo
(Meliopoulos, Cokkinides, 1991)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

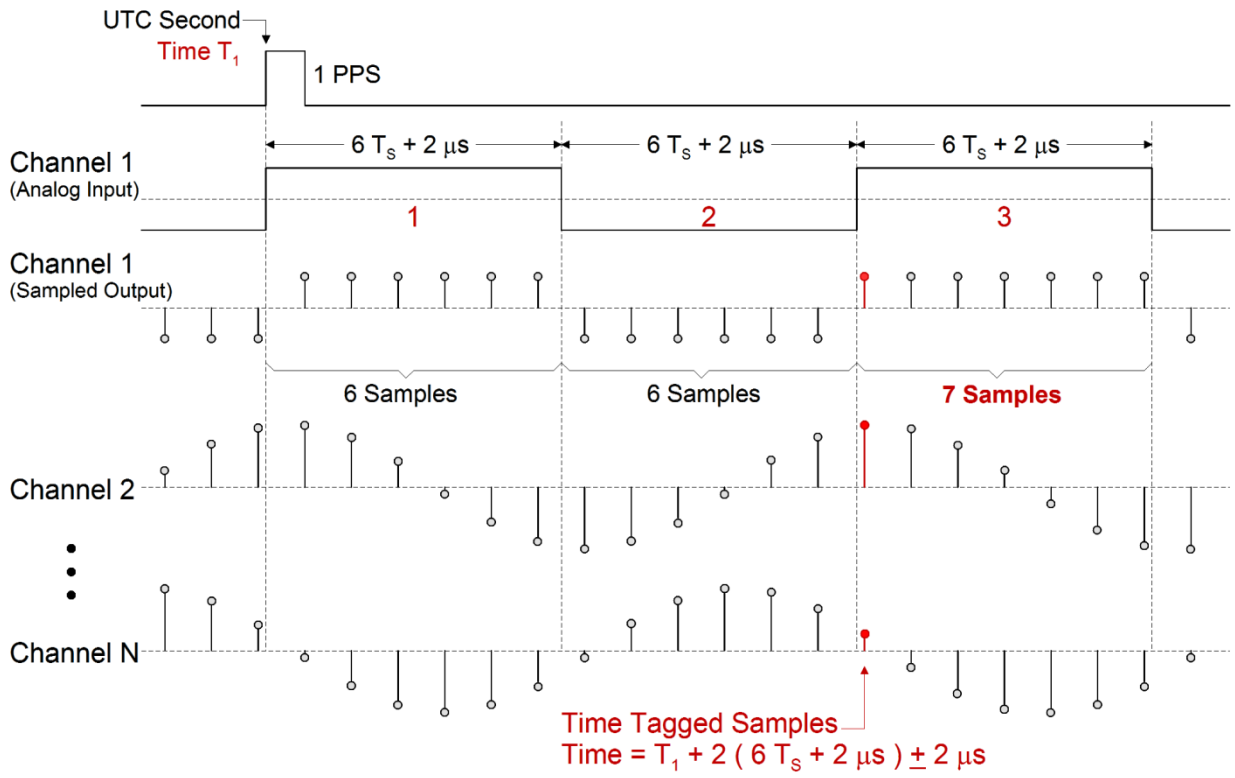


Figura HN-6.7: Formas de onda operativas del sistema Vernier de tiempo (Meliopoulos, Cokkinides, 1991)

En el período 1990-1992, Arun Phadke desarrolló el PMS que se ilustra en la Figura HN-6.2. El PMS utilizó una señal GPS para sincronizar, 720 muestras por segundo muestrear y mantener convertidor A / D con multiplexación y un filtro anti-aliasing frontal con una frecuencia de corte de 360 Hz. La combinación del filtro anti-aliasing y el multiplexado introduce retrasos de tiempo que son órdenes de magnitud mayores que la precisión del reloj GPS. Aunque este dispositivo nunca fue probado por organizaciones independientes, los errores de tiempo estimados son más de 50 microsegundos. Se construyeron varios PMS y se vendieron a varias empresas de servicios públicos (por ejemplo, tres a AEP, uno a NYPA, etc.). A pesar del uso del reloj GPS, el PMS no fue capaz de realizar ejecutando mediciones con una precisión comparable a la del reloj GPS.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

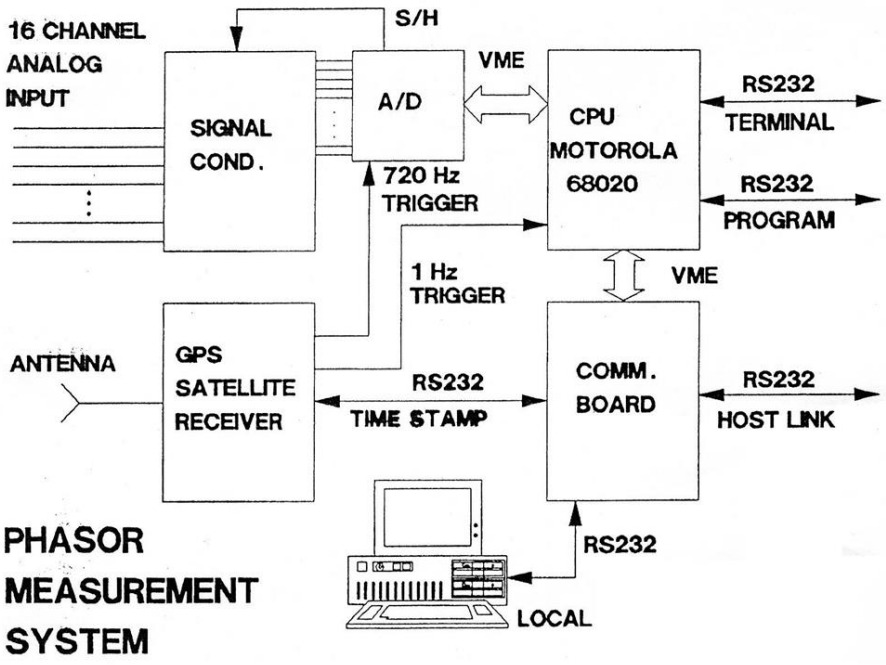


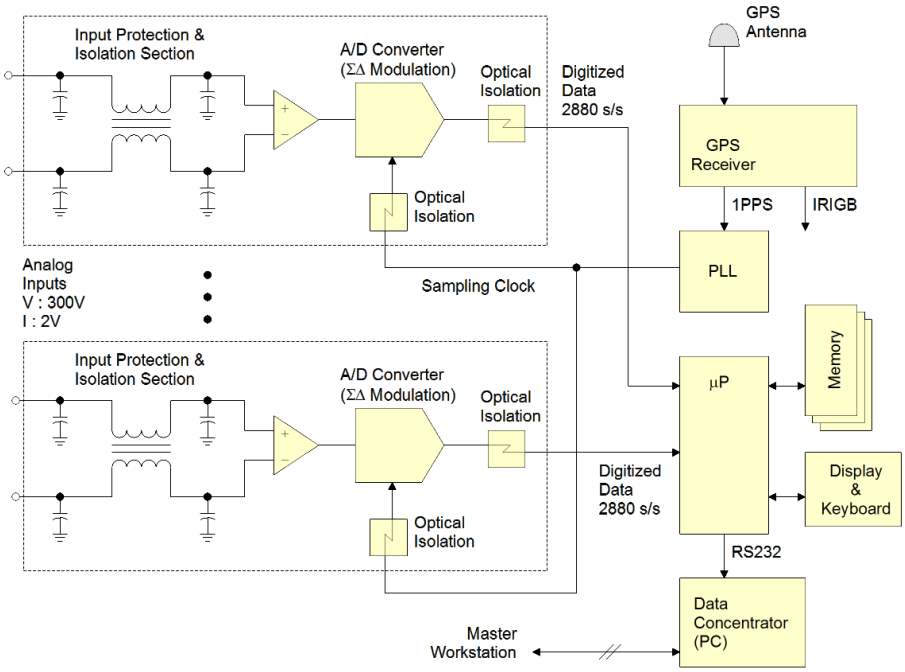
Figura HN-6.8: Diagrama de bloques del PMS de Arun Phadke (publicado por Phadke)
(Características: (a) filtros de entrada anti-aliasing analógicos con baja frecuencia de corte (no especificado pero debe ser menor a 360 Hz), (b) muestra de 12 bits y tecnología A / D de retención 720 muestras por segundo con multiplexación analógica)

El primer dispositivo capaz de realizar mediciones sincronizadas con una precisión comparable a la precisión del reloj GPS fue desarrollado por Jay Murphy de Macrodyne y fue lanzado al mercado en enero de 1992. Jay Murphy nombró al dispositivo Macrodyne 1620 PMU (Unidad de medición fasorial). Jay Murphy introdujo las siguientes innovaciones para lograr el objetivo de realizar mediciones sincronizadas con una precisión comparable a la del reloj GPS:

Canal analógico frontal de baja distorsión con frecuencia de corte muy alta.
Filtro de rechazo de modo común con aislamiento óptico.
Sincronización GPS de canal individual.
Convertidor de modulación A / D Sigma / Delta de 16 bits operando a varios MegaHertz y diezmado a 2.880 muestras por segundo.

La PMU Macrodyne 1620 fue probada por los autores (en colaboración con Bob Burnett de GPC) quienes verificaron que la unidad es capaz de realizar mediciones con una precisión de un microsegundo (o equivalentemente 0.02 grados para una forma de onda de 60 Hz). La PMU Macrodyne 1620 es ilustrado en la Figura HN-6.3.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)

Figura HN-6.9: La PMU Macrodyne 1690 (enero de 1992)
(a) Diagrama de bloques, (b) Fotografía

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.2 Transformadores de corriente

6.2.1 Construcción

Los transformadores de corriente (TC) se fabrican en una variedad de formas y tamaños. La figura 6.1 ilustra varios tipos de TC. A pesar de las diferentes formas y tamaños, comparten la misma configuración básica. Específicamente, consisten en un núcleo magnético con un devanado primario (típicamente una vuelta) y un devanado secundario que consta de varios cientos de vueltas (ver Figura 6.2). La resistencia de carga está conectada a través del devanado secundario. La resistencia de carga suele ser muy baja (0,01 a 0,1 ohmios) y, por tanto, el flujo magnético neto del núcleo es bajo, lo que evita la saturación del núcleo. (Tenga en cuenta que es importante mantener la resistencia de carga conectada en todo momento mientras la corriente fluya a través del devanado primario; de lo contrario, se puede desarrollar un voltaje muy alto a lo largo del devanado secundario y provocar fallas de aislamiento).

6.2.2 Terminología

En esta sección presentamos las definiciones de varios términos de uso frecuente con transformadores de corriente.

Relación de transformación: La relación entre la corriente primaria y la corriente secundaria en amperios.

Factor de corrección de relación (RCF): Factor que se multiplica por la relación nominal marcada para obtener la relación de corriente primaria a secundaria real

La **Error compuesto (** $_{C)}$se define como el valor eficaz de la diferencia entre los valores instantáneos de la corriente primaria menos los valores instantáneos de la corriente secundaria real multiplicado por la relación de transformación nominal, en condiciones de régimen permanente. Específicamente, el error compuesto se expresa mediante la fórmula:

$$_{C} \quad \frac{100}{I_{PAG}}\sqrt{\frac{1}{T}\int_{0}^{T}(k \quad e_{s}so) \quad e_{sp}_{AG})_{2}\,dt}$$

dónde:

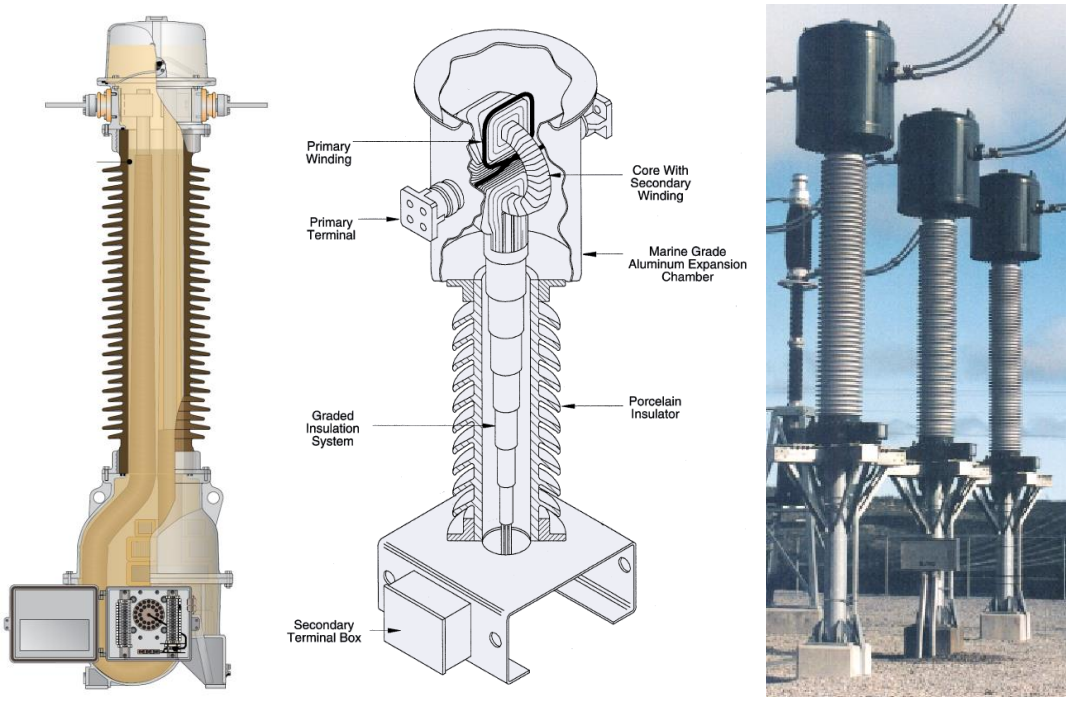
k	relación de transformación nominal
I_{pag}	Valor eficaz de la corriente primaria Valor
$_{Ipag(t)}$	instantáneo de la corriente primaria Valor
$I_{s(t)}$	instantáneo de la corriente secundaria Duración
T	de un ciclo de frecuencia industrial

Carga nominal: La carga nominal es la impedancia máxima en ohmios que se puede conectar en el secundario del CT y para la cual el CT mantendrá la precisión especificada para el máximo corriente especificada (normalmente 20 veces la corriente nominal).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a) (B) (C)



(D) (mi) (F)

Figura 6.10: Varios tipos de transformadores de corriente
(a) Pinza, (b) Instrumentación de banda ancha, (c) Clase 600 V
(d, e, f) Clase 72,5-800 kV

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

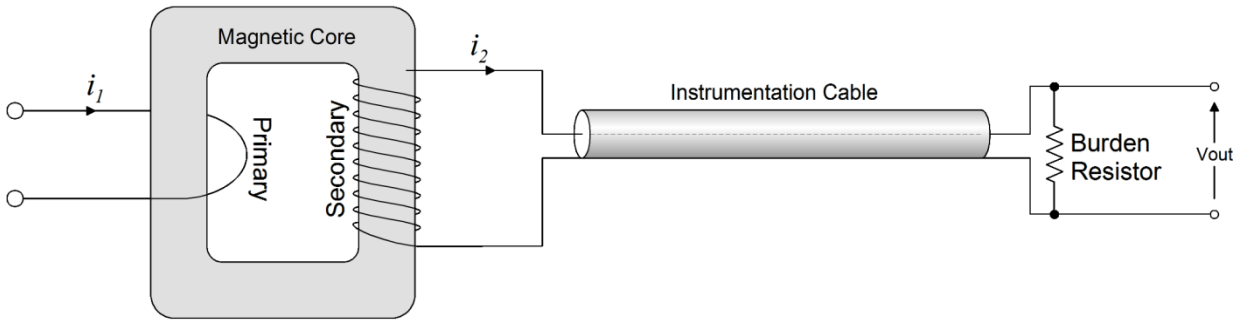


Figura 6.11: Configuración típica de CT

Clase de precisión de retransmisión. En un relé de clase CT, el error compuesto no debe exceder un porcentaje de error especificado en un voltaje de terminal secundario especificado basado en un nivel máximo de corriente secundaria.

Factor de clasificación de corriente continua. El factor por el cual la corriente nominal del CT se puede multiplicar para obtener la corriente continua máxima que el CT puede transportar sin exceder el aumento de temperatura o los requisitos de precisión.

Clase de precisión de medición. En una clase de medición CT, el RCF debe estar dentro de los límites especificados al 10%, 100% y CCRFx100% a un factor de potencia dado con una carga especificada.

Resistencia térmica de 1 segundo. La corriente primaria simétrica RMS máxima que se puede transportar durante un segundo con el secundario en cortocircuito sin exceder la temperatura límite del TC.

Resistencia mecánica. La corriente primaria asimétrica RMS máxima que un TC puede transportar con el secundario cortocircuitado sin ningún daño que lo incapacite para cumplir con otros requisitos estándar de precisión y transformación.

6.2.3 Marcas de polaridad y denominación de terminales

La polaridad de los devanados de los transformadores de instrumentos es importante en muchas aplicaciones de retransmisión donde se debe preservar la fase de las formas de onda transformadas. La notación estándar que indica la polaridad del devanado se ilustra en la Figura 6.x. Las marcas de puntos o bloques cuadrados colocadas cerca de un terminal de cada devanado tienen la siguiente interpretación:

La corriente eléctrica que fluye hacia el terminal marcado del primer devanado está en fase con el corriente eléctrica que sale del terminal marcado del segundo devanado.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

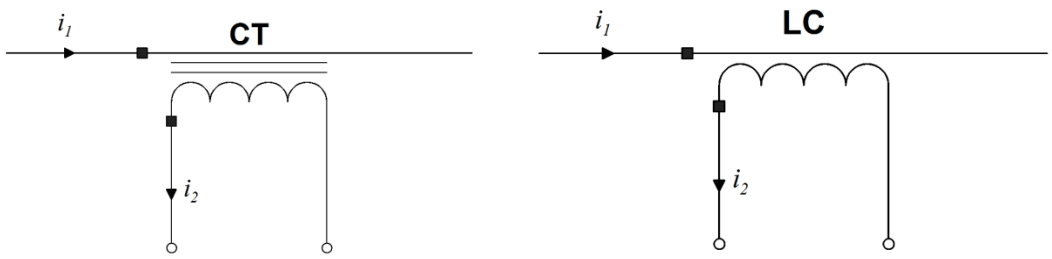


Figura 6.12 - Marcas de polaridad del transformador de instrumento

Los terminales del transformador de instrumentos se denominan H1, H2, H3, etc. para los devanados primarios y X1, X2, X3, etc. para los devanados secundarios. El número que sigue a cada letra identifica los grifos del mismo devanado. Si existen múltiples devanados secundarios, también se utilizan las letras Y, Z, W, U. En la Figura 6.x se ilustra un ejemplo de denominación de terminales de transformadores con un solo devanado primario y dos secundarios con dos derivaciones en cada devanado secundario.

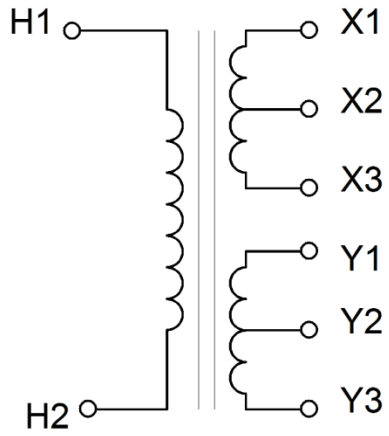


Figura 6.13: Denominación de terminales de transformadores de instrumentos

6.2.4 Estandarización de proporciones

Las relaciones de transformación de los TC para aplicaciones de energía eléctrica se han estandarizado a los valores dados en la Tabla 6.1. La primera fila de la tabla proporciona las relaciones de CT principales, mientras que las filas restantes proporcionan las relaciones típicamente disponibles mediante tomas secundarias adicionales. Para la mayoría de las aplicaciones de relés, la selección de CT de estos valores produce soluciones de diseño viables. La disponibilidad de muchas relaciones de transformación estándar era muy importante en la época de los relés electromecánicos, ya que era importante hacer coincidir lo más cerca posible las relaciones con los requisitos de las aplicaciones, como la protección diferencial, etc. hacer coincidir los TC para aplicaciones específicas ya no es necesario, lo que permite más flexibilidad en la selección de TC.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tabla 6.2 Relaciones estándar del transformador de corriente

Principal **Ratios**	**600: 5**	**1200: 5**	**2000: 5**	**3000: 5**	**4000: 5**	**5000: 5**
Secundario Grifos	50: 5 100: 5 150: 5 200: 5 250: 5 300: 5 400: 5 450: 5 500: 5 600: 5	100: 5 200: 5 300: 5 400: 5 500: 5 600: 5 800: 5 900: 5 1000: 5 1200: 5	300: 5 400: 5 500: 5 800: 5 1100: 5 1200: 5 1500: 5 1600: 5 2000: 5	300: 5 500: 5 800: 5 1000: 5 1200: 5 1500: 5 2000: 5 2200: 5 2500: 5 3000: 5	500: 5 1000: 5 1500: 5 2000: 5 2500: 5 3000: 5 3500: 5 4000: 5	500: 5 1000: 5 1500: 5 2000: 5 2500: 5 3000: 5 3500: 5 4000: 5 5000: 5

6.2.5 Clasificación de errores

Los transformadores de corriente de instrumentos utilizados para aplicaciones de sistemas de potencia se clasifican según el nivel de corriente y voltaje, así como el nivel de precisión. Un estándar ANSI-IEEE comúnmente referido (Requisitos del estándar ANSI C57-13 para transformadores de instrumentos) define estas clasificaciones para transformadores de corriente y de potencial. Específicamente, la norma proporciona información sobre las características eléctricas y mecánicas de los transformadores de medida y define técnicas para medir la relación de transformación y el ángulo de fase, el rendimiento térmico y la determinación de la polaridad. También proporciona orientación para la selección de transformadores de medida adecuados para aplicaciones específicas. Además, se define una convención de nomenclatura para especificar la precisión de la relación de transformación de la siguiente manera:

xxTyy o xxCyy,

dónde:
- xx es el error máximo de TC en% a 20 veces la corriente normal.
- aa es el voltaje secundario máximo por debajo del cual se aplica el límite de error xx
- C indica que la clasificación del error del TC se determinó mediante cálculo. indica
- T que la clasificación del error de TC se determinó mediante una prueba.

Por ejemplo, un CT de 1200: 5A con una clasificación de 10C400 indica que el error del CT está por debajo del 10% dado que el voltaje secundario está por debajo de 400 voltios y la corriente secundaria está por debajo de 100 amperios.

Los valores de clasificación estándar para yy son: 10, 20, 50, 100, 200, 400, 800 Voltios RMS. El valor estándar asignado es menor o igual que el voltaje secundario máximo real, ya sea que se derive de la medición o el cálculo.

La clasificación de precisión de un CT de clase C se determina considerando el circuito equivalente del CT y sus características de excitación. El circuito equivalente utilizado para la precisión del TC
Los cálculos de clasificación se ilustran en la Figura 6.3. Consta de los siguientes componentes:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Z_{metro} Reactancia magnetizante.
R_W Resistencia del alambre de
R_B bobinado. Resistencia a la carga.

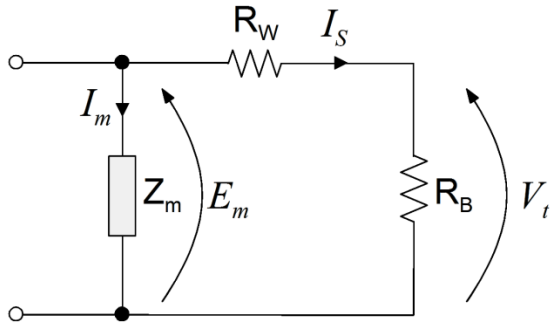


Figura 6.14: Circuito equivalente de TC referido al secundario

Tenga en cuenta que la reactancia de fuga generalmente se ignora. Esta es una suposición razonable para la mayoría de los TC con un devanado completamente distribuido, es decir, un devanado uniformemente distribuido en toda la longitud del núcleo del TC toroidal del TC. La impedancia de fuga de un TC con un devanado no distribuido (es decir, un devanado concentrado en un segmento del núcleo) es típicamente mayor y no se puede descuidar. En este caso, el TC recibe una clasificación de precisión T que indica que la clase de precisión se determina mediante prueba. El cálculo de la clasificación de precisión se ilustra a continuación con un ejemplo.

Ejemplo E6.x: Considere un CT 1000: 5 con las características de magnetización dadas en la Figura E6.1. La resistencia del devanado es de 1,5 ohmios y la reactancia de fuga es insignificante. Calcule la clasificación de precisión.

Solución: La solución consiste en calcular el voltaje del terminal del CT para las siguientes condiciones (a) la corriente del CT es 20 veces la corriente nominal y (b) el error de relación es inferior al 10%. Dado que la corriente secundaria nominal es de 5 A, tome la corriente secundaria a 20 veces 5 A, o 100 A.

Considere el circuito equivalente ilustrado en la figura 6.3. Tenga en cuenta que la rama de magnetización provoca un error de relación. Para una especificación de error de relación del 10%, la corriente de magnetización debe ser menor o igual a 10 A. De las características de excitación de la Figura E6.x, el voltaje E_{metro} en estas condiciones será de 700 voltios. Finalmente, el voltaje terminal se calcula como:

$$V_t = mi_{metro} - I_S R_W = 700 - 1,5 \times 100 = 550 \text{ V}$$

El voltaje terminal calculado se compara con los valores de clasificación estándar. Se selecciona el valor estándar más alto, que es menor o igual que el valor calculado, es decir, 400 voltios.
Por lo tanto, el código de clasificación de precisión para este CT es 10C400.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

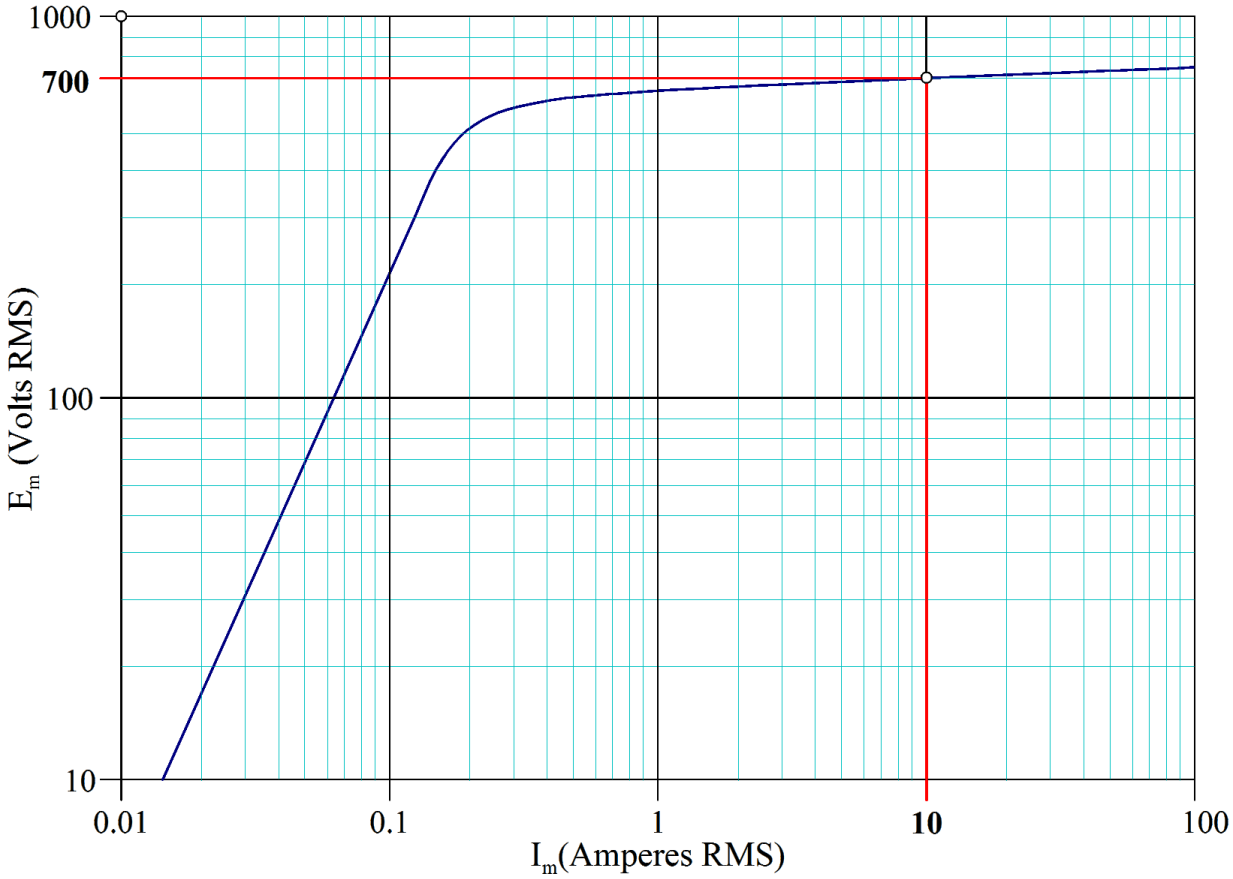


Figura E6.1: Características de magnetización de CT

6.2.6 TC auxiliar

Los TC auxiliares están conectados en serie con el circuito secundario del TC principal, como se ilustra en la Figura E6.xa. La razón para instalar un TC auxiliar es hacer coincidir las relaciones de los TC (principales) existentes para las diversas aplicaciones de relés que requieren tal adaptación (por ejemplo, protección diferencial de bus o transformador mediante relés electromecánicos). Con el advenimiento de relés basados en microprocesador, la relación de necesidad de adaptación de CT se ha eliminado y, por lo tanto, las nuevas aplicaciones de CT auxiliares son poco comunes.

El análisis de rendimiento de los TC auxiliares sigue los mismos principios que los TC principales. Por ejemplo, el error de la salida del TC auxiliar se puede evaluar construyendo un circuito equivalente de los TC principales y auxiliares (consulte la Figura E6.xb). Tenga en cuenta que agregar un TC auxiliar en el secundario del TC principal aumenta la impedancia de carga total del TC principal, por lo tanto, tenga cuidado debe tomarse para evitar exceder la carga máxima permitida del TC principal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

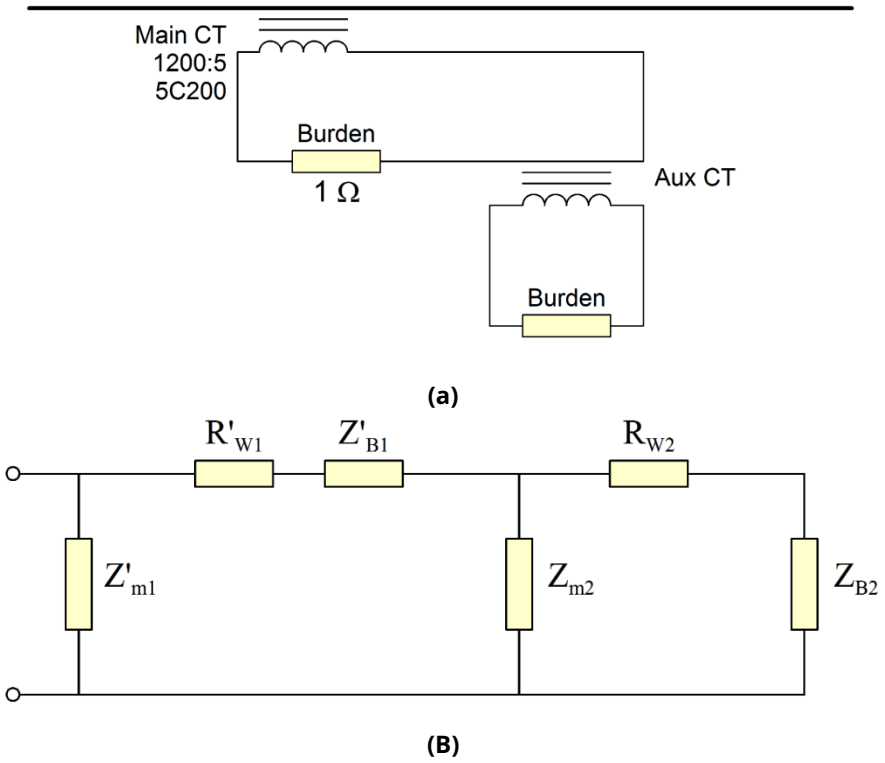


Figura E6.15: Aplicación de CT auxiliar (a) y circuito equivalente correspondiente (b)

6.2.7 Análisis del rendimiento en estado estacionario a frecuencia industrial

Ecuaciones fundamentales del modelo de transformador de corriente:

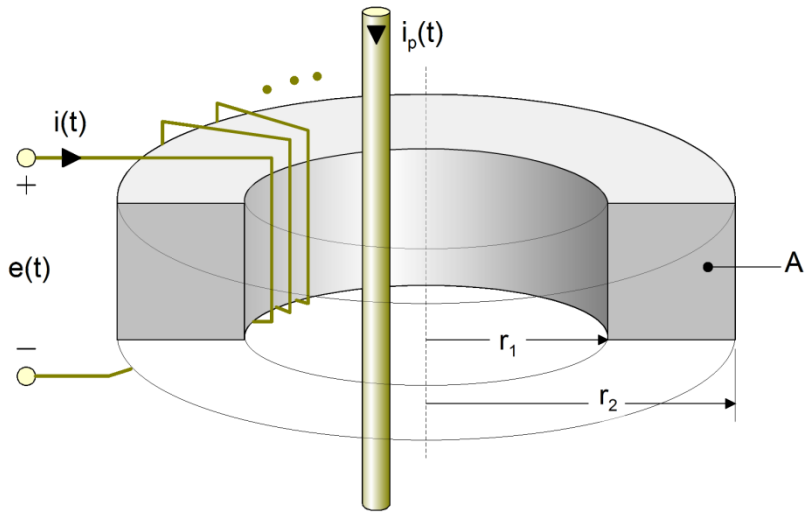


Figura E6.16: Aplicación de CT auxiliar (a) y circuito equivalente correspondiente (b)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Suponiendo que el núcleo de CT tiene una alta permeabilidad magnética relativa ($\mu_r >> 1$), la intensidad del campo magnético H está relacionada con la corriente total que pasa a través del orificio del núcleo de la siguiente manera:

$$\sum_k I_k = lH$$

dónde: l es la longitud del núcleo. Para un núcleo toroidal de sección transversal rectangular, la longitud del núcleo es aproximadamente $l = \pi(r_1 + r_2)$

El voltaje a través del devanado del TC está relacionado con el enlace de flujo (λ), el flujo total (Φ) y el flujo densidad (B) como sigue:

$$mi = \frac{D\lambda}{dt} = \frac{D\Phi_{norte}}{dt} = n / A\frac{dB}{dt}$$

donde n es el número de vueltas del devanado secundario. Suponiendo excitación sinusoidal:

$$mi = norte \cos\omega t$$

Tenga en cuenta también que:

$$B = \mu H$$

donde μ es la permeabilidad magnética del núcleo. Utilizando las ecuaciones anteriores, se puede evaluar el rendimiento de un TC en una variedad de condiciones. Tenga en cuenta que los materiales magnéticos típicos utilizados en la construcción del núcleo de CT, la saturación se produce a aproximadamente B = 0,5 Tesla. Por lo tanto, para evitar la saturación, la tensión máxima del devanado E debe limitarse a: $0{,}5\omega nA$. El procedimiento de análisis se demuestra a continuación con un ejemplo.

Ejemplo E6.1: Un transformador de corriente de 2400: 5 consta de un núcleo magnético toroidal. La sección transversal del núcleo es rectangular con dimensiones de 3,0 x 3,0 cm. El material del núcleo se satura a B = 0,5 Tesla. La impedancia total en el secundario del TC, incluida la impedancia y las cargas del devanado, es X_b = 2,5 ohmios.

(a) Calcule la corriente primaria máxima de 60 Hz que no saturará el TC.

(B) Suponiendo que la permeabilidad relativa del núcleo es 10,000 y los radios del núcleo son 9 y 12 cm respectivamente, calcule la corriente de magnetización a la máxima corriente primaria no saturada y el error de relación de CT para la misma corriente primaria.

(C) Un ingeniero desea que este CT pueda desarrollar un voltaje máximo de 400 voltios (RMS) en el secundario sin saturación. ¿Cuál debería ser la sección transversal del núcleo en este caso?

Solución - Parte (a): Primero, el número de vueltas en el circuito secundario se calcula a partir de:

N1 / N2 = 5/2400, N1 = 1. Por tanto, N2 = 2400/5 = 480.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Por tanto, la tensión eficaz del devanado E debe limitarse a:

$$E = 0{,}5\ \omega\ n\ A\ /\sqrt{2} = 0{,}5 \times 377 \times 480 \times 9{,}0 \times 10^{4} / 2\sqrt{} = 57{,}58\ V$$

Por lo tanto, la corriente del devanado secundario es:

$$I_s = EX_b = 57{,}58\ V\ /\ 2{,}5\ \Omega = 23{,}03\ A$$

Despreciando la corriente magnetizante (aproximación razonable ya que evitamos la saturación), el la corriente primaria es:

$$I_p = I_s \times 480\ A = 11{,}05\ kA$$

Parte B) La reactancia magnetizante viene dada por la fórmula:

$$X \quad \frac{0\ \ n^2 / A}{\ell} \quad \frac{2\ 60\ \ 4\ 10\ \ 10000\ \ 480\ \ 0.0^2 \qquad 3^2}{(0{,}09\ \ 0.12)} \quad 1489$$

a voltaje máximo antes de la saturación, la corriente de magnetización será:

$$I_{metro} \quad EX \qquad \frac{57{,}58\,V}{1489} \quad 0.03867A$$

y el error de relación:

$$\text{error} = 100 \quad \frac{0.03867A}{23.03A} \quad 0{,}168\%$$

Parte (c) para tensión secundaria de 400 V

$$400\ 2\sqrt{} = 0{,}5\ \omega\ n\ A,\ entonces\ A = 400\sqrt{2}\ /\ (\ 0{,}5 \times 377480) = 0{,}00625\ m_2$$

Por lo tanto, la sección transversal del núcleo de CT (asumiendo una forma cuadrada) debe ser de al menos 7,9 x 7,9 cm

En un transformador de corriente ideal, la corriente primaria a secundaria es independiente de la magnitud de la corriente primaria, la frecuencia y el valor de la resistencia de carga. Sin embargo, los dispositivos reales se desvían de este comportamiento debido a varias causas, a saber:

Resistencia al viento
Impedancia de fuga
Impedancia magnetizante
Histéresis y saturación del núcleo
Capacitancia parasitaria

La relación de transformación de CT nominal viene dada por:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$I_2 \quad \frac{1}{norte_1} I$, E nhmero nsemo de vueltas de bobinado secundario

Sin embargo, la relación de transformación real difiere de la nominal debido a los factores anteriores. La diferencia normalizada entre las relaciones de transformación nominal y real se denomina "error de relación de transformación". La magnitud del error depende de la magnitud de la corriente, la frecuencia, la impedancia de carga, etc. Primero, consideramos el error de transformación para la operación en estado estable a 60 Hz. El rendimiento en estado estable de los TC se puede analizar considerando un circuito equivalente. El circuito equivalente de un transformador de corriente se ilustra en la Figura 6.x. Consta de los siguientes componentes:

L_1, L_2	Inductancia de fuga primaria y secundaria
R_1, R_2	Resistencia de bobinado primario y secundario
L_{metro},	Inductancia magnetizante
$GRAMO_{metro}$	Conductancia de pérdida del núcleo (debido a histéresis y corrientes de Foucault)
Z_B	Impedancia de carga
Z_C	Impedancia del cable (Cable que conecta el TC secundario a la carga). Relación de
N: 1	transformación nominal de CT (placa de características)

La impedancia de carga Z_B es normalmente resistivo. Los valores típicos de las resistencias de carga de TC varían de 0,05 ohmios a 0,5 ohmios.

Los componentes L_{metro} y G_{metro} Modele la corriente magnetizante del TC. La relación de esta corriente con el voltaje en L_{metro} y G_{metro} en realidad no es lineal. Sin embargo, si este voltaje está por debajo de cierto umbral, esta aproximación es válida. Este tema se discute en detalle en la sección**Saturación.**

Al referir todas las impedancias al secundario, se obtiene un circuito equivalente más simple, ilustrado en la Figura 6.x. La relación real de corriente primaria a secundaria es:

$$X \quad \frac{I_{PAG}}{I_B} \; norte \; \frac{I_S}{I_B}$$

Tenga en cuenta que a menos que $I_B = I_S$ la relación de transformación real difiere de la relación de transformación (nominal) de la placa de identificación. El factor I_S/I_B se llama el *Factor de corrección de relación (*RCF). Puede ser calculado a partir del circuito equivalente de la siguiente manera:
]

$$RCF \quad \frac{I_S}{I_B} \quad \frac{Z_{METRO} Z \; Z_2 \quad _C \quad Z_B}{Z_{METRO}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

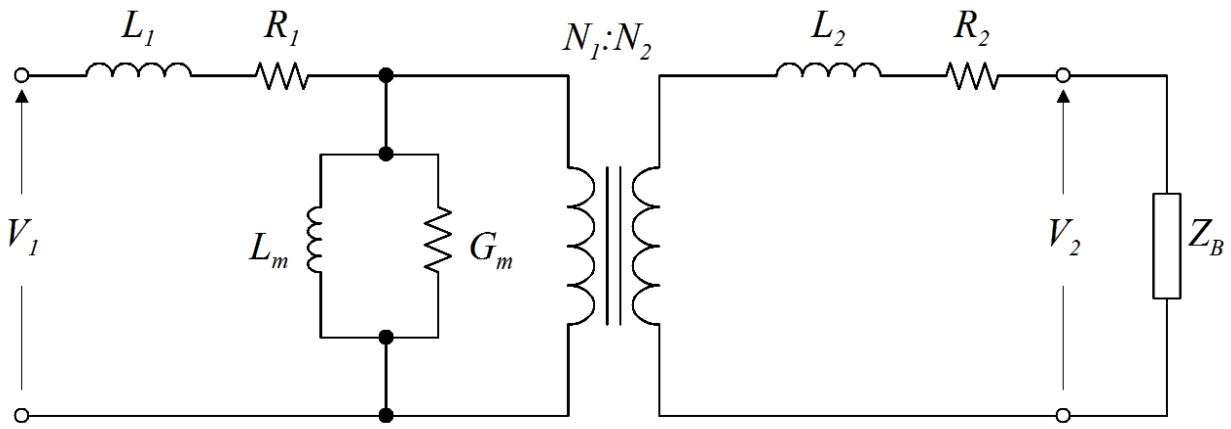


Figura 6.17: Circuito equivalente del transformador de corriente

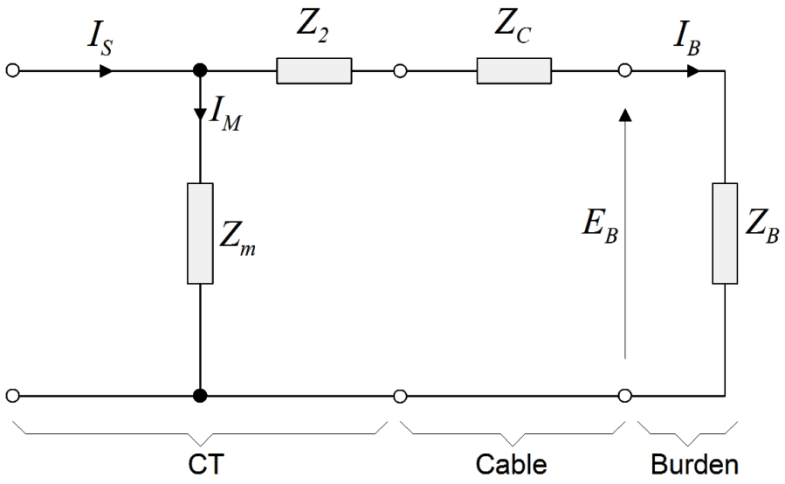


Figura 6.18: Circuito equivalente de TC simplificado

Tenga en cuenta que el factor de corrección de la relación es, en general, una cantidad compleja. Incluye tanto una corrección de magnitud como de fase. Para determinar el factor de corrección de la relación, las siguientes observaciones son útiles:

El RCF se acerca a la unidad a medida que se reducen la carga y las impedancias de cables y devanados.
La impedancia de carga ZB es normalmente resistiva y típicamente de valor pequeño (por debajo de 0,1 ohmios).
La impedancia de magnetización es casi inductiva y relativamente grande a menos que el núcleo del CT esté saturado. La saturación del núcleo se puede determinar por el voltaje a través de la magnetización. reactancia (ver sección 6.4.2)

Dado el factor de corrección de la relación, el error de CT en porcentaje se define como:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$100\frac{\frac{I_{PAG}}{norte} - I_S}{\frac{I_{PAG}}{norte}} \quad 100\frac{\frac{I_{PAG}}{norte} - \frac{\frac{I_{PAG}}{norte}}{RCF}}{\frac{I_{PAG}}{norte}} \quad 100\,1 \quad \frac{1}{RCF}\ \%$$

Ejemplo E6.2: Calcule el error máximo de relación del circuito CT ilustrado en la Figura E6.xa 60 Hz.

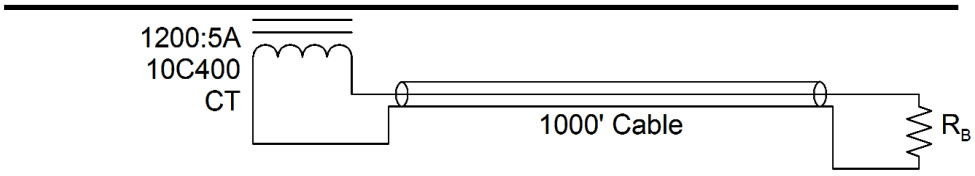


Figura E6.2

Se proporciona la siguiente información:

Clasificación CT:	1200: 5
Clase de precisión CT:	10C400
Resistencia al viento:	0,8 ohmios
Resistencia a la carga:	0,1 ohmios
Impedancia de la serie de cables:	0.00002 + j0.00005 ohmios / pie

Solución: Suponiendo que a una tensión secundaria nominal máxima de 400 voltios, el error de relación es del 10%, la impedancia de magnetización es de 400 V / 10 A = 40 ohmios. Por lo tanto, el circuito equivalente con el CT, el cable de instrumentación y la carga es como se muestra en la Figura xxx.

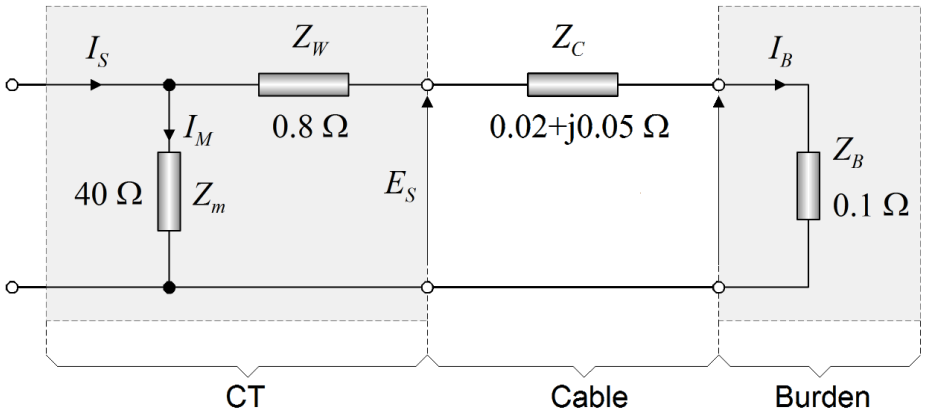


Figura E6.19

A 20 veces la corriente secundaria nominal, IS = 100 A. Entonces:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$I_B \quad I_s \frac{40}{40 \quad 0{,}92 \quad j0{,}05} \quad 97.752 \text{ mi}^{0,07^0}$$

Por tanto, el error de relación es:

$$100 \frac{\left| I_B \right| I_S \left| \quad \right|}{\left| I_S \right|} \quad \frac{97.752 \; 100}{100} \% \quad 2{,}248\%$$

6.2.8 Respuesta de frecuencia

La respuesta de frecuencia de los TC se desvía de la respuesta plana ideal debido a la interacción entre la inductancia de fuga, la inductancia de magnetización y la capacitancia parásita. Tenga en cuenta que existe una capacitancia parásita entre las vueltas de los devanados, así como entre cada devanado y el núcleo magnético del TC (consulte el circuito equivalente ilustrado en la Figura xxx). La Figura 6.x ilustra la respuesta de frecuencia de un TC de clase de medición de 600 V. Tenga en cuenta que este dispositivo tiene una resonancia cerca
4.100 Hz, lo que provoca un pico de ganancia de aproximadamente el 10% y una desviación de fase de -40 grados a 4.500 Hz. La frecuencia de resonancia de este dispositivo es mucho más alta que la frecuencia de potencia y, por lo tanto, no causa un error significativo en las aplicaciones de medición y retransmisión. Sin embargo, es importante tener en cuenta que cuanto mayor sea la relación de transformación, menor será la frecuencia de resonancia.

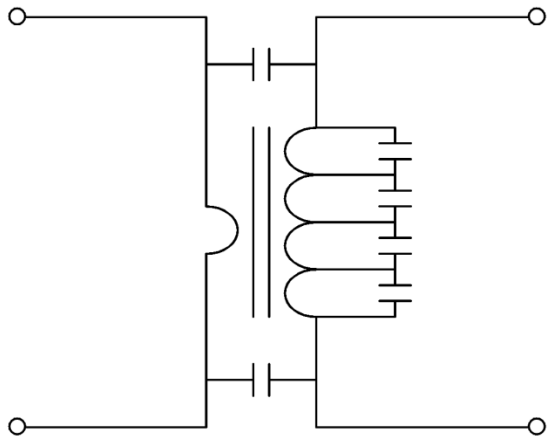


Figura 6.20: Capacitancia parasitaria de CT

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

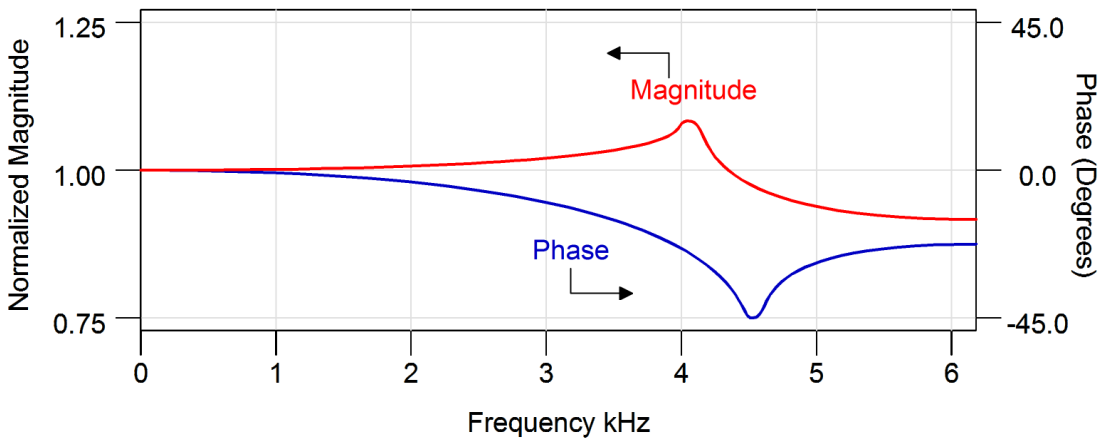


Figura 6.21: Respuesta de frecuencia típica de CT de clase de medición de 600 V

6.2.9 Saturación

El núcleo magnético de CT exhibe una relación no lineal entre la intensidad del campo magnético y la densidad de flujo magnético. Esto da como resultado una relación no lineal entre la corriente de magnetización y el enlace de flujo (que también está relacionado con el voltaje a través del devanado del TC). Figura 6.x ilustró un gráfico típico de enlace de flujo versus corriente de magnetización.

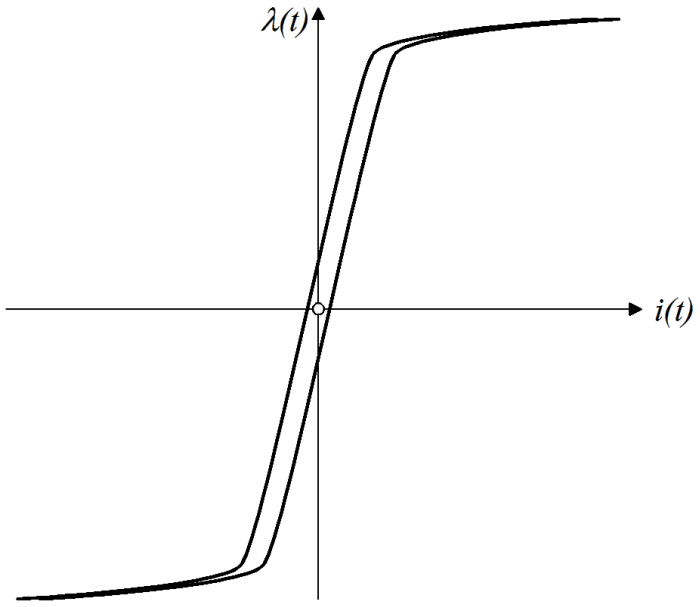


Figura 6.22: Enlace de flujo típico frente a corriente

Considere el circuito equivalente de CT ilustrado en la Figura 6.x, derivado de despreciar la reactancia de fuga y la resistencia del devanado, y referir todas las cantidades al secundario. La corriente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La fuente representa la corriente primaria del TC multiplicada por la relación nominal del TC. El elemento L_{METRO} representa la reactancia magnetizante no lineal, y la resistencia R_B es la resistencia de carga del CT. Combinando la carga y la fuente de corriente en un equivalente de Thevenin, se obtiene el circuito de la figura 6.xb. El análisis de bucle de este circuito produce la siguiente ecuación:

$$R_B eso) \quad R_B I_{M(}t) \quad \frac{D\ \{eso)\}}{dt}$$

Suponiendo que las condiciones de funcionamiento del TC son tales que no se produce saturación, se puede utilizar el siguiente modelo:

$$eso) \quad eso) \quad \frac{L\ di\ (t)}{R_B \quad dt}$$

Tenga en cuenta que el modelo anterior indica que la respuesta al escalón de CT insaturada es exponencial con tiempo constante $\frac{L}{R_B}$

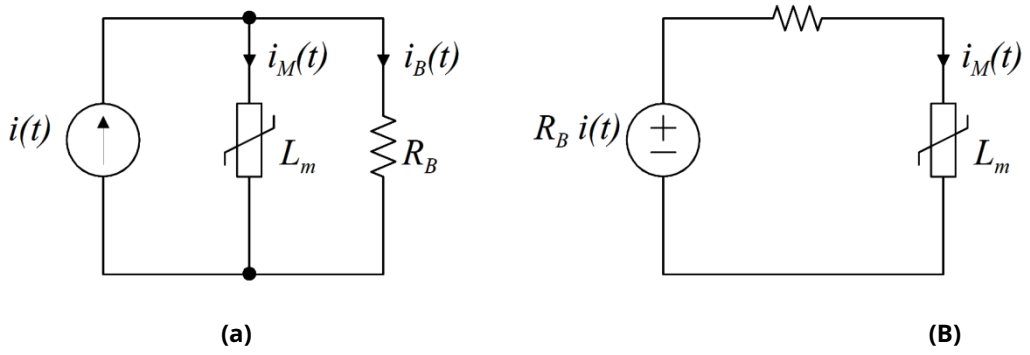


Figura 6.23: Transformadores de corriente de núcleo magnético típicos
(a) Circuito equivalente de TC, (b) Equivalente de Thevenin

Suponiendo una entrada sinusoidal, la solución a la ecuación anterior produce la corriente de magnetización:

$$eso) \quad \frac{EN}{\sqrt{1\ (\ L\ /\ _{METRO}\ R_B^2}} \text{ porque } t\ )$$

donde$_0$ es la amplitud de la corriente primaria y N es la relación de transformación de CT.

Observe que para una corriente primaria dada y una relación de vueltas, la amplitud de la magnetización la corriente aumenta con:

- aumentando la resistencia a la carga R_B
- disminuyendo la frecuencia ,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Para un CT dado, la saturación ocurre cuando la corriente de magnetización excede un cierto valor (cerca del codo del flujo frente a la curva de corriente de magnetización). Así, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Un CT está saturado con un valor de CC mucho más bajo que una corriente de 60 Hz.

- Disminuir la resistencia de carga permite que el CT resista una corriente primaria más alta antes de la saturación.

- La resistencia del devanado del TC y la inductancia de fuga limitan la capacidad de corriente máxima del TC (para funcionamiento no saturado).

Cuando se produce la saturación, la corriente secundaria del TC se distorsiona gravemente. El comportamiento de un CT saturado no se puede calcular analíticamente. Sin embargo, se pueden utilizar técnicas numéricas para simular el comportamiento de la TC durante la saturación. La Figura 6.x ilustra la respuesta de CT de saturación calculada para dos casos (a) saturación causada por la compensación de CC de la corriente de entrada, (b) saturación causada gran corriente sinusoidal.

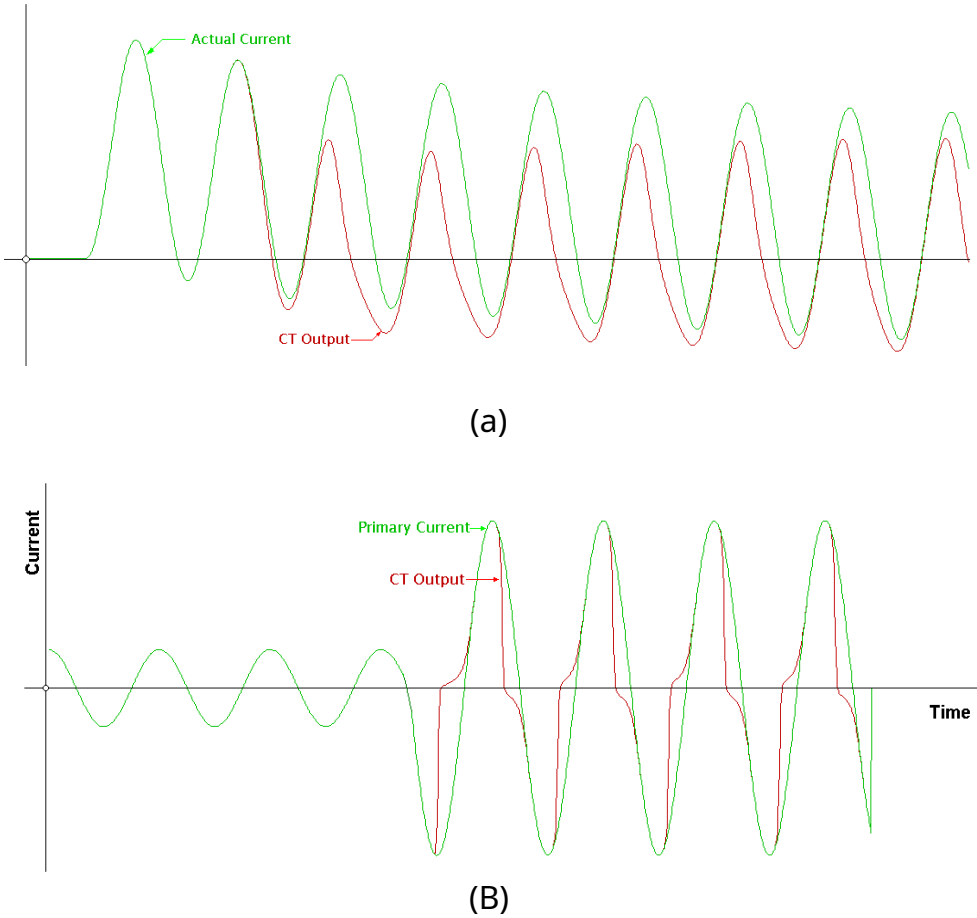


Figura 6.24: Formas de onda típicas de saturación de CT
(a) Causa por compensación de CC, (b) Causada por alta corriente de falla

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La Figura 6.x ilustra las características de magnetización de un CT de 1200: 5 típico. Estas curvas se obtienen experimentalmente y proporcionan el voltaje RMS a través del devanado secundario en función de la corriente de excitación RMS para cada toma secundaria del TC. La corriente de magnetización se refiere al devanado secundario. Cuando se utilizan los datos de la Figura 6.x, tenga en cuenta que, en general, el voltaje será aproximadamente sinusoidal pero la corriente de magnetización se distorsionará severamente.

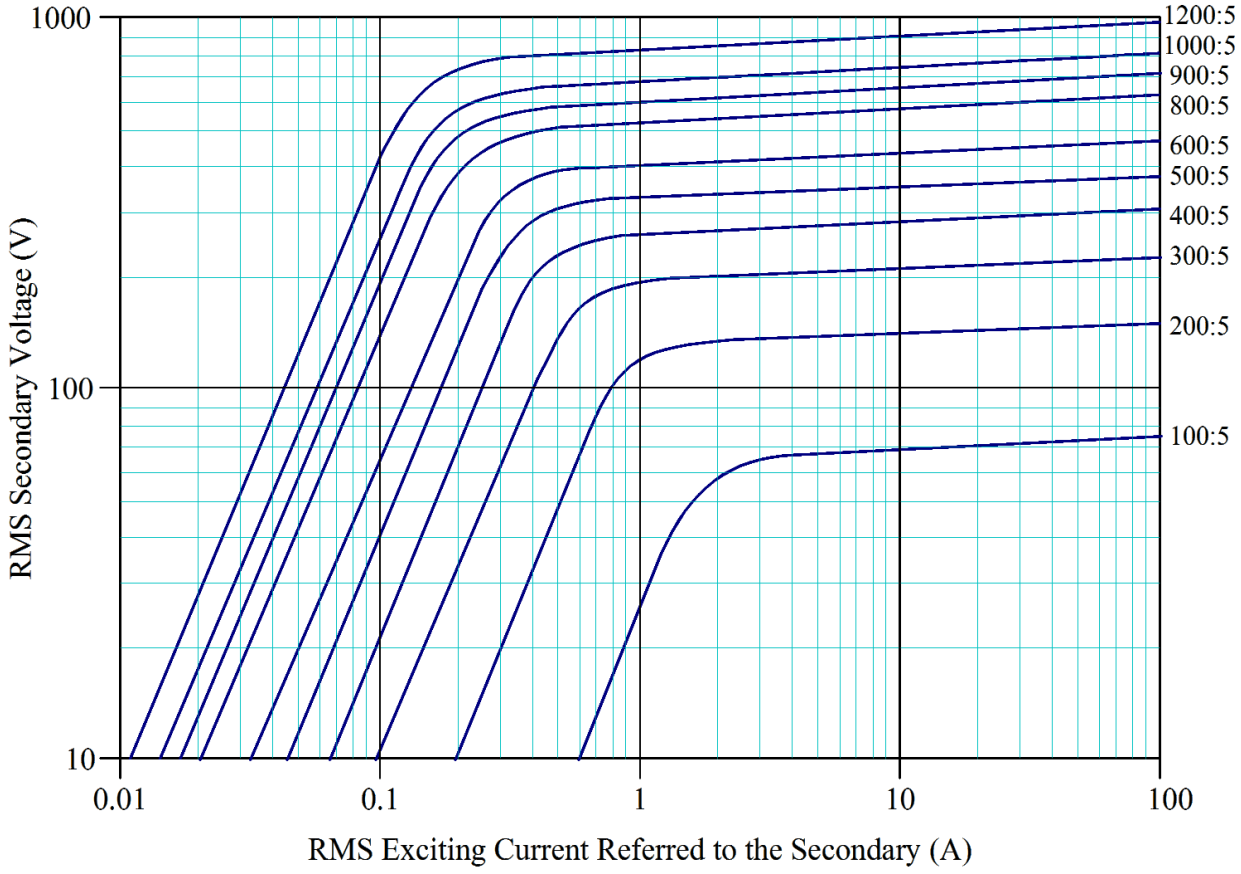


Figura 6.25: Características típicas de magnetización de CT (valores RMS)

Las características de magnetización se pueden utilizar para calcular el factor de corrección de la relación de CT, para determinar la carga adecuada para evitar la saturación, etc. El uso de estos datos se demuestra a continuación con un ejemplo.

Ejemplo E6.x: Un TC de 1200: 5 debe poder funcionar sin saturación para una corriente primaria de hasta 20.000 amperios. ¿Cuál es la resistencia de carga máxima que cumplirá con este requisito? (Desprecie la inductancia de fuga y la resistencia del devanado).

Solución: A partir de las características de magnetización, se puede determinar que utilizando el grifo 1200: 5, la rodilla de saturación comienza en las siguientes condiciones:

Voltaje secundario: 500 voltios

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Corriente de magnetización: 0,12 amperios

A 20.000 A, la corriente secundaria nominal es 83,3 A. El circuito equivalente simplificado del TC en este caso será como se ha descrito en la Figura 6.x. La corriente secundaria nominal es la suma de la corriente de magnetización y la corriente de carga. Suponiendo que la corriente de magnetización está a 90 grados con la corriente de carga, la corriente de carga es:

$$I_B \quad 83\sqrt{3_2 \; 0{,}12_2 \quad 83{,}3}A$$

Por lo tanto, la impedancia de carga máxima es:

$$R_B \quad \frac{500V}{83{,}3A} \quad 6.0$$

Ejemplo E6.x: El CT del problema E6.x se utiliza con una impedancia de carga de 6,0 ohmios. Durante una falla, la corriente primaria alcanza los 40,000 amperios. Determine la corriente de magnetización, la corriente de carga y el factor de corrección de la relación.

Solución: Considere el circuito equivalente de Thevenin simplificado del secundario del TC en las condiciones dadas.

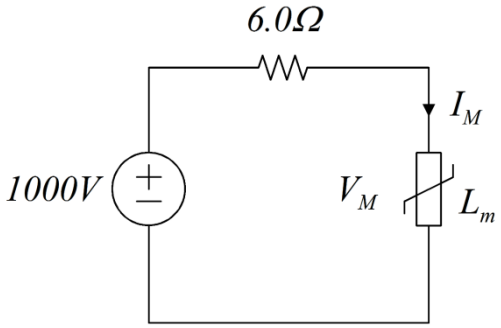


Figura E6.26 Circuito equivalente de Thevenin

El voltaje secundario y la corriente de magnetización deben satisfacer la ecuación:

$$V_{METRO} \quad 1000 \; 6I_{METRO}$$

Para encontrar la corriente de magnetización, trazamos la línea VI anterior sobre la magnetización del CT. caracteristicas. Tenga en cuenta que, dado que la gráfica es logarítmica, esta línea será curva. El de intersección esta curva con la característica de magnetización 1200: 5 produce el punto de funcionamiento:

$$V_M = 910 \text{ V}$$
$$I_M = 15 \text{ A}$$

Así, la corriente a través de la carga es

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$I_B \quad 16\sqrt{6,6_2 \; 15.0_2} \quad 165,99A$$

La magnitud del factor de corrección de la relación es:

$$RCF \quad \frac{166,66}{165,99} \quad 1.0041$$

El error de fase es:

$$= \text{atan}\,(15,0 / 165,99) = 5,16_0$$

Tenga en cuenta que el análisis anterior es aproximado. Dado que el CT está saturado, la corriente de magnetización no es sinusoidal. Se puede lograr un análisis más preciso del rendimiento de CT saturado utilizando técnicas de modelado numérico.

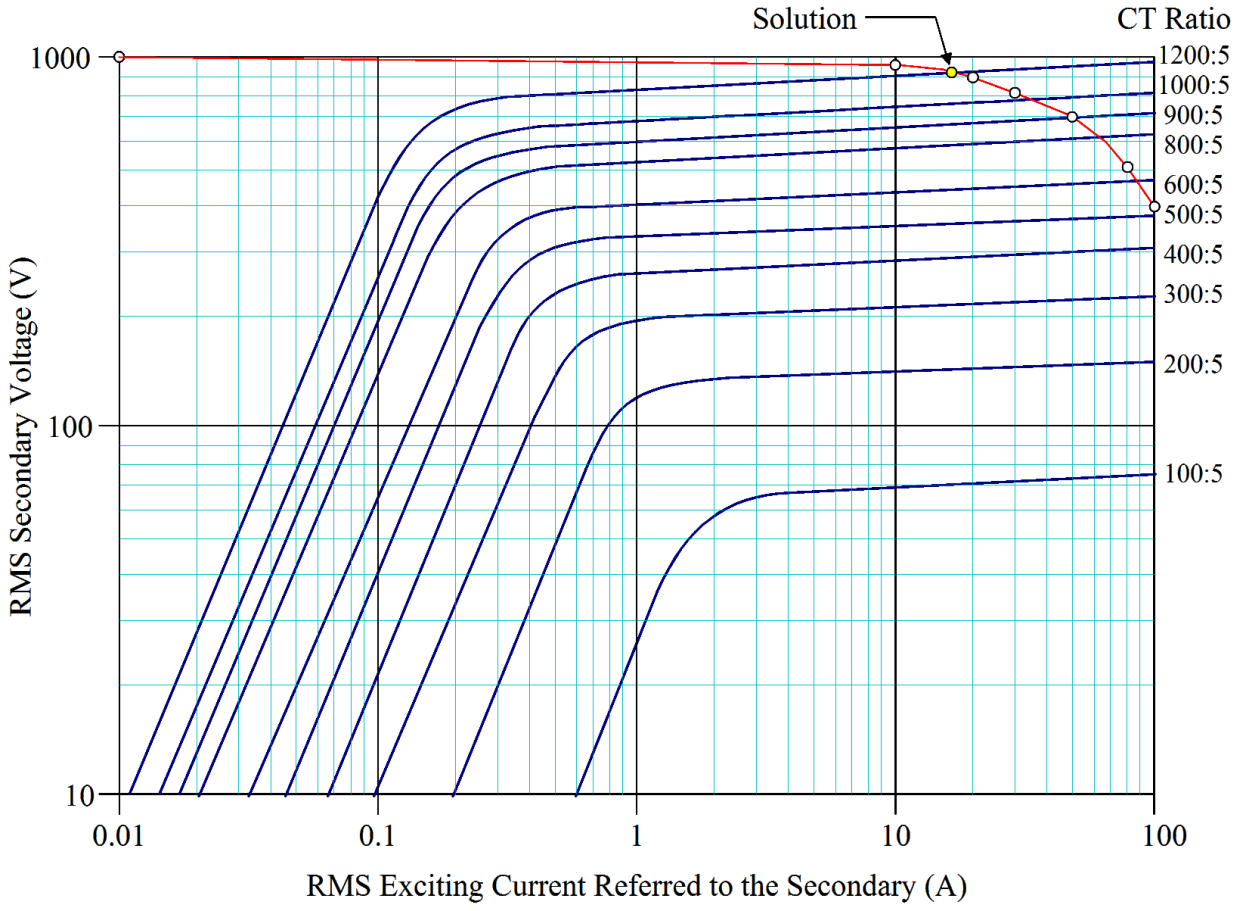


Figura E6.27: Características de magnetización con curva de línea de carga

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.2.10 Transformadores de medida no convencionales

Los transformadores de instrumentos de núcleo magnético, como los transformadores de corriente y voltaje, se han utilizado ampliamente en aplicaciones de sistemas de potencia y, por lo tanto, se denominan colectivamente transformadores de instrumentos convencionales. Recientemente, los transformadores de instrumentos se han desarrollado utilizando tecnologías alternativas que brindan varias ventajas sobre los transformadores de medida convencionales. Estos dispositivos se denominan ***norte****en-****C****convencional* ***I****nstrumento* ***T****transformadores* (NCIT). Varios de estos dispositivos se describen en las siguientes secciones.

Transformador de corriente de núcleo de aire (bobina Rogowski)

Se puede construir un sensor de corriente enrollando una bobina estrechamente enrollada sobre un toroidal *no magnético* formulario. El voltaje desarrollado a través de los terminales de la bobina es proporcional a la tasa de cambio de la corriente que pasa a través de la forma toroidal. La constante de proporcionalidad es función de la ubicación de la estructura alrededor del conductor portador de corriente. Esta estructura se conoce como *Rogowski* bobina.

Para obtener una salida proporcional a la corriente que pasa por la forma toroidal, la tensión de salida debe estar integrada. La Figura 6.x ilustra un sensor de corriente de bobina Rogowski. La salida de la bobina está conectada al integrador para generar un voltaje proporcional a la corriente medida *eso).*

La principal ventaja de este dispositivo con respecto a los TC de núcleo magnético es que es inmune a los efectos de saturación del núcleo. La desventaja es que requiere un integrador y calibración. Las implementaciones de integradores analógicos son propensas a problemas de precisión y estabilidad. Sin embargo, los avances recientes en la electrónica digital han dado como resultado implementaciones de integradores digitales de alta calidad. Otra desventaja es que la bobina Rogowski genera un voltaje de salida muy bajo y, por lo tanto, son susceptibles a errores causados por interferencias electromagnéticas (EMI). La necesidad de calibración proviene del hecho de que la constante M ilustrada en la Figura 6.x depende de la ubicación relativa de la estructura con respecto al conductor portador de corriente. Debido a estas desventajas, las bobinas de Rogowski no se han utilizado ampliamente en aplicaciones de retransmisión, excepto en
aplicaciones especializadas.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

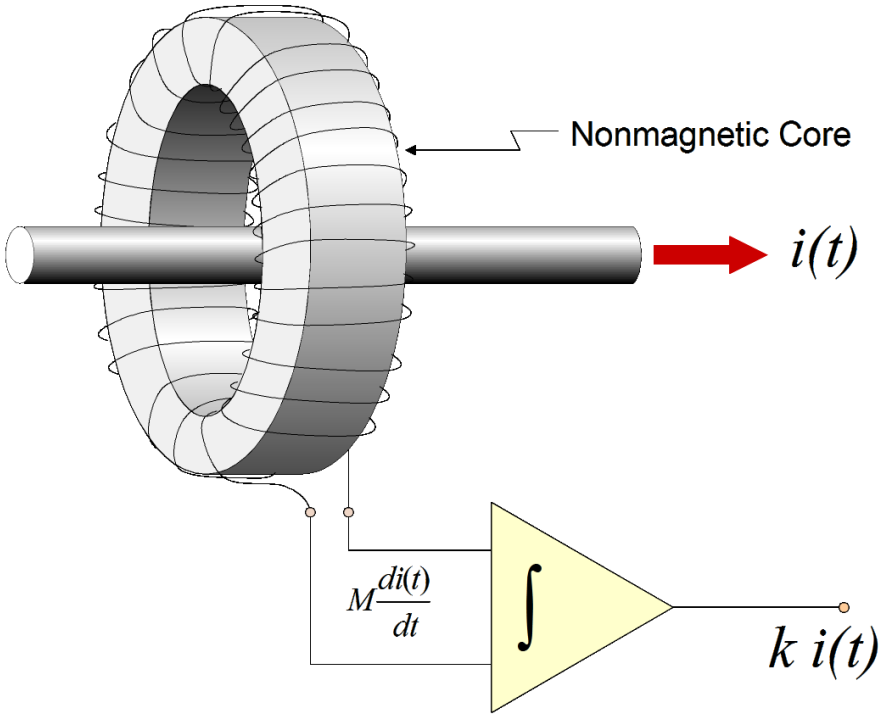


Figura 6.28: Bobina Rogowski con circuito integrador

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.2.11 Transformadores de corriente magnetoópticos

Los sensores de corriente magneto-ópticos se basan en el efecto Faraday. El efecto Faraday se puede describir de la siguiente manera: Considere un haz de luz monocromática polarizada (LÁSER) que se propaga a través de un medio óptico transparente. Si se aplica un campo magnético a través del medio óptico, se modifica el ángulo de polarización del haz de luz. El cambio de ángulo es proporcional a la intensidad del campo magnético y la longitud de la trayectoria de la luz a través del medio.

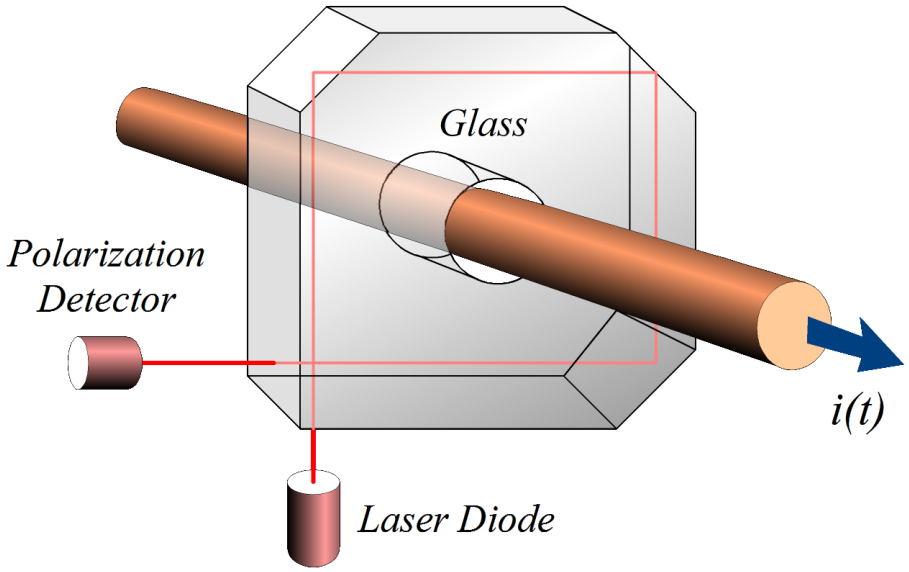


Figura 6.29: Configuración de TC magnetoóptico

Los sensores de corriente basados en el efecto Faraday utilizan una trayectoria de luz que gira alrededor de un conductor portador de corriente como se ilustra en la Figura 6.x. El haz de luz es generado por un diodo láser, se propaga a través de una fibra óptica o un bloque de vidrio que rodea el conductor. El cambio de polarización es detectado por un sistema polarimétrico (detector de polarización) que convierte la variación del ángulo de polarización en variación de la intensidad de la luz según la función:

$$P(t) \quad \frac{P_0}{2}(1 + \text{pecado}(ki(t)))$$

donde P_0 es la intensidad de la luz de entrada
$P(t)$ es la intensidad de la luz de salida
k es una constante que depende de las propiedades del material óptico y de la trayectoria de la luz geometría.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

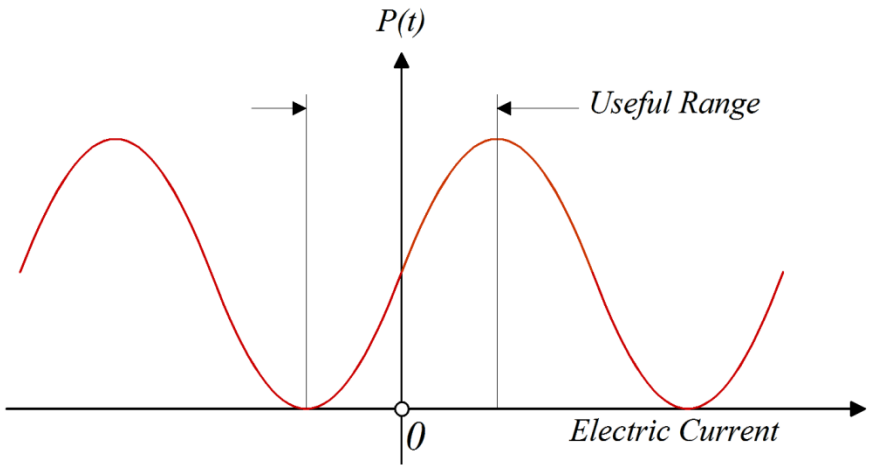


Figura 6.30 - Intensidad de salida de luz frente a corriente eléctrica

Las ventajas de los transformadores de corriente magneto-ópticos son: (a) proporcionan alta precisión de medición, amplio rango de frecuencia y amplio rango dinámico, (b) la implementación de fibra óptica proporciona naturalmente aislamiento galvánico a voltajes muy altos.

Las desventajas de los transformadores de corriente magneto-ópticos son: (a) requieren un circuito de soporte complejo y una fuente de alimentación, y (b) las implementaciones actuales también tienen circuitos de amplificación y salida adicionales para convertir las señales en voltajes y corrientes de retransmisión estándar (67V / 115V y 5A / 1A).

6.2.12 Conexiones del transformador de corriente

Los devanados secundarios de los transformadores de corriente se pueden conectar en triángulo o en estrella para proporcionar el desplazamiento de fase deseado, o se pueden conectar para proporcionar la corriente de secuencia positiva o la corriente de secuencia negativa o la corriente de secuencia cero. Estas conexiones fueron muy importantes en la era de los relés electromecánicos, ya que algunos de los esquemas de protección necesitan estas corrientes (componentes de secuencia) en la lógica de protección. En el capítulo 2 se han analizado ejemplos de estas conexiones.

Los relés numéricos aceptan directamente la salida de cada CT individual y forman el apropiado cantidad numéricamente según lo requiera la función de protección particular.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.3 Transformadores de medida de voltaje

Los transformadores de instrumentos de alto voltaje se pueden clasificar como transformadores de instrumentos convencionales, que incluyen:

Transformadores de potencial (PT)
Transformadores de voltaje acoplados capacitivos (CCVT)

y transformadores de medida no convencionales, como:

Transformador de voltaje electroóptico (EOVT)
Divisores de voltaje capacitivos (CVD)

Para todas las tecnologías anteriores se utiliza el término general Transformadores de voltaje (TT). En aplicaciones de sistemas de energía de alto voltaje (unidades de medición y relés para exteriores) se utilizan comúnmente PT y CCVT. Estos dispositivos se fabrican en una variedad de formas y tamaños. La Figura 6.x ilustra varios PT de diferentes niveles de voltaje para aplicaciones de medición y protección de sistemas de energía.

En aplicaciones de sistemas de potencia de alta y extra alta tensión (unidades de medición y relés exteriores), los CCVT se utilizan con bastante frecuencia. Estos dispositivos contienen un divisor de voltaje capacitivo y un circuito de interfaz secundario que consta de un transformador magnético, un reactor neutralizador y un circuito de supresión de ferro-resonancia. La Figura 6.x ilustra la estructura de una CCVT típica.

Los transformadores de tensión electroópticos y los divisores de tensión capacitivos se han hecho disponibles en las últimas dos décadas y ofrecen muchas ventajas. Estas tecnologías se analizan en secciones posteriores. La Figura 6.x ilustra dos EOVT disponibles comercialmente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a) **(B)** **(C)**

Figura 6.31: Transformadores de potencial de medición: varios niveles de voltaje
(a) 2,4 kV, (b) 69 kV, (c) 345 kV

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

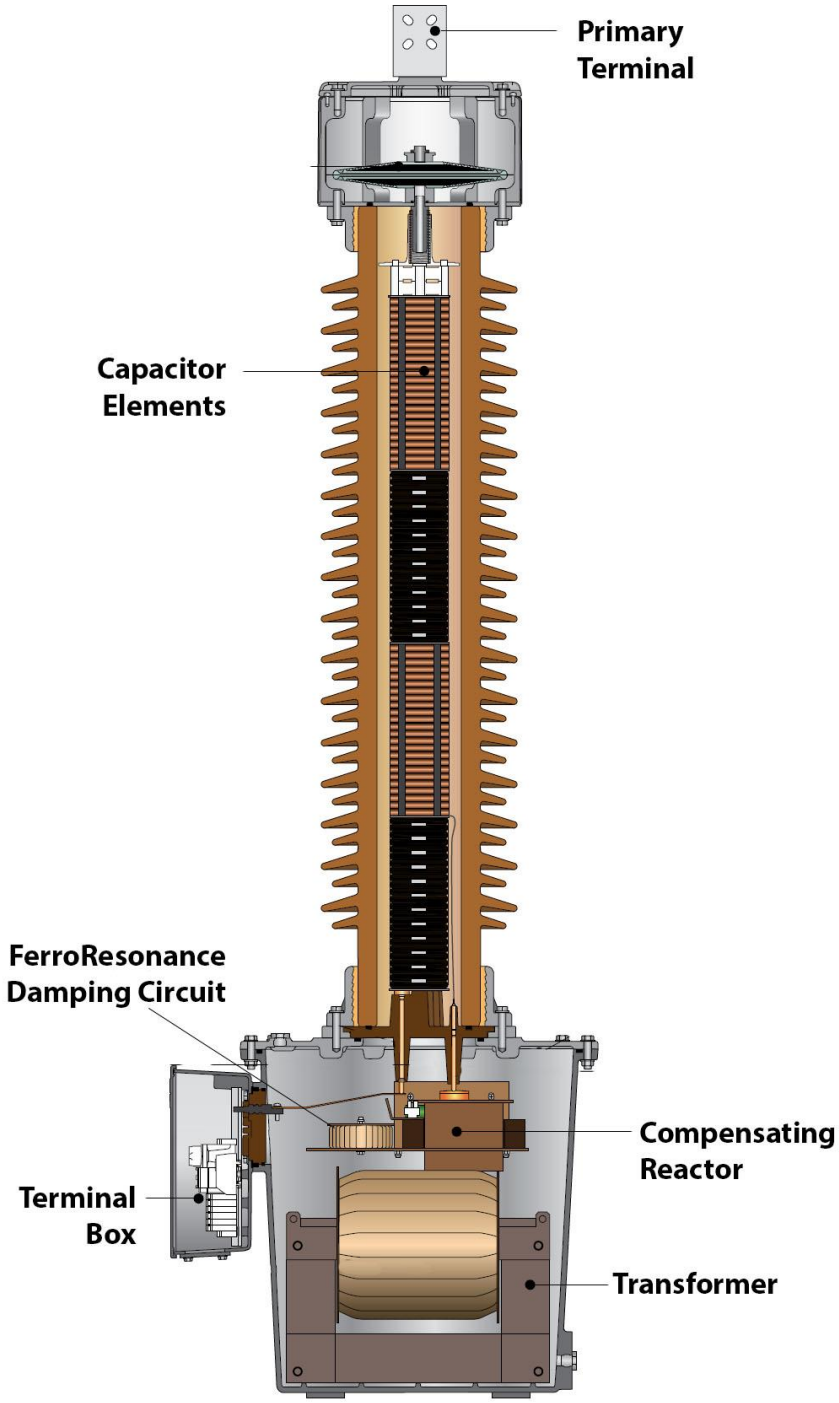
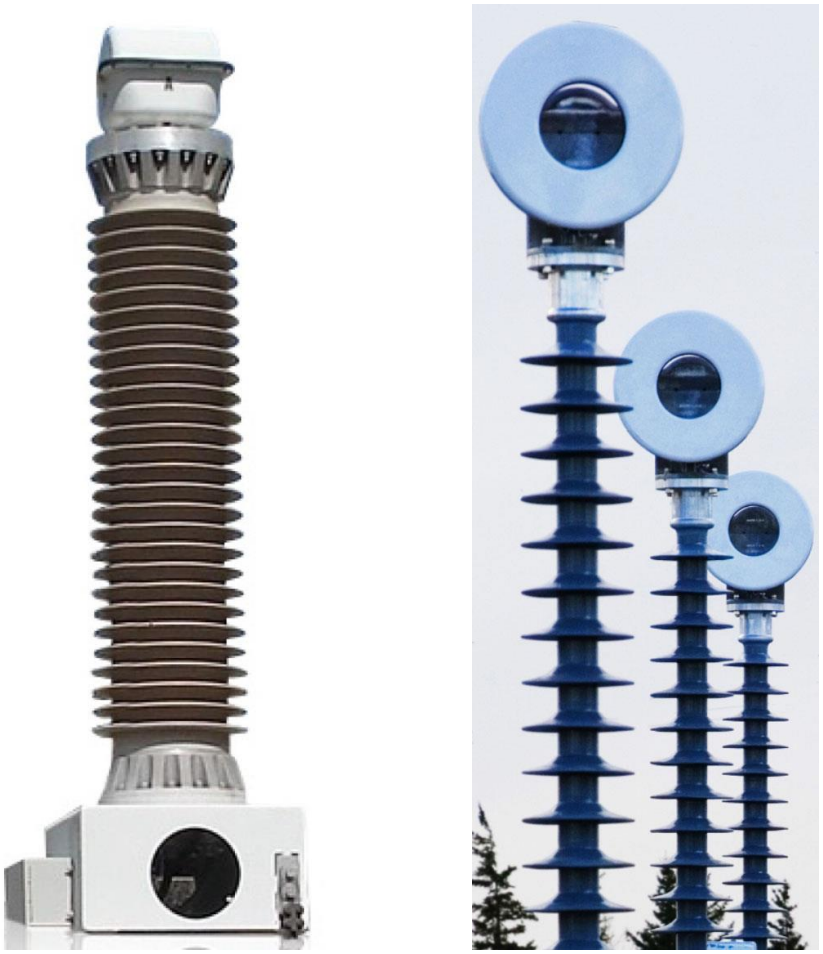


Figura 6.32: Transformador de voltaje acoplado capacitivo (ABB)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a) **(B)**

Figura 6.33: Transformadores de instrumentos electro / magnetoópticos
(a) ABB EOVT / MOCT combinados
(a) EOVT / MOCT combinados de Alstom / NxtPhase

Los divisores de voltaje capacitivos (CVD) proporcionan mediciones precisas de ancho de banda amplio con una respuesta de frecuencia relativamente plana. En el pasado, estas tecnologías se limitaban a la instrumentación de grado de laboratorio. Recientemente, debido a los avances en la electrónica, estos dispositivos se han vuelto prácticos también para aplicaciones de medición y retransmisión de sistemas de energía.

Los divisores de voltaje resistivo (RVD) también proporcionan mediciones precisas de ancho de banda amplio con una respuesta de frecuencia relativamente plana. Sin embargo, estas tecnologías no son adecuadas para aplicaciones de alto voltaje y están limitadas a voltajes medios e inferiores, debido a la alta disipación de potencia. asuntos.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La respuesta de frecuencia de los transformadores de instrumentos de voltaje varía ampliamente con la tecnología y el nivel de voltaje. La respuesta de frecuencia más plana se logra mediante las tecnologías de divisores electroópticos y capacitivos.

6.3.1 Estandarización de transformadores de tensión

La tensión secundaria nominal de los TT para aplicaciones de sistemas de potencia se ha estandarizado a uno de los siguientes valores:

69,3 voltios (para devanados secundarios conectados en estrella)
115 voltios (para devanados secundarios conectados en triángulo)

Las clases de error tienen los siguientes valores estándar:

0,3%
0,6%
1,2%

6.3.2 Marcas de polaridad del transformador de voltaje

La polaridad está indicada por un punto colocado cerca de un terminal de cada devanado. Los voltajes medidos desde los terminales marcados hasta los no marcados de cada devanado están en fase.

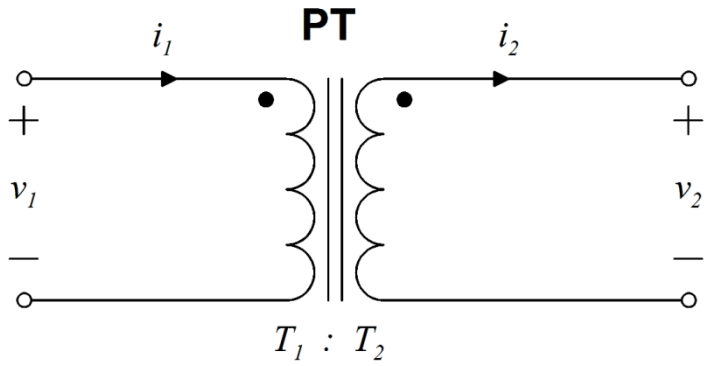


Figura 6.34: Notación de puntos del transformador

6.3.3 Transformadores de potencial (PT)

Los transformadores de potencial constan de un núcleo magnético con un devanado de alto voltaje (primario) y un devanado de bajo voltaje (secundario). Los transformadores de potencial suelen estar encerrados en contenedores llenos de aceite. El aceite proporciona enfriamiento y aislamiento.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.3.4 Análisis del rendimiento del PT en estado estacionario

El rendimiento del PT cerca de la frecuencia industrial puede evaluarse considerando el circuito equivalente ilustrado en la Figura 6.x. Tenga en cuenta que para frecuencias más altas, la capacitancia parásita entre devanados puede afectar la respuesta del TP y, por lo tanto, debe incluirse en el análisis.

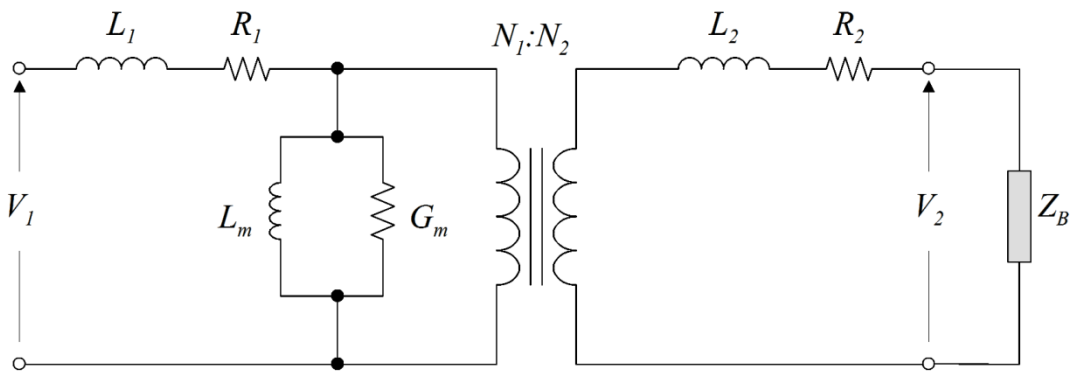


Figura 6.35: Circuito equivalente de transformador de potencial

La relación de transformación nominal de PT, t_n, viene dada por la relación de vueltas:

$$t_{norte} \quad \frac{norte_2}{norte_1}$$

donde N_1 es el número de vueltas del devanado primario, y N_2 es el número de vueltas del devanado secundario. La relación real de salida sobre la tensión de entrada varía ligeramente de la relación nominal debido a las interacciones de las impedancias de fuga, magnetización y carga. Dados los valores de estas impedancias, el error de relación y un factor de corrección se pueden calcular utilizando técnicas de análisis de circuitos. La metodología se ilustra a continuación con un ejemplo.

6.3.5 Respuesta de frecuencia PT

La respuesta de frecuencia de los PT varía ampliamente con el tamaño, el nivel de voltaje y la carga del PT. La Figura 6.x ilustra la respuesta de frecuencia de un transformador de potencial típico de 200 kV / 115 V, con una carga resistiva de 80 ohmios conectada a través del devanado secundario.

Las irregularidades en la respuesta de frecuencia se deben a la resonancia entre las inductancias de fuga y magnetización y las capacitancias parásitas de giro a giro y devanado a devanado. Tenga en cuenta que los niveles máximos de resonancia de la respuesta de frecuencia son sensibles a la resistencia de carga. Específicamente, cuando se elimina la carga, los picos de magnitud aumentan en un 20%. Consulte la referencia [???] para obtener información adicional sobre la posible respuesta de frecuencia del transformador.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los PT se pueden utilizar para la adquisición de datos de forma de onda siempre que se conozca su respuesta de frecuencia en el rango de frecuencia de interés, de modo que se puedan realizar las correcciones adecuadas. Generalmente, la resonancia se produce muy por encima de las frecuencias de potencia, por lo que para la mayoría de las aplicaciones de retransmisión no es necesaria la corrección de la respuesta de frecuencia.

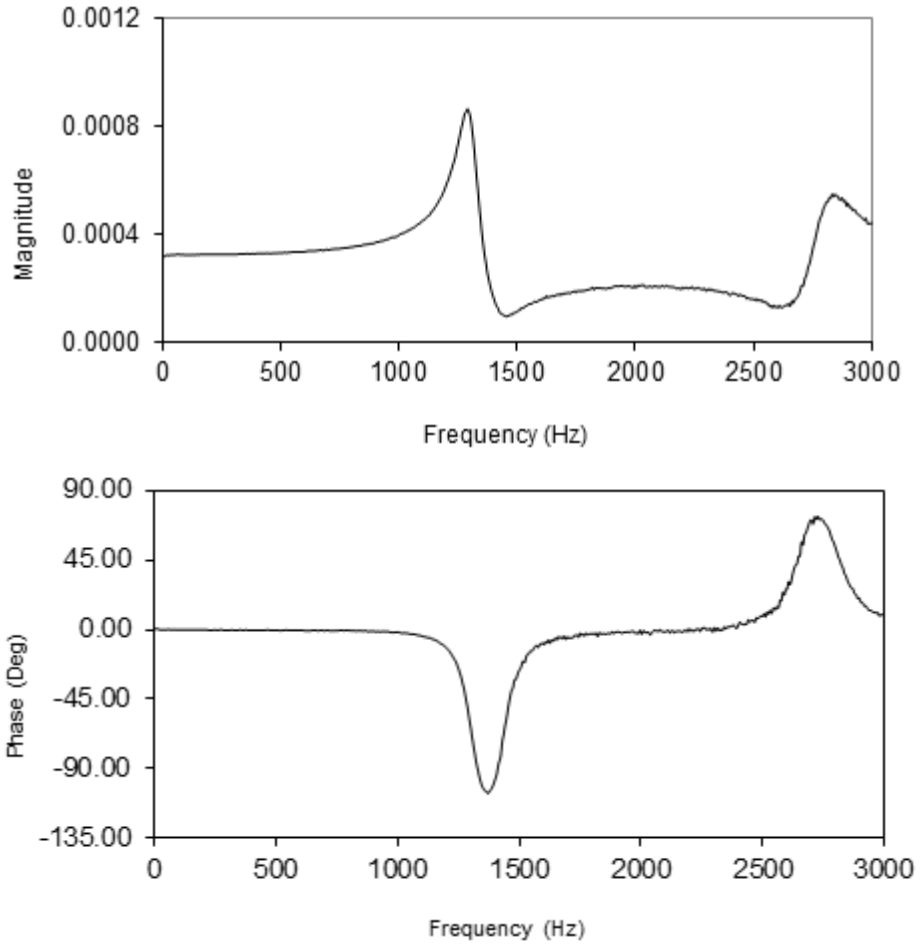


Figura 6.36: Respuesta de frecuencia del transformador potencial de 200 kV / 115 V

Ejemplo E6.x: Considere un transformador de potencial de 200kV: 115V. Los parámetros del transformador de medida son:

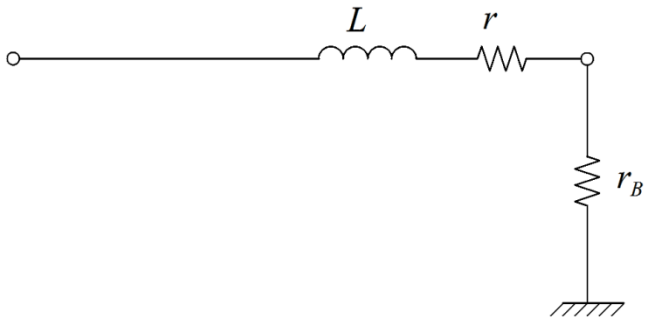
Potencia nominal: 300 VA
Reactancia de fuga: 0,02 pu
Impedancia de carga: 100 ohmios
Capacitancia entre devanados: 5 pF

(a) Ignore la capacitancia entre devanados. Calcule la función de transferencia del transformador en el rango de frecuencia de 10 Hz a 10 kHz.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(B) Calcule la función de transferencia del transformador en el rango de frecuencia de 10 Hz a 10 kHz, teniendo en cuenta la capacitancia entre devanados

Solución: (a) El circuito equivalente del transformador, despreciando la capacitancia entre devanados, y referir todos los componentes al devanado secundario es:



La base de impedancia en el lado secundario es:

$$Z_{BASE} = 115V_2 / 300VA = 44{,}1 \text{ ohmios}$$

Por tanto, la inductancia de fuga es:

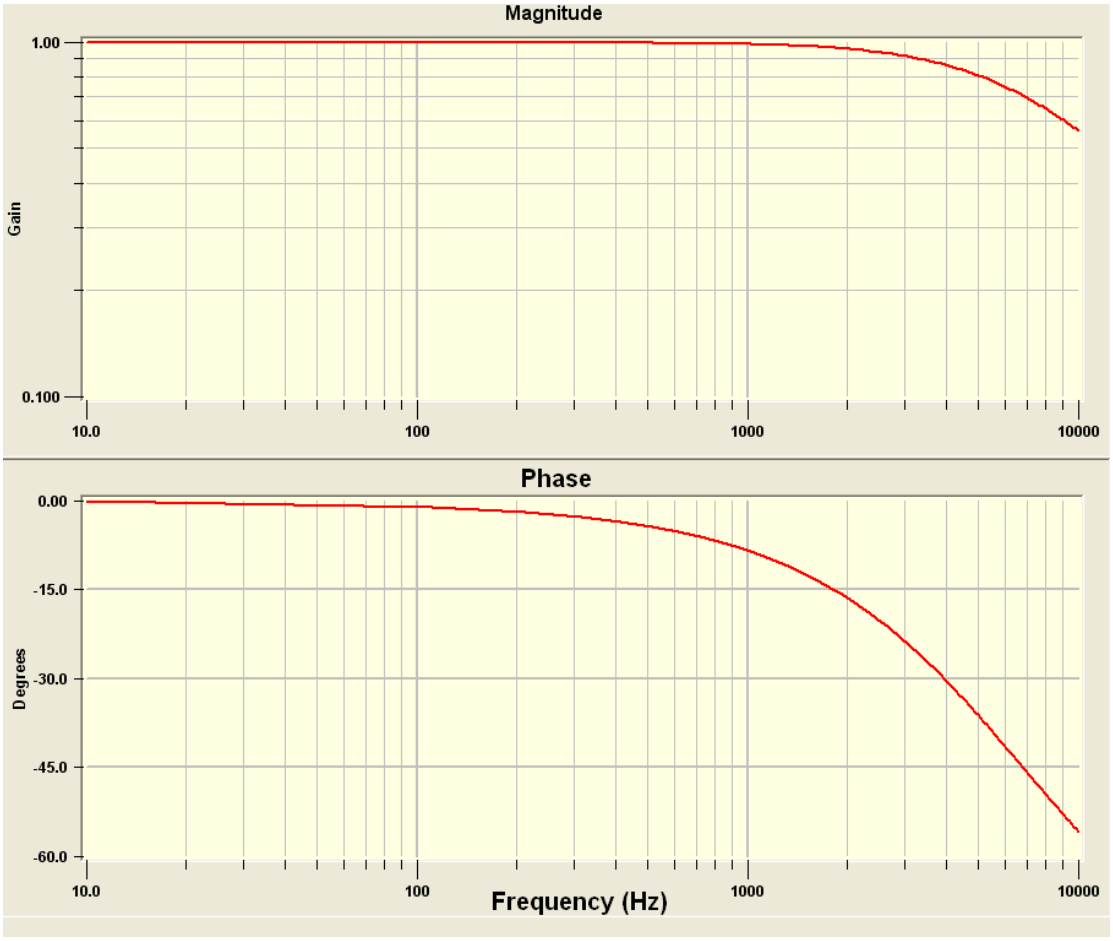
$$L = 0.02 \times 44.1 / 377 = 2.34 \text{ mH}$$

El circuito anterior es una respuesta de paso bajo de primer orden con frecuencia de corte en:

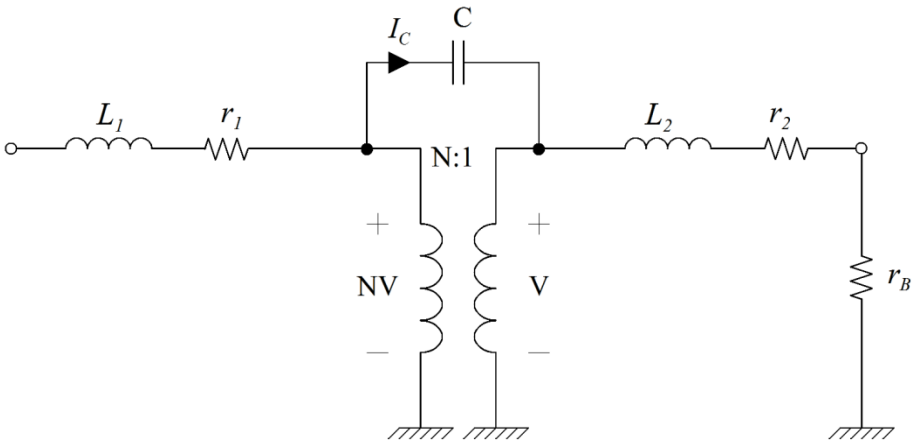
$$F_0 \quad \frac{R}{2\,L\,2} \quad \frac{100}{0{,}00234} \text{ Hz} \quad 6{,}80 \text{ kHz}$$

La respuesta de frecuencia del circuito anterior se da a continuación:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(b) El circuito equivalente del transformador, incluida la capacitancia entre devanados, es:



La corriente a través de la capacitancia parásita se puede expresar de la siguiente manera:

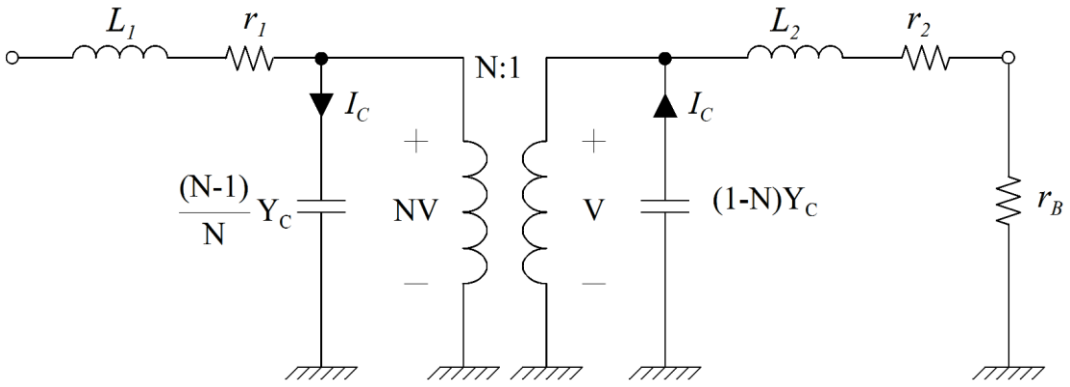
$$I_C \ (Nevada \ \ V) \ Y_C$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

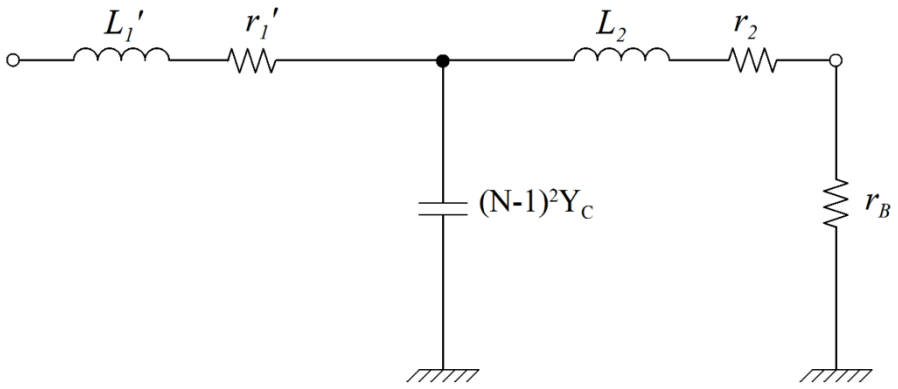
El condensador a través del transformador se puede reemplazar por dos condensadores de derivación equivalentes. Al igualar las corrientes de los capacitores se obtienen los siguientes valores equivalentes de capacitancia en derivación:

$$C_1 \quad \frac{(norte\ 1)}{norte} Y_C$$

$$C_2 \quad (1 \quad \text{NUEVA YORK}_C$$



Refiriendo todos los componentes al secundario (lado bajo), los dos condensadores se colocan en paralelo, y se obtiene el siguiente circuito equivalente:

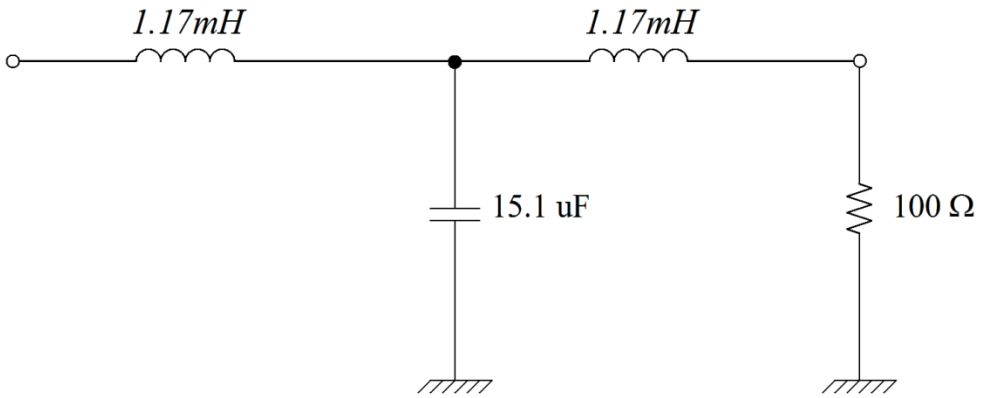


El valor del condensador es:

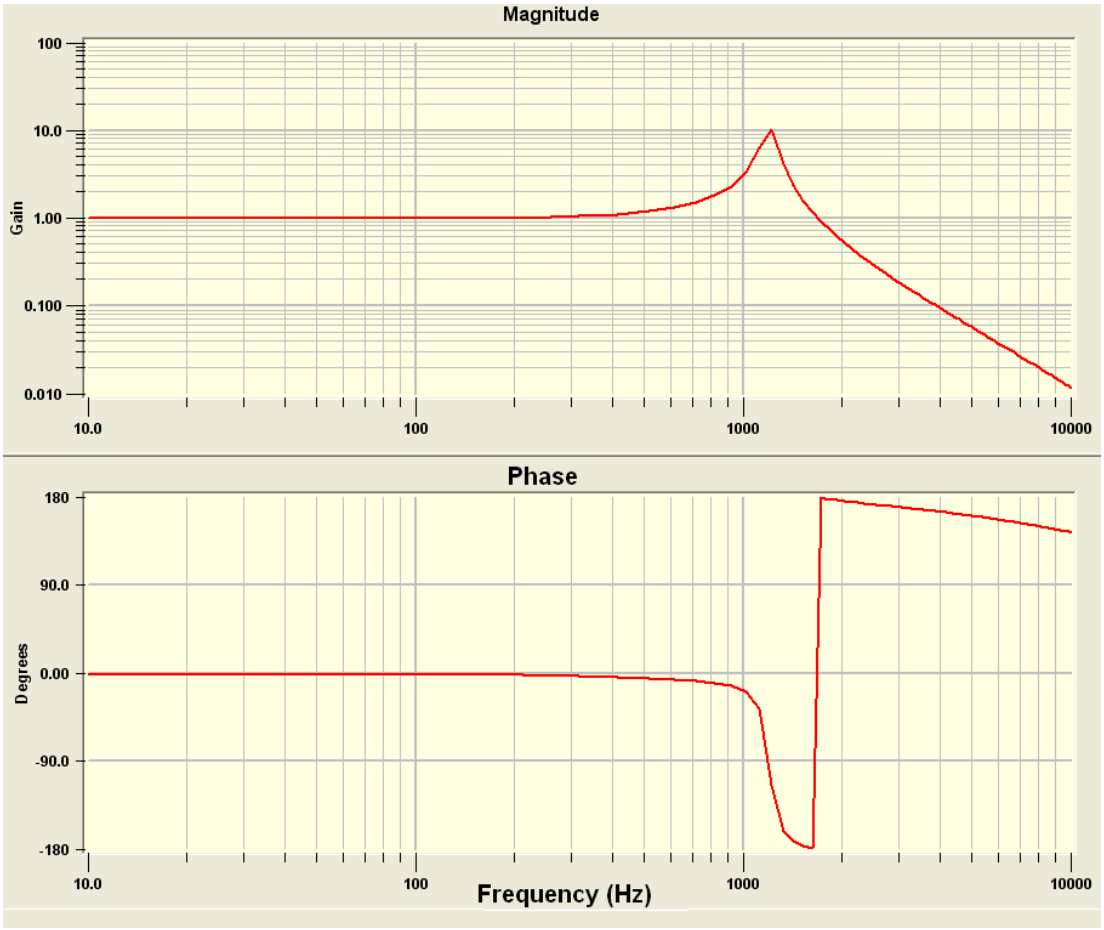
$$C_s (norte\ 1)_2 C\ 15{,}1\ \mu F$$

Suponiendo una división de la inductancia de fuga igual en el sentido por unidad, y despreciando la resistencia del devanado, produce el circuito equivalente:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



La respuesta de frecuencia del circuito anterior se da a continuación:



6.3.6 Respuesta transitoria de TP

La respuesta transitoria de los transformadores potenciales se puede determinar a partir de pruebas de respuesta de frecuencia, utilizando técnicas de transformación de Fourier o mediante una prueba directa en el dominio del tiempo. La figura 6.x ilustra los datos de medición de una prueba directa en el dominio del tiempo, realizada en el mismo PT para

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

cuya respuesta de frecuencia se dio en la Figura 6.x. Se aplicó una forma de onda doble exponencial a través del devanado primario, mientras que se registran las formas de onda de voltaje tanto primario como secundario. Tenga en cuenta la oscilación de 1250 Hz en el voltaje secundario debido a la resonancia.

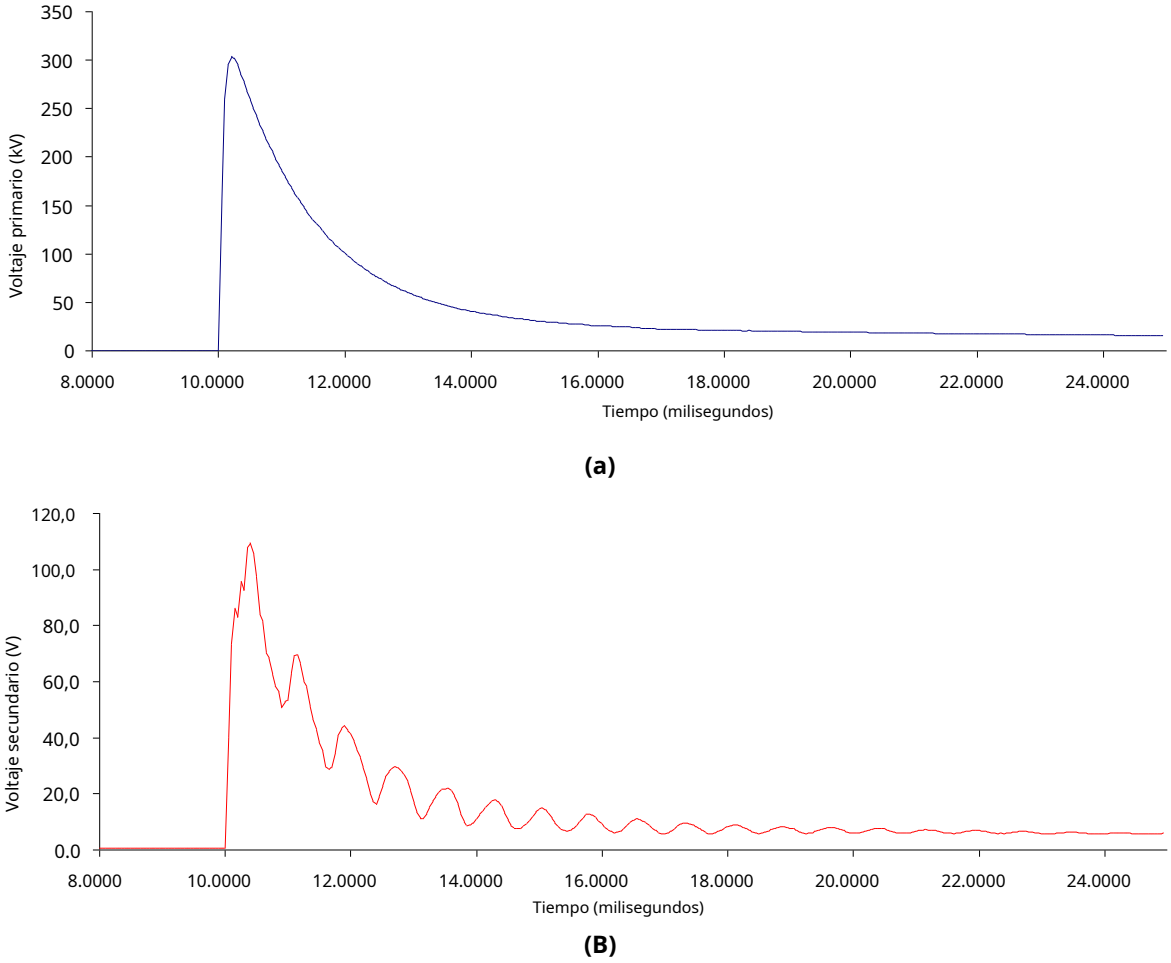


Figura 6.37: Respuesta transitoria de un PT de 200 kV / 65 V
Secundario de circuito abierto
(a) Forma de onda de voltaje primario
(b) Forma de onda de voltaje secundario

La respuesta transitoria de los TP también se puede determinar mediante cálculo. El enfoque se demostrará con un ejemplo.

Ejemplo E6.x: Considere un transformador de potencial de 200kV: 115V. Los parámetros del instrumento transformador son:

Potencia nominal: 300 VA
Reactancia de fuga: 0,02 pu
Impedancia de carga: 100 ohmios
Capacitancia entre devanados: 5 pF

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Suponga que el transformador opera en condiciones normales de operación con el voltaje primario a 198 kV. Debido a una falla, la tensión primaria se reduce a 56 kV durante cinco ciclos. Calcule el voltaje transitorio en el secundario del transformador (suponga que la falla ocurre en el valor pico de voltaje).

Solución: El circuito equivalente del transformador derivado en el Ejemplo E6.x se implementó dentro de un programa de análisis de transitorios (WInIGS-T) junto con una fuente de voltaje de 113,8 V (RMS) con una resistencia de Thevenin de 0,1 ohmios. Un interruptor está configurado para cerrarse a los 0.1 segundos agregando una resistencia de 0.0394 ohmios a través de la fuente, lo que hace que el voltaje de salida de la fuente caiga a 32.18 Voltios RMS durante 5 ciclos.

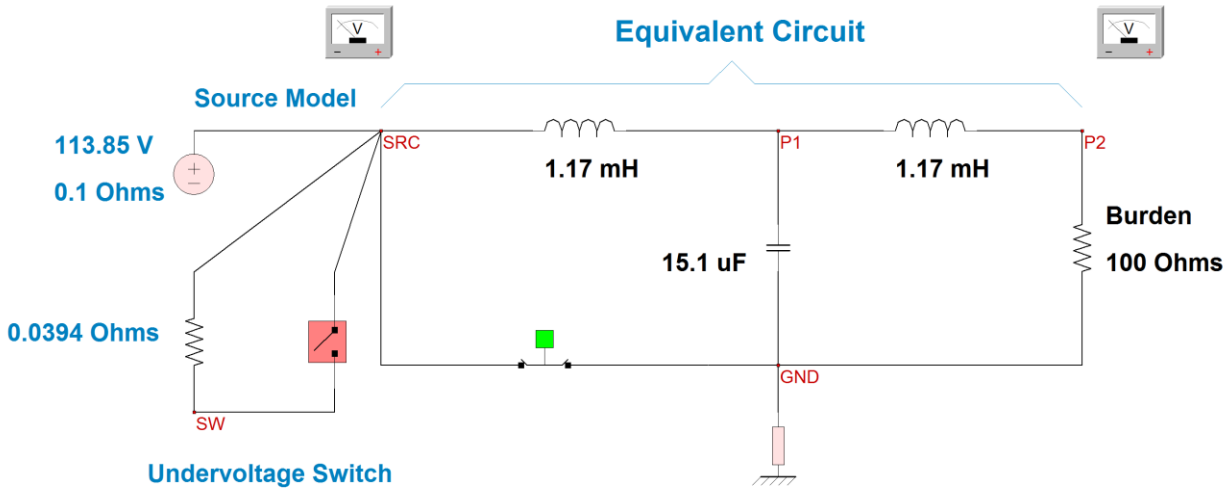
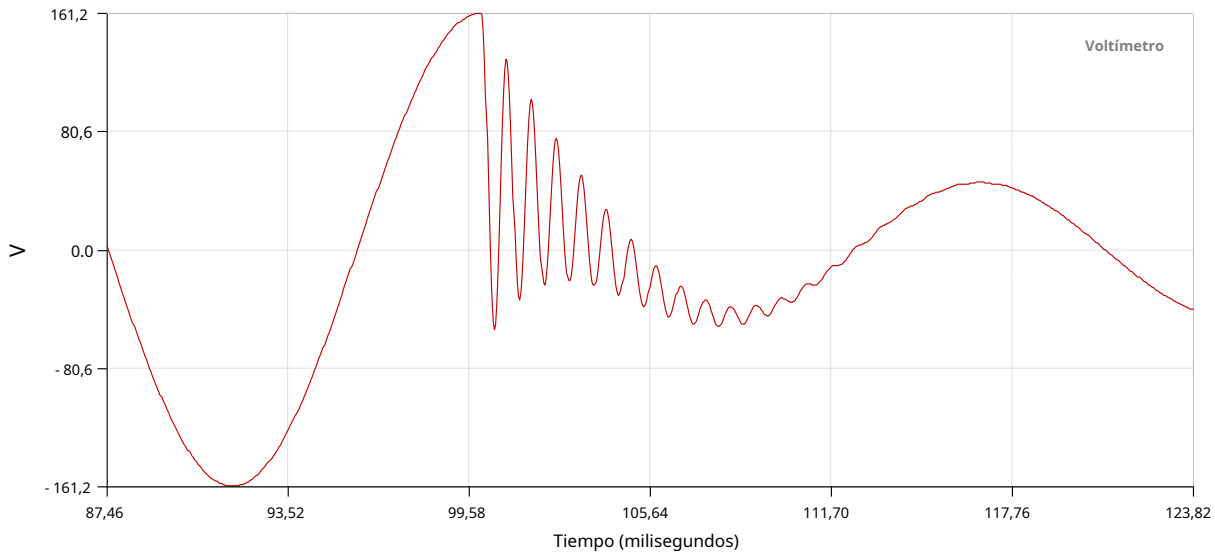


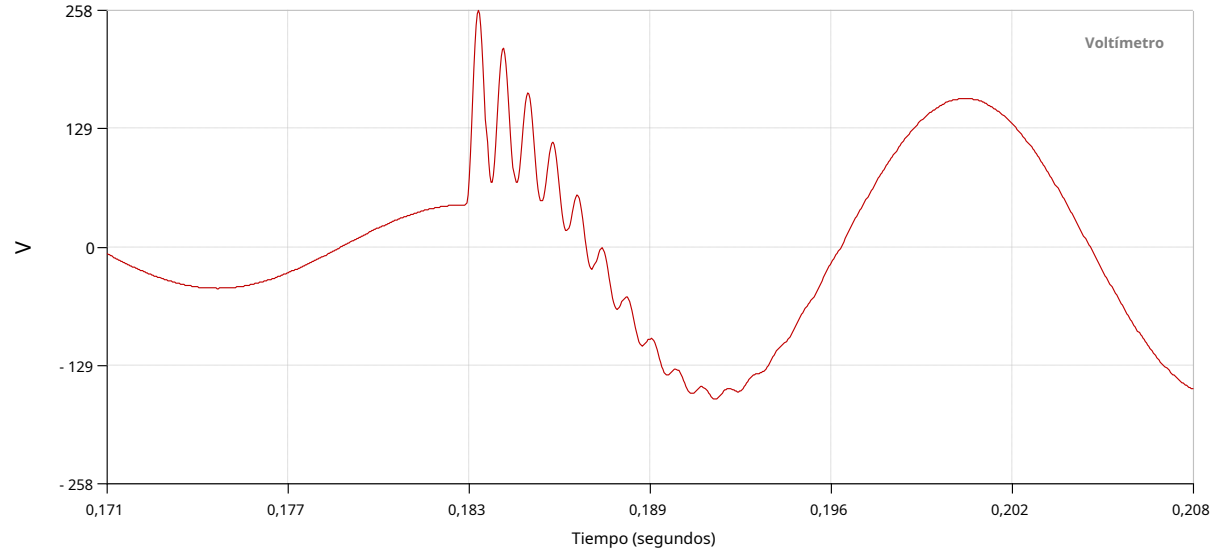
Figura E6.x: Diagrama de una línea del circuito equivalente del transformador

La forma de onda de voltaje calculada a través de la resistencia de carga se representa en la Figura E6.x. Tenga en cuenta que en el inicio de la falla y despejar el transformador, el voltaje secundario contiene una un decadente oscilación de aproximadamente 1.2 kHz. Esta oscilación se debe a la resonancia entre la transformador inductancia de fuga y su capacitancia parásita.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)

Figura E6.x: Tensión secundaria del transformador
(a) Voltaje al inicio de la falla (0.1 mseg)
(b) Voltaje en el despeje de fallas (0.1833 mseg)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.3.7 Conexiones del transformador de voltaje

Los transformadores de potencial se pueden conectar en configuraciones de estrella, triángulo, triángulo abierto o triángulo roto, como se ilustra en la figura 6.x. La configuración delta abierta tiene la ventaja de requerir solo dos transformadores monofásicos. Sin embargo, debido a la asimetría del circuito, en general introduce errores de medición mayores que las configuraciones equivalentes en estrella o delta. La configuración delta rota se utiliza para medir el componente de voltaje de secuencia cero.

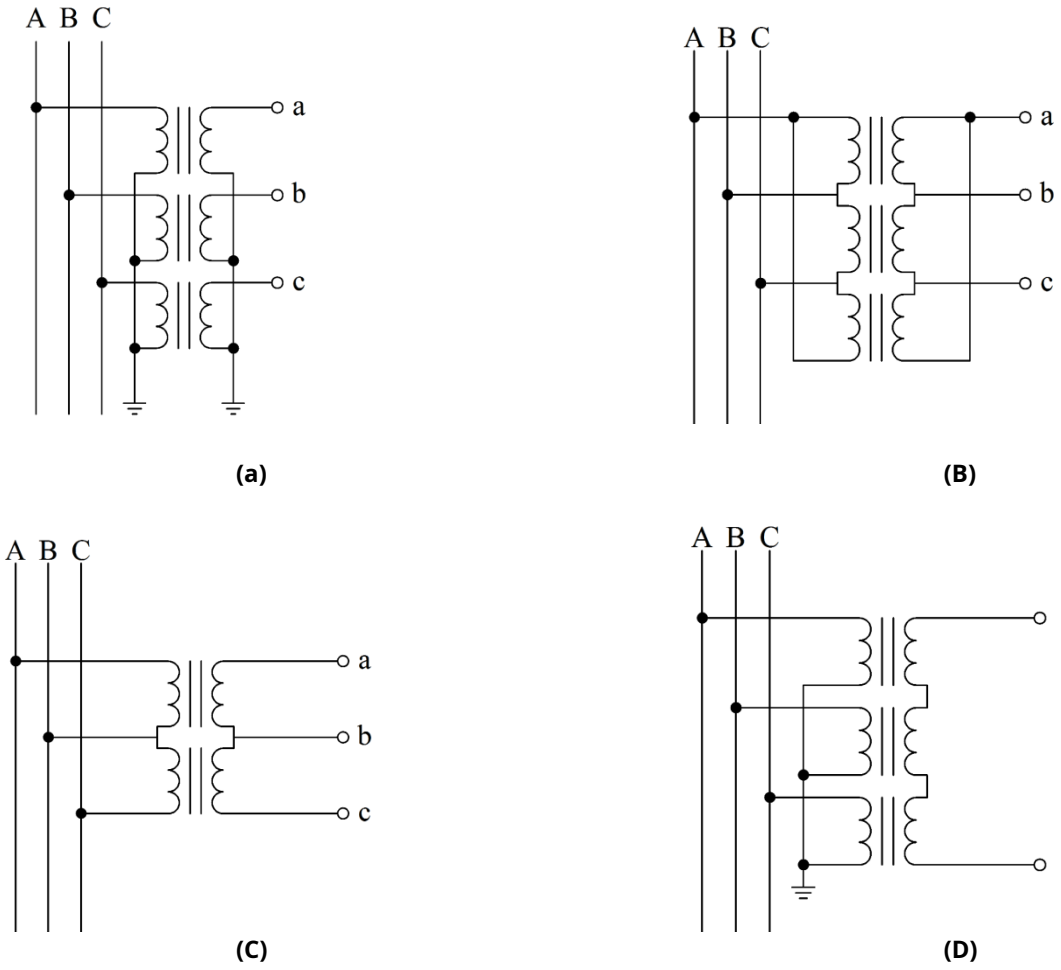


Figura 6.38: Conexiones de transformadores potenciales
(a) Estrella-Estrella, (b) Delta-Delta, (c) Delta abierta, (d) Delta rota

6.3.8 Transformadores de voltaje de acoplamiento capacitivo (CCVT)

Debido a factores económicos, en aplicaciones de muy alta tensión (345 kV y superiores) se utilizan comúnmente CCVT en lugar de transformadores de tensión magnéticos. Estos dispositivos constan de un divisor capacitivo y un transformador de núcleo magnético en la salida. Los CCVT están optimizados por diseño para mediciones de frecuencia de potencia en estado estable (60 o 50 Hz). Para aplicaciones de retransmisión, tanto el estado estacionario como la respuesta transitoria son de gran importancia. En esta sección presentamos el

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

configuraciones de circuito típicas de CCVT. También presentamos análisis de error paramétrico para estado estacionario y respuesta transitoria.

La configuración básica de CCVT se ilustra en la Figura 6.x. El divisor capacitivo está formado por condensadores C_1 y C_2. En los CCVT típicos de alto voltaje (345-500kV), los valores del capacitor se seleccionan de modo que el voltaje en el punto de toma A sea de aproximadamente 4 a 10 kV. El transformador escala este voltaje al nivel de voltaje de instrumentación estándar, es decir, 69 V o 120 V. La salida del transformador está conectada a una carga a través de un cable de instrumentación (generalmente un cable coaxial). La carga representa la impedancia de entrada del relé, que normalmente es resistiva. Dado que la interacción del divisor capacitivo y la carga resistiva introduce un cambio de fase considerable, se agrega un inductor L en serie para compensar la capacitancia de salida del divisor.

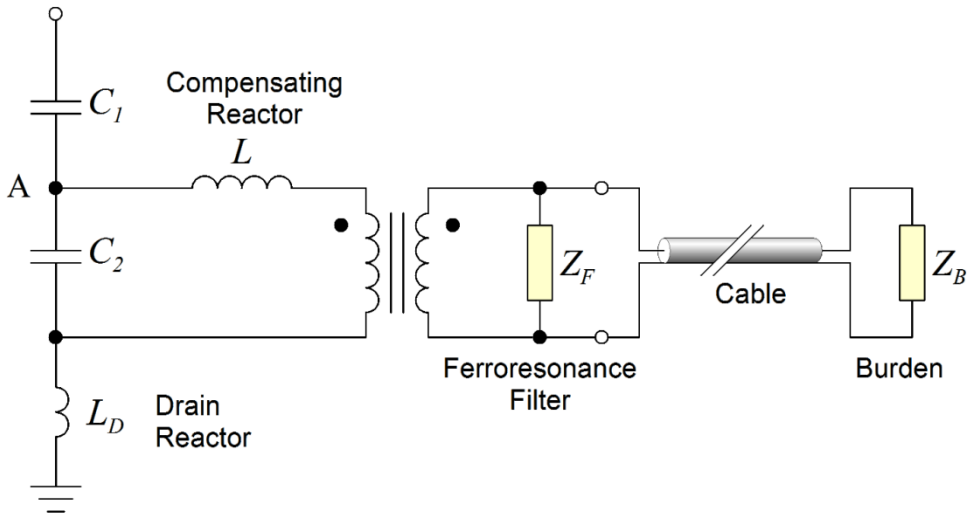


Figura 6.39: Circuito físico CCVT

El inductor L se selecciona típicamente para proporcionar una compensación completa a la frecuencia de potencia. Específicamente, el inductor L se selecciona estableciendo la suma de la reactancia capacitiva equivalente y la reactancia inductiva a cero a la frecuencia de potencia. Tenga en cuenta que la reactancia capacitiva equivalente de Thevenin en el punto A es la suma de las capacitancias de la pierna superior e inferior, $C_1 + C_2$, por lo tanto:

$$j L \quad \frac{1}{j (C_1 \quad C_2)} \quad 0$$

o equivalente:

$$L \quad \frac{1}{^2(C_1 \quad C_2)}$$

Otra aplicación del CCVT es su uso para aplicaciones portadoras de líneas eléctricas. Por esta razn un reactor de drenaje, L_D, se agrega al circuito. El reactor de drenaje sirve para filtrar la portadora de la línea eléctrica y, opcionalmente, puede acortarse mediante un interruptor manual. Con el propósito de baja Análisis de frecuencia (0-1 kHz) este reactor tiene un efecto insignificante y se ignora.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En los diseños CCVT estándar, los valores típicos de los divisores de condensadores se seleccionan de modo que la suma de capacitancias $C_1 + C_2$ son del orden de 100 nF. La correspondiente inductancia del reactor de compensación para una frecuencia de potencia de 60 Hz es del orden de 70 Henries. Un reactor de inductancia tan grande debe tener un núcleo magnético y también tendrá una resistencia sustancial. Como resultado, el reactor de compensación también está sujeto a saturación. Además, su resistencia hace que la relación de transformación CCVT dependa de la resistencia a la carga. El análisis transitorio también ha demostrado que la energía almacenada en esta gran reactancia provoca una respuesta transitoria deficiente. Recientemente, se encuentran disponibles CCVT con valores de capacitancia más grandes y reactores de compensación más pequeños. Estos dispositivos exhiben una respuesta transitoria mejorada, así como una menor sensibilidad a la resistencia a la carga. Algunos fabricantes clasifican los CCVT como (a) capacitancia normal, (b) capacitancia alta, (c) capacitancia extra alta. separar estas clases es vago. CCVT del valor de capacitancia total $(C_1 + C_2)$ actualmente están disponibles comercialmente tan altos como 400 nF.

La interacción de las características de saturación del transformador con la capacitancia del divisor hace que este circuito esté sujeto a ***ferrorresonancia.*** Específicamente, durante los transitorios puede producirse una resonancia a la frecuencia determinada por la reactancia de magnetización del transformador y la capacitancia equivalente del circuito. Esto da como resultado el desarrollo de sobretensiones a través del transformador que conducen al núcleo a la saturación. Esta oscilación no lineal de alta amplitud provoca graves errores de medición y puede dañar los componentes del circuito. Por esta razón, los CCVT incluyen una ferrorresonancia circuito de supresión, generalmente ubicado a través del devanado secundario del transformador (la impedancia Z_F en la Figura 6.x). Actualmente se utilizan varias topologías de circuitos de supresión de ferrorresonancia. Algunos fabricantes consideran que estos circuitos son propietarios y, por lo tanto, los detalles del circuito no están fácilmente disponibles. Sin embargo, dos modelos de circuitos genéricos capturan el comportamiento básico de estos filtros: el circuito de supresión "activo" ilustrado en la Figura 6.xy el circuito de supresión "pasivo" ilustrado en la Figura 6.x.

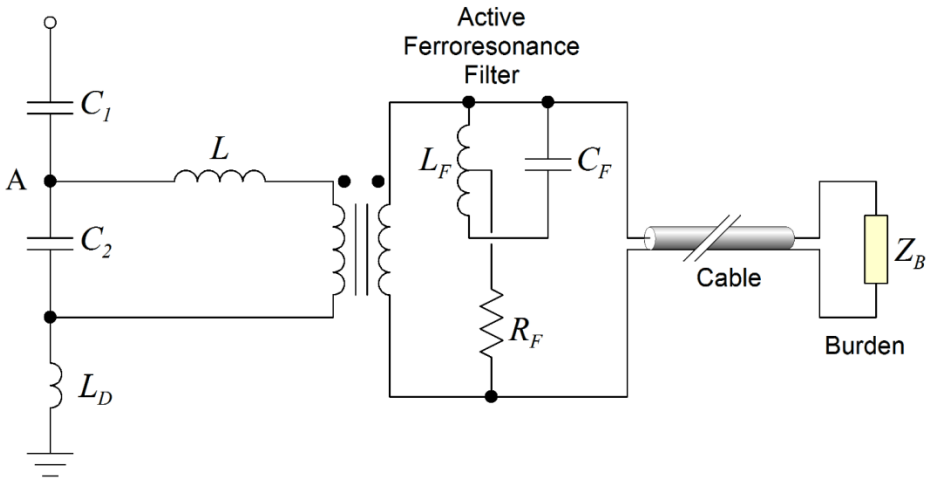


Figura 6.40: Circuito equivalente de un CCVT con ferrorresonancia activa Circuito de supresión

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

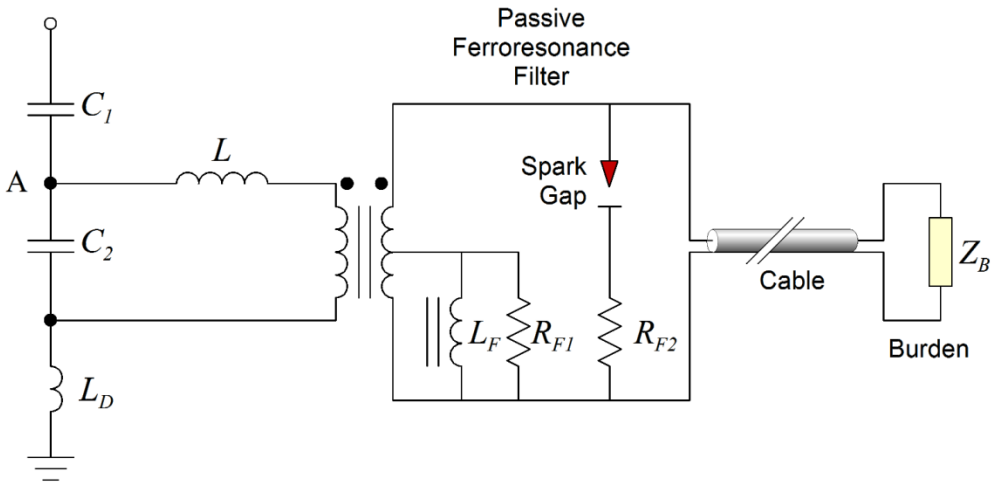


Figura 6.41: Circuito equivalente de un CCVT con ferrorresonancia pasiva

Circuito de supresión

El inductor del circuito de supresión activo L_F y condensador C_F están sintonizados a la frecuencia de alimentación. Por lo tanto, durante el funcionamiento normal en estado estable, la impedancia de $L_F//C_F$ La rama es muy grande y el circuito de supresión consume una corriente insignificante. Durante los transitorios, la impedancia de $L_F//C_F$ La rama es más baja y, por lo tanto, la energía resonante se disipa a través de la resistencia de filtro RF.

El circuito de supresión pasiva (ver Figura 6.x) consiste en un reactor de núcleo saturable L_F y una resistencia de amortiguación R_{F1} conectado en la toma central del secundario del transformador, más una descarga de chispas en serie con una segunda resistencia de amortiguación R_{F2}.

Durante el funcionamiento en estado estable a 60 Hz, ambos circuitos de filtro tienen un efecto insignificante en la respuesta CCVT. Sin embargo, durante los transitorios generalmente prolongan la respuesta transitoria CCVT. Se ha demostrado que los CCVT con circuitos de supresión de ferrorresonancia pasiva tienen mejores características de respuesta transitoria (el error decae a niveles insignificantes más rápido). También son más caros que los circuitos activos.

Respuesta de estado estable CCVT: Mediante la selección adecuada de los componentes del circuito, se puede diseñar un CCVT para generar un voltaje de salida con cualquier relación de transformación deseable y, lo que es más importante, con un desplazamiento de fase cero entre las formas de onda del voltaje de entrada y salida. En esta sección examinamos las posibles desviaciones de este comportamiento ideal debido a diversas causas mediante un análisis paramétrico, a saber:

Deriva de frecuencia de potencia

Desviación de parámetro de componente de circuito

Impedancia de carga

El análisis paramétrico se realizó utilizando el modelo de circuito equivalente CCVT ilustrado en Figura 6.x. Los parámetros del modelo se dan en la Tabla 6.x:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

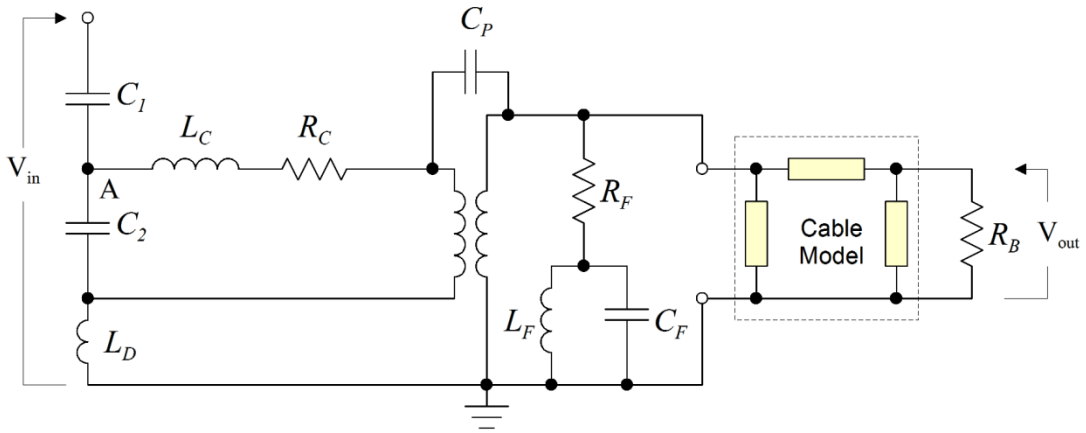


Figura 6.42: Circuito equivalente CCVT

Tabla 6.x: Parámetros de circuito equivalente CCVT

Descripción de parámetros	Esquemático Referencia	Valor
Clase de capacitancia CCVT		Normal
Voltaje de entrada		288 kV
Tensión de salida		120 V
Tamaño del condensador superior	C1	1.407 nF
Tamaño de condensador más bajo	C2	99,9 nF
Inductor de drenaje	L_D	2,65 mH
Compensación de la inductancia del reactor	L_C	68,74 H
Compensación de la resistencia del reactor	R_C	3000 ohmios
Resistencia a la carga	R_B	200 ohmios
Resistencia de amortiguación de supresión de ferroresonancia	R_F	70 ohmios
Inductor de circuito de supresión de ferrorresonancia	L_F	0,398 H
Condensador de circuito de supresión de ferrorresonancia Tipo	C_F	17,7 uF
de cable		RG-8
Longitud del cable		100 pies
Clasificación de potencia del		300 VA
transformador Clasificación de voltaje del		4kV / 120V
transformador Reactancia de fuga		3%
Capacitancia parasitaria	C_{PAG}	500 pF

La Figura 6.x muestra los resultados de un escaneo de frecuencia. Tenga en cuenta que en el rango de frecuencia de 0 a 500 Hz, la respuesta varía sustancialmente tanto en magnitud como en fase. Cerca de 60 Hz (55 a 65 Hz), la magnitud de la respuesta es prácticamente constante, pero la fase varía a razón de 0,25 grados por Hz.

La Tabla 6.x muestra los resultados de un análisis paramétrico con respecto a la resistencia de carga y la longitud del cable de instrumentación. Tenga en cuenta que el sistema está ajustado para error de fase cero para un cable de instrumentación corto y con una carga de 200 ohmios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La Tabla 6.x muestra los resultados de un análisis paramétrico con respecto a las inexactitudes de los parámetros del componente CCVT. Específicamente, los parámetros variados fueron la inductancia del reactor de compensación y la capacitancia del divisor capacitivo.

Tabla 6.x: Error de fase (en grados) frente a la resistencia a la carga y la longitud del cable

	Longitud del cable (pies)		
Carga Resistencia	**10 '**	**1000 '**	**2000 '**
50 ohmios	0.077	- 0,155	- 0.365
100 ohmios	0,026	- 0.096	- 0,213
200 ohmios	0.000	- 0.063	- 0,127
400 ohmios	- 0.013	- 0.047	- 0.080
1000 ohmios	- 0.022	- 0.036	- 0.052

Tabla 6.x: Error de fase (en grados) versus capacitancia e inductancia

	Error de inductancia (%)		
Capacidad Error (%)	**0%**	**1%**	**5%**
0%	0.000	- 0.066	- 0.331
- 1%	- 0.066	- 0,132	- 0.397
- 5%	- 0.330	- 0.396	- 0,661

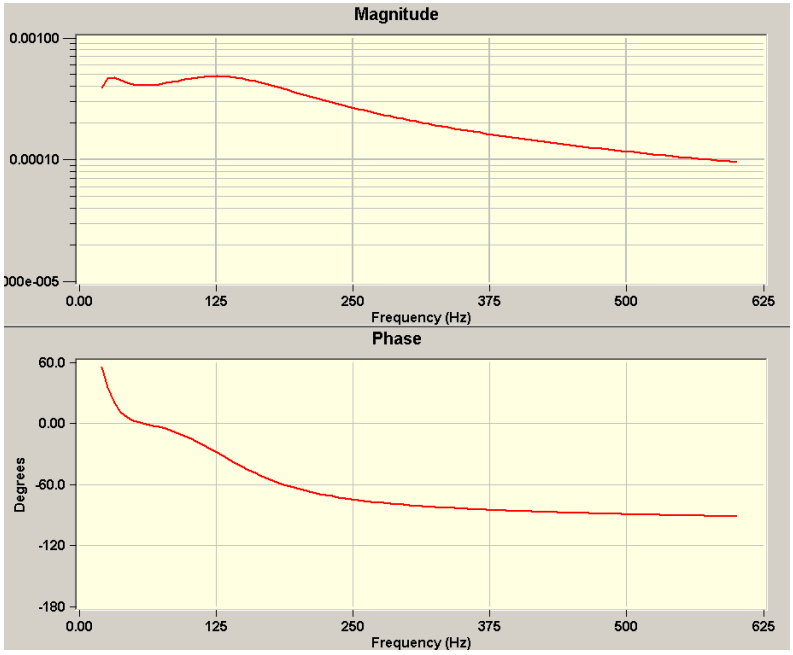


Figura 6.43: Respuesta de frecuencia calculada CCVT sobre 10-600 Hz

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

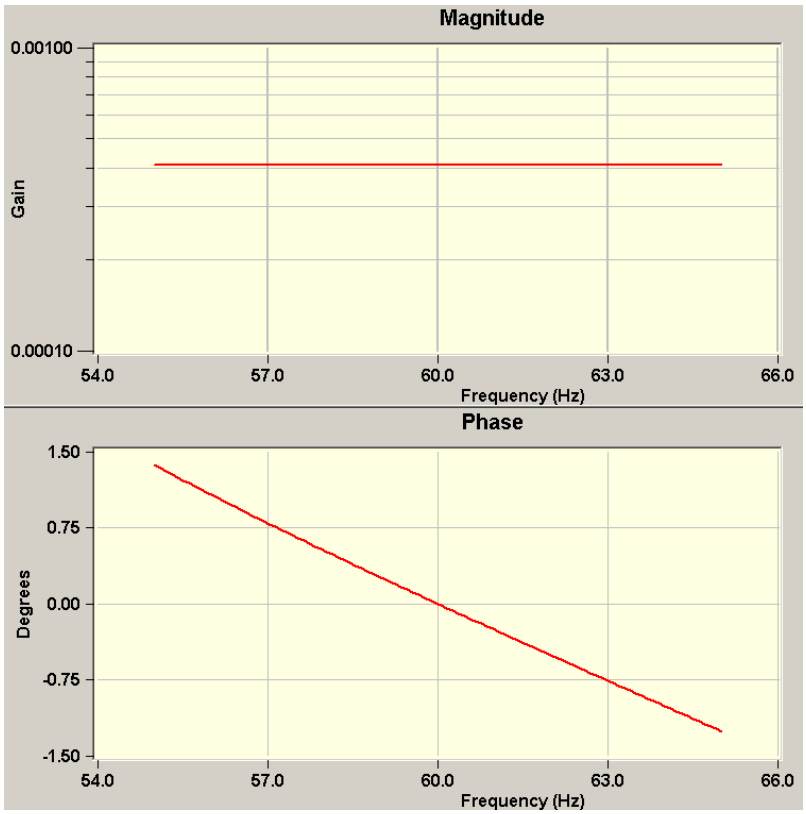


Figura 6.44: Respuesta de frecuencia calculada CCVT sobre 55-65 Hz

Respuesta transitoria CCVT: La respuesta transitoria de los CCVT es una consideración importante para las aplicaciones de retransmisión. Una respuesta oscilatoria transitoria prolongada puede retrasar la identificación correcta de los voltajes del sistema de potencia y puede retrasar la acción de protección del relé o, lo que es peor, puede provocar un funcionamiento incorrecto del relé. Los primeros CCVT sufrían de una respuesta transitoria deficiente, que por lo general duraba hasta dos ciclos de frecuencia de potencia. La razón principal de esto es la resonancia entre la capacitancia del divisor y la inductancia del reactor de compensación. Los principales factores que afectan la duración de la respuesta transitoria CCVT y la magnitud de los errores de medición resultantes son:

- Valor de capacitancia del divisor
- Nivel de voltaje intermedio
- Resistencia a la carga
- Tipo de circuito de ferrorresonancia (activo frente a pasivo)
- Características de la forma de onda de entrada

En general, los CCVT de mayor capacitancia y voltaje intermedio más alto tienen una mejor respuesta transitoria. El efecto de capacitancia se ilustra en la Figura 6.x, que muestra la respuesta transitoria típica para dos clases de CCVT (A) Capacitancia alta y (B) Capacitancia extra alta. La forma de onda de entrada es sinusoidal hasta el cruce por cero en 0.012 segundos y permanece en cero más allá de este tiempo. Ambas salidas de respuesta transitoria duran aproximadamente 0.04 segundos, sin embargo, la amplitud transitoria de la CCVT de capacitancia extra alta es sustancialmente menor [1], [2].

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

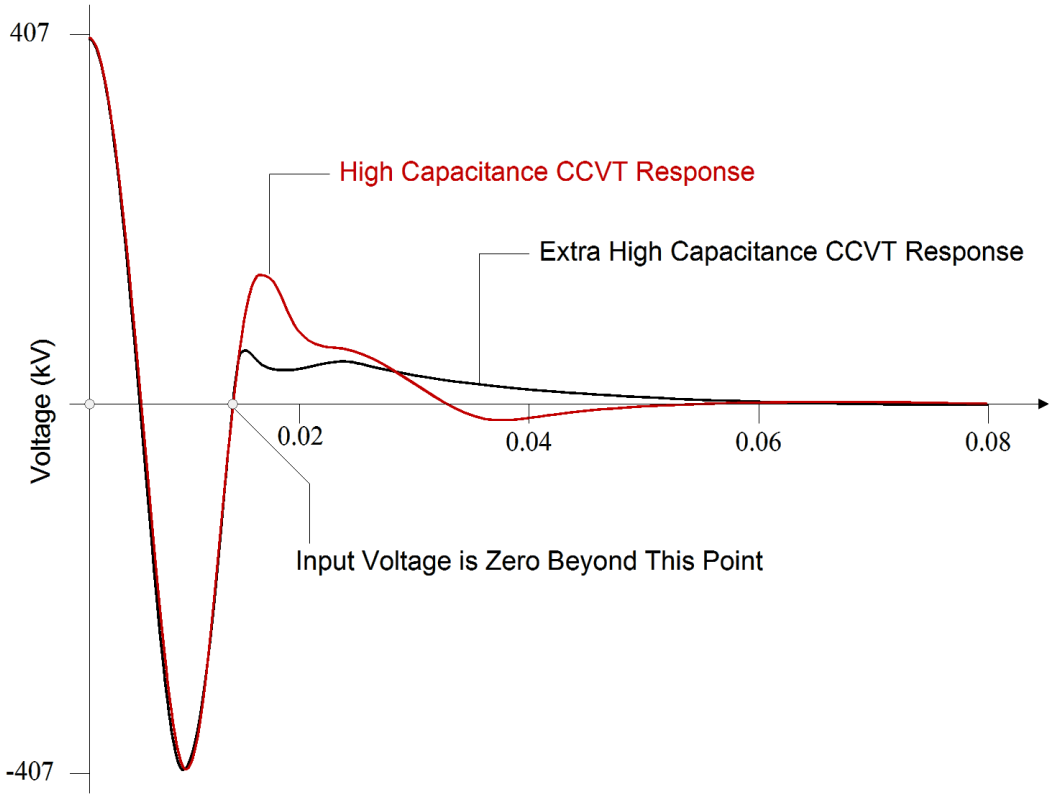


Figura 6.45: Respuesta transitoria CCVT (el voltaje primario cae a cero en t = 0)

La resistencia de carga afecta la amortiguación de la forma de onda transitoria. Los CCVT con carga ligera exhiben una respuesta transitoria más lenta que si se cargan a la carga nominal (típicamente 100-400 VA).

El circuito de supresión de ferrorresonancia afecta en gran medida la distorsión de la forma de onda. Los circuitos de tipo pasivo generan una distorsión de la forma de onda mucho menor y menores errores de componentes fundamentales durante los transitorios que los circuitos de tipo activo. La Figura 6.x ilustra la respuesta de dos CCVT, uno con circuito de supresión de ferrorresonancia activa (FSC) y otro con FSC pasivo. Todos los demás parámetros son iguales. Tenga en cuenta que el FSC CCVT pasivo exhibe no oscilatorio (sobreamortiguado respuesta transitoria) [3].

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

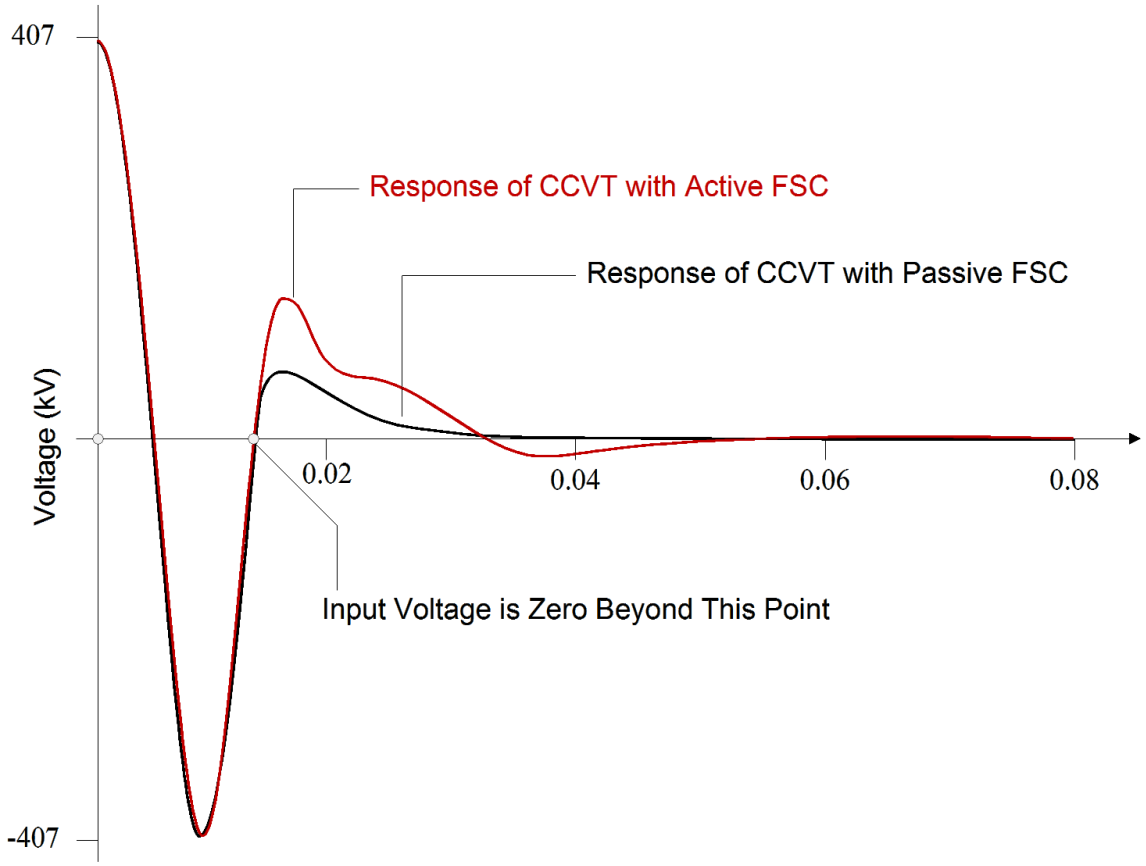


Figura 6.46: Respuesta transitoria CCVT

Finalmente, el error de respuesta transitoria depende de la forma de onda de entrada. Por ejemplo, para una entrada sinusoidal interrumpida como la forma de onda de la Figura 6.x, el peor de los casos ocurre cuando la forma de onda del voltaje de entrada se interrumpe en el cruce por cero. La razón es que para este caso la energía almacenada en el reactor de compensación en el momento de la iniciación transitoria es máxima [3].

Los transitorios de salida CCVT pueden tener un impacto considerable en las aplicaciones de retransmisión. El efecto es más crítico en los relés de microprocesador que están diseñados para disparos de alta velocidad. Por ejemplo, el voltaje transitorio CCVT puede resultar en un sobrealcance transitorio significativo en un relé de distancia numérico configurado para la protección de la Zona 1. Los errores debidos a los transitorios CCVT son algo menos críticos en las aplicaciones de relés electromecánicos. La figura xxx ilustra la comparación de la operación.
de un relé Mho con entrada de voltaje de un CCVT y un transformador de voltaje ideal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

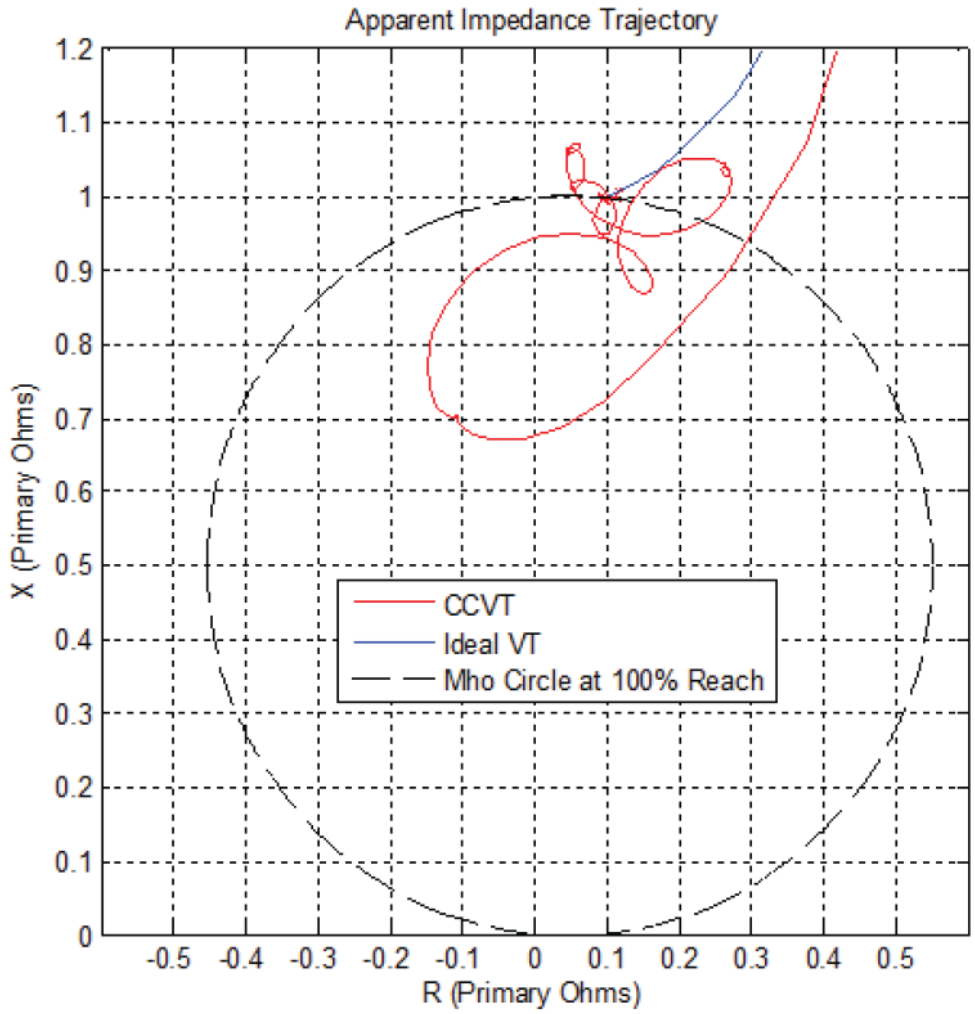


Figura 47: Comparación de trayectorias de impedancia durante una falla de un relé Mho con entrada de voltaje de un TT ideal (trazo azul) y un CCVT con capacitancia normal y ferroresonancia activa Circuito de supresión (trazo rojo)

De: GA Franklin y R. Horton "Determinación de los ajustes de alcance de la zona 1 del relé de distancia para *Prevenir el sobrealcance transitorio de CCVT*", Actas del IEEE Southeastcon 2011.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.3.9 Transformadores de voltaje no convencionales

Los avances recientes en la electrónica han dado como resultado varias implementaciones prácticas de transformadores de instrumentos de voltaje basadas en tecnologías que no involucran magnéticos. Estas tecnologías generalmente brindan una respuesta de frecuencia más amplia y plana, un mejor rendimiento transitorio (sin efectos de resonancia) y evitan los efectos de saturación comunes en el magnetismo. Un inconveniente de estas tecnologías es que requieren interfaces electrónicas especializadas que conviertan la señal de salida a niveles de voltaje y corriente compatibles con las entradas de relé estándar (120 V, 5 A). Sin embargo, la introducción de ***Unidades de fusión*** elude este requisito. Específicamente, se pueden fabricar unidades de fusión especializadas que conviertan directamente los voltajes y corrientes medidos en flujos de paquetes de valor de muestra estandarizados. (Consulte la sección 6.10 para obtener más información sobre la fusión de unidades). En las siguientes secciones describimos brevemente tres de estas tecnologías, a saber, el transformador de voltaje electroóptico (EOVT), el transformador divisor capacitivo (CVD) y un método para ampliar el rango de frecuencia útil de los CCVT.

Transformador de voltaje electro-óptico

El funcionamiento de los transformadores de tensión electroópticos se basa en el efecto del campo eléctrico en ciertos materiales como vidrio, cristales y plásticos sobre el ángulo de polarización de un haz de luz que los atraviesa. El principio de funcionamiento de un transformador de voltaje electroóptico (EOVT) se ilustra en la Figura 6.x. Un diodo láser con filtro polarizador genera un haz con un cierto ángulo de polarización. El haz pasa a través de un bloque de vidrio y es recogido por un detector de polarización. Este detector genera un voltaje de salida que depende del ángulo de polarización de la luz. Cuando se aplica un voltaje a través del bloque de césped, el campo eléctrico generado hace girar el ángulo de polarización del haz de luz, cambiando así el voltaje de salida del detector de polarización.

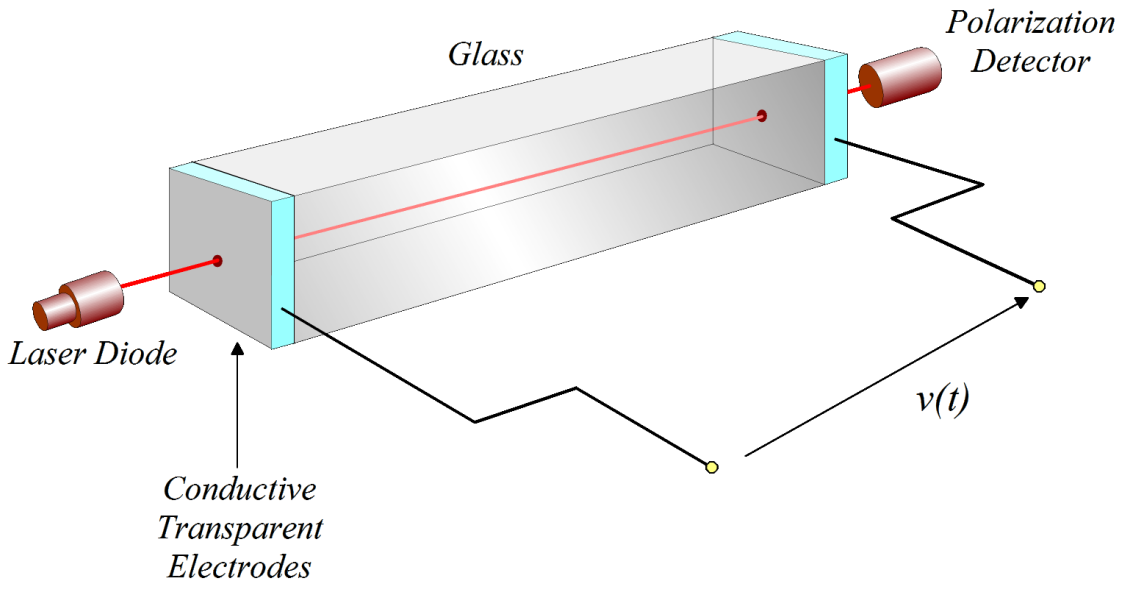


Figura 6.48: Configuración VT electroóptica

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Obviamente, los transformadores de voltaje electroópticos requieren un dispositivo de interfaz electrónica para generar el rayo láser y convertir la salida del detector de polarización a niveles de voltaje de instrumentación de relé estándar (nominalmente 69 o 120 voltios). Las implementaciones pueden ser totalmente ópticas, utilizando fibras ópticas para llevar el haz de luz de detección a la casa de control de la subestación donde se encuentra el dispositivo de interfaz electrónica. La ventaja de esta implementación es que evita los errores de medición causados por tensiones y corrientes inducidas en los cables de instrumentación.

La ventaja de los transformadores de voltaje electroópticos en comparación con las unidades magnéticas y capacitivas convencionales es que proporcionan una alta precisión de medición, un amplio rango de frecuencia y un amplio rango dinámico. Además, la implementación de fibra óptica proporciona naturalmente aislamiento galvánico a voltajes muy altos. La desventaja obvia es que requieren un circuito de soporte complejo y una fuente de alimentación. Sin embargo, la integración con unidades de fusión dedicadas puede hacer que esta tecnología sea práctica para aplicaciones de sistemas de energía.

Transformador de voltaje divisor capacitivo

El transductor de voltaje con divisor capacitivo es una tecnología de transductor de voltaje alternativa que proporciona una alta precisión de medición, un amplio rango de frecuencia y un amplio rango dinámico. Al igual que con los EOVT, los transductores de voltaje con divisor capacitivo se pueden hacer prácticos combinándolos con unidades de fusión especializadas. Un ejemplo de implementación de CDV / Merging Unit se ilustra en Figura 6.x.

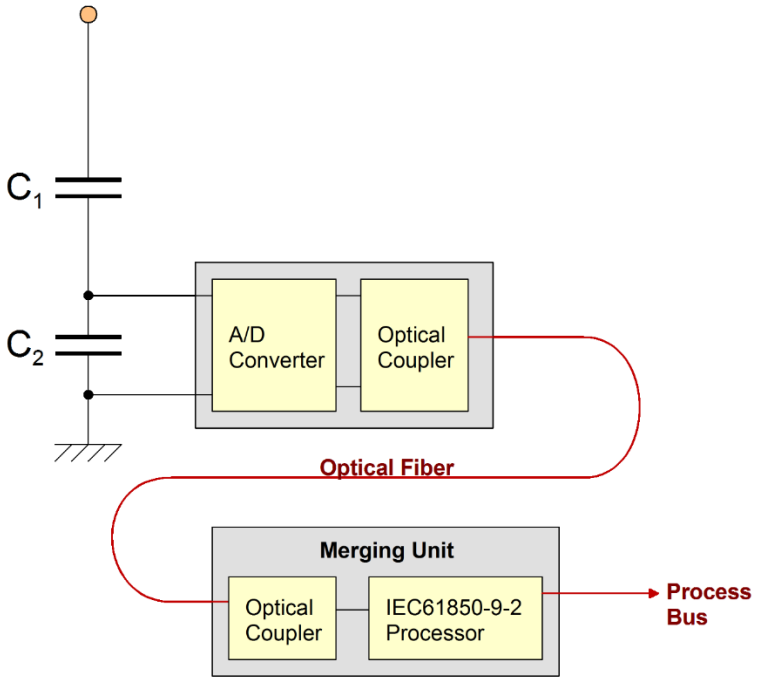


Figura 6.49: CVT con configuración de unidad de fusión dedicada

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Mejora CCVT

Los transformadores de voltaje de acoplamiento capacitivo están diseñados para funcionar con precisión en un rango de frecuencia estrecho alrededor de la frecuencia de potencia (típicamente 96% a 102% de la frecuencia de potencia nominal para aplicaciones de relés). Fuera de este rango de frecuencia, el error de salida CCVT puede ser muy grande. Las mediciones han demostrado que los errores típicos de CCVT en frecuencias armónicas son tan grandes como 300%). Por lo tanto, estos dispositivos no son útiles para aplicaciones como el análisis de armónicos y transitorios. Para tales aplicaciones, se puede instalar un módulo adicional en un CCVT estándar como se ilustra en la Figura 6.x (PQSensor de ABB™ Módulo). Este módulo consta de dos transformadores de corriente que controlan las corrientes I_2 y yo$_3$ y electrónica de procesamiento de señales adecuada. La caída de voltaje en los condensadores C_1 y C_2 se calcula a partir de las corrientes que fluyen a través del
condensadores I_1 y yo$_2$, como sigue:

$$V(\quad) \quad \frac{I_1(\quad)}{j\,C_1} \quad \frac{I_2(\quad)}{j\,C_2} \quad \frac{I_2(\quad)\,I_3(\quad)\,I_2(\quad)}{j\,C_1} \quad \frac{\quad}{j\,C_2}$$

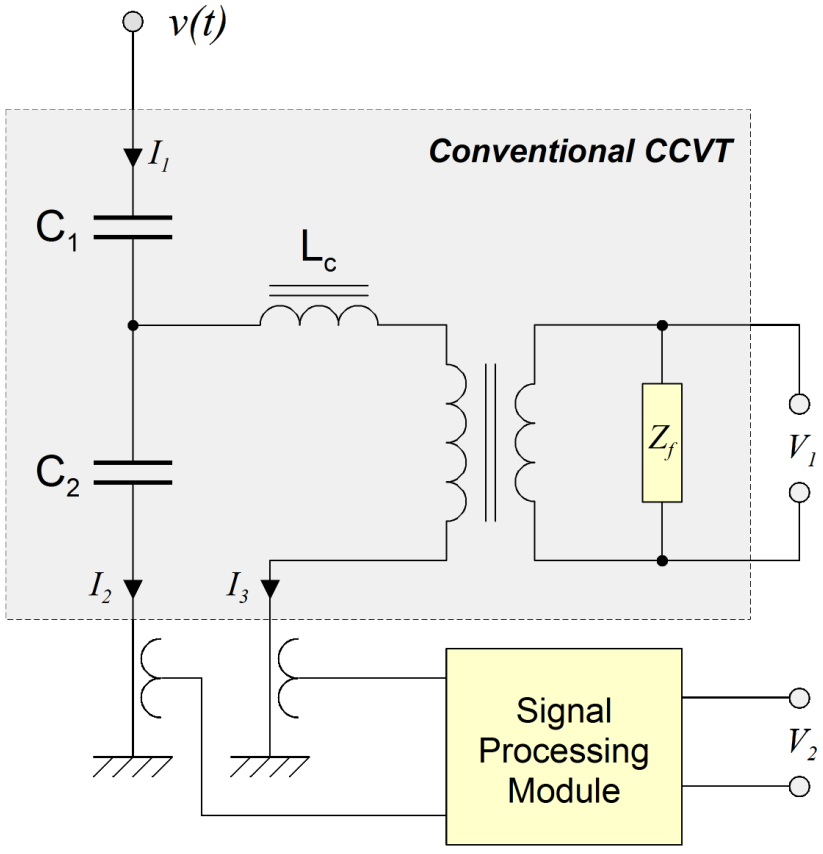


Figura 6.50: CCVT con módulo agregado que proporciona mediciones de voltaje precisas en todo Rango de frecuencia (fuente: ABB PQSensor™ Módulo).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tenga en cuenta que los transformadores de corriente agregados están ubicados en conductores conectados a tierra. Por lo tanto, estos TC no requieren aislamiento de alto voltaje, lo que reduce el costo de implementación.

Para los cálculos de armónicos, el módulo de procesamiento de señales evaluó la fórmula anterior en cada frecuencia de interés, después de la transformación de Fourier de las formas de onda de la corriente medida $i_2(t)$ y $I_3(t)$. Además, la forma de onda del voltaje de entrada en el dominio del tiempo se puede evaluar mediante la fórmula de integración:

$$Vermont) \quad \int_{t0}^{T(} \frac{C_1 C_2) yo(t) C_2 i(t)}{C_1 C_2} dt$$

La operación anterior se puede realizar numéricamente por el módulo de procesamiento de señales después de muestrear las formas de onda actuales i_2 y yo_3.

(Tenga en cuenta que la especificación ABB PQSensor establece que la salida de este dispositivo cumple con los estándares requisitos de precisión de al menos 5 kHz).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.4 Puesta a tierra del canal de instrumentación

Los canales de instrumentación deben estar conectados a tierra para evitar la acumulación excesiva de voltaje debido al acoplamiento magnético y capacitivo a los circuitos de alimentación. El objetivo es la protección del personal que pueda entrar en contacto con transformadores de medida o cualquier equipo conectado a los transformadores de medida, y también evitar daños a los equipos conectados a los circuitos secundarios del transformador de medida, como relés y en general IED. En general, cada circuito de instrumentación debe estar conectado al sistema de puesta a tierra de la instalación en un solo punto, evitando así *bucles de tierra.* La razón de esto es evitar las diferencias de potencial de tierra que hacen que las corrientes fluyan a través de los cables de instrumentación. Dichas corrientes pueden introducir errores importantes en las cantidades medidas y provocar un mal funcionamiento de los relés. Además, durante fallas o operaciones de conmutación, estas corrientes pueden llegar a ser tan altas como para dañar los cables de instrumentación, así como los equipos conectados a los circuitos secundarios de instrumentación. En la mayoría de los casos, el punto de conexión a tierra se selecciona para que esté en el lado del tablero de distribución o del panel de relés del circuito secundario de instrumentación para minimizar las diferencias de potencial de tierra en los lugares donde es más probable que el personal esté en contacto con el equipo, y también para reducir las sobretensiones que aparecen. en las entradas de relés y otros equipos electrónicos conectados al circuito secundario de instrumentación.

La figura 6.51 ilustra el esquema de conexión a tierra más común para transformadores de tensión y corriente. Tenga en cuenta que los circuitos secundarios están conectados a tierra en un solo punto cerca del tablero de distribución (generalmente ubicado en la casa de control). Se proporciona un puente de conexión a tierra para facilitar las pruebas de aislamiento del circuito. Específicamente, el puente se puede quitar temporalmente con el fin de medir la impedancia del aislamiento secundario.

La figura 6.52 ilustra un caso en el que se usa un transformador de distribución en lugar de un transformador de voltaje dedicado. Dado que el secundario del transformador de distribución normalmente está conectado a tierra en la ubicación del transformador, se requiere un transformador de aislamiento para que el cuadro de distribución de conexión a tierra no cree un bucle de tierra.

Además de la conexión a tierra del circuito secundario, la caja metálica de todos los relés, registradores y otros dispositivos instalados en el cuadro de distribución de la casa de control debe estar conectada al sistema de conexión a tierra de la subestación.

El estándar IEEE C57.13.3 proporciona una guía detallada sobre la conexión a tierra adecuada del circuito secundario del transformador de instrumentos para muchas otras configuraciones, como transformadores de corriente conectados en triángulo para relés diferenciales, secundarios de transformadores de voltaje y corriente no utilizados, voltaje óptico y transformadores de corriente, etc.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

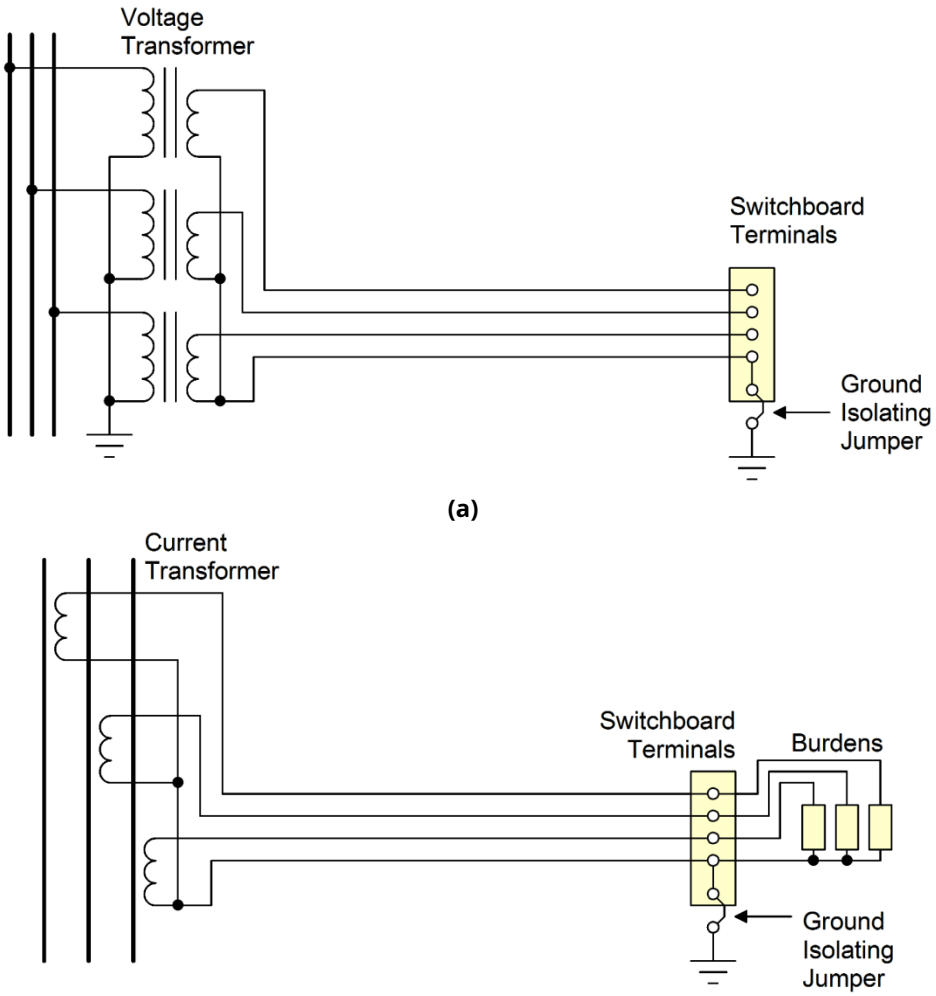


Figura 6.51: Conexión a tierra del transformador de medida
(a) Transformador de voltaje
(b) Transformador de corriente

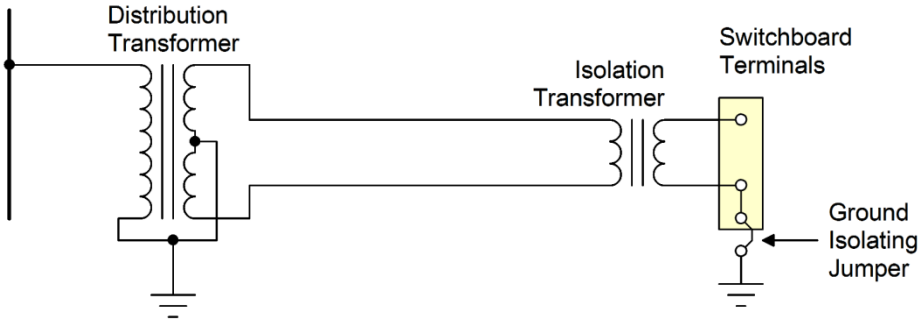


Figura 6.52: Conexión a tierra secundaria del transformador de distribución (se requiere un transformador de aislamiento para evitar el bucle de tierra)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.5 Protección y aislamiento de la instrumentación

La instrumentación electrónica instalada en subestaciones es vulnerable a transitorios causados por fallas en el sistema de energía, operaciones de conmutación, voltajes inducidos por rayos, etc. Tales fenómenos pueden dañar los componentes electrónicos de los circuitos de entrada de la instrumentación. Específicamente, los circuitos de entrada de relé generalmente se conectan a transductores a través de cables de instrumentación largos que están sujetos a voltajes inducidos por transitorios que ocurren en circuitos de energía cercanos. Por lo tanto, las subestaciones se consideran entornos EMI severos y la instrumentación electrónica debe diseñarse adecuadamente para dichos entornos.

Las técnicas para la protección de circuitos de entrada de instrumentación electrónica se pueden clasificar en dos categorías: (a) dispositivos de supresión de transitorios y (b) dispositivos de aislamiento.

Los dispositivos de supresión de transitorios son dispositivos de derivación instalados en las entradas de instrumentación que conducen cuando el voltaje excede un cierto umbral. Los dispositivos de supresión de transitorios comúnmente utilizados son los MOV (varistores de óxido metálico). También se utilizan condensadores de derivación (generalmente en paralelo a los MOV) que brindan protección adicional contra picos de voltaje de tiempo de aumento muy alto. Tenga en cuenta que la inductancia parásita típica de MOV puede limitar su eficacia a picos de tiempo de subida altos. Es importante señalar que estos dispositivos pueden introducir errores, tanto en magnitud (ganancia) como en fase. Para la mayoría de las aplicaciones de retransmisión, estos errores no son importantes. Sin embargo, para aplicaciones específicas, como medición, mediciones sincronizadas con GPS de alta precisión, etc., estos errores pueden ser importantes y deben compensarse.

Las técnicas de aislamiento brindan protección adicional a las entradas de instrumentación electrónica contra transitorios que resultan en diferencias de potencial de tierra a lo largo de las rutas de los cables de instrumentación. Un dispositivo de aislamiento comúnmente utilizado en implementaciones de relés digitales es el transformador de aislamiento. En la Figura 6.x se ilustra una entrada de voltaje aislada por transformador. Los transformadores de aislamiento son simples y robustos pero pueden introducir errores de medición. La inductancia de fuga y la capacitancia parásita entre los devanados de un transformador de aislamiento provocan desviaciones de magnitud y de fase que son funciones de la frecuencia. Tales errores pueden mitigarse de alguna manera mediante técnicas de calibración apropiadas.

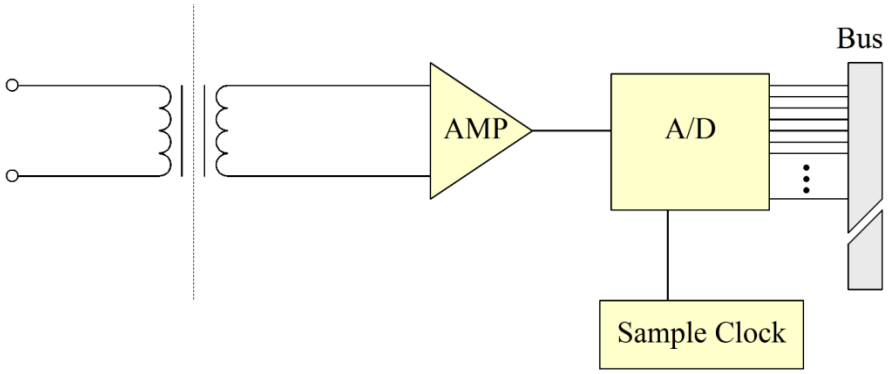


Figura 6.53: Aislamiento magnético analógico
(Muestre el IED en una caja)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Existen técnicas de aislamiento alternativas que utilizan circuitos ópticos, capacitivos y magnéticos que reducen los errores de medición. La Figura 6.x ilustra un aislador óptico analógico aplicado en el extremo frontal analógico de un canal de instrumentación.

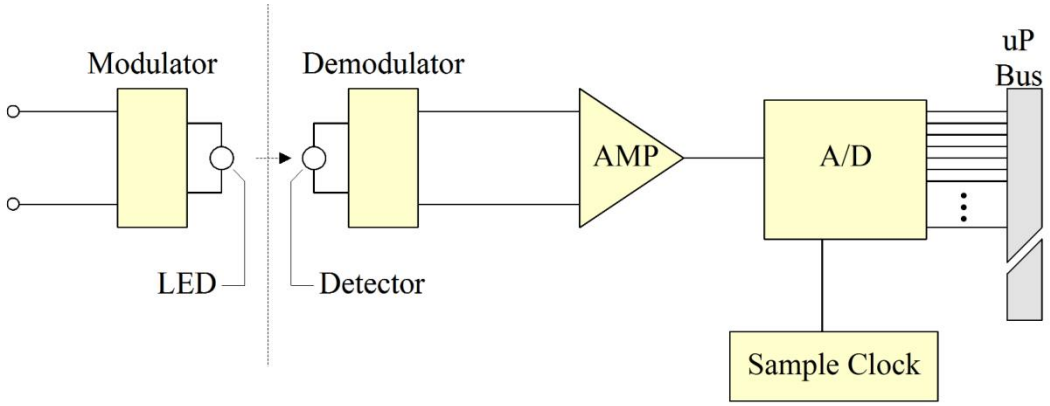


Figura 6.54: Aislamiento óptico analógico

En particular, las técnicas de aislamiento pueden estar totalmente libres de errores de medición si se aplican en señales digitales, en lugar de en el extremo frontal analógico de un canal de instrumentación. La Figura 6.x ilustra un esquema de "aislamiento óptico digital". Tenga en cuenta que la parte del circuito en el lado de entrada del canal requiere una fuente de alimentación aislada dedicada que proporcione energía a la electrónica analógica y al convertidor A / D. La salida digital del convertidor A / D se convierte a forma serial, reduciendo así el número de señales que deben aislarse ópticamente.

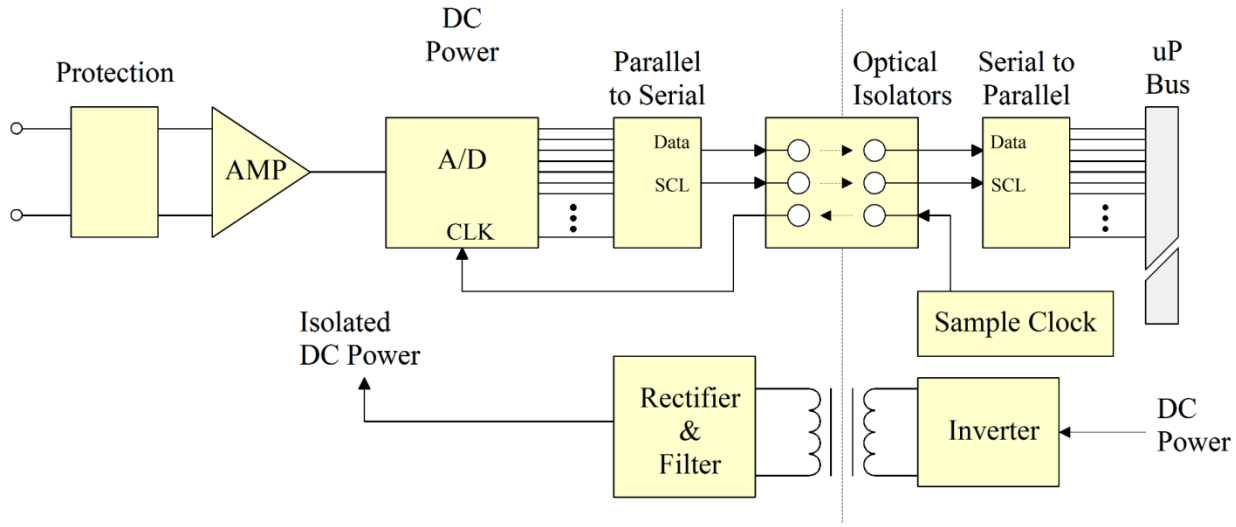


Figura 6.55: Aislamiento óptico digital

Un ejemplo de realización de un circuito de protección de entrada que combina componentes limitadores de voltaje no lineales (MOV), filtros lineales que consisten (condensadores) y rechazo de modo común.
Los inductores se ilustra en la Figura 6.56.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

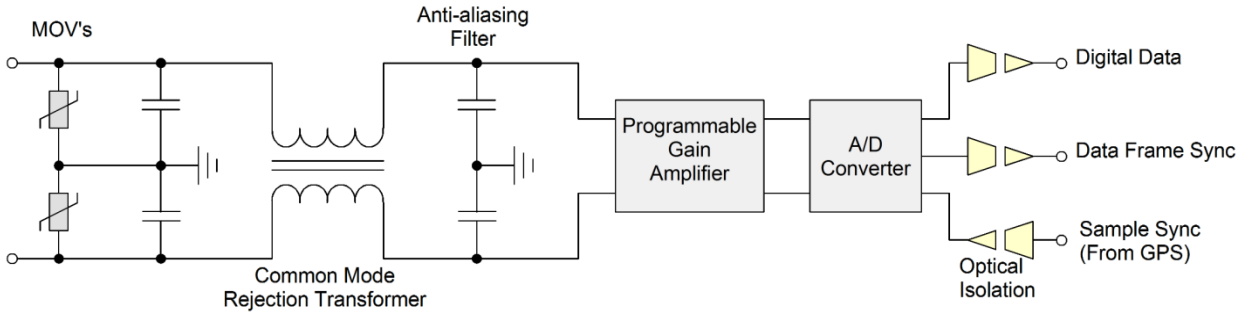


Figura 6.56: Ejemplo de un esquema de protección de adquisición de datos digitales

Recientemente se han implementado varios métodos alternativos de aislamiento digital, la mayoría no basados en técnicas de aislamiento magnético y capacitivo. (Algunos ejemplos son los dispositivos de aislamiento magnético iCoupler de Analog Devices y los dispositivos de aislamiento capacitivo ISO72x de Texas Instruments). Estos dispositivos generalmente brindan mayor confiabilidad y mejor inmunidad a la interferencia electromagnética que la tecnología de aislamiento óptico.

6.6 Conversión A / D

Esta sección presenta las características fundamentales de la actual tecnología de conversión analógica a digital, así como los componentes adicionales que componen un canal de digitalización típico. Los relés digitales modernos convierten la salida de los transformadores de instrumentos en señales digitales mediante convertidores analógicos a digitales (ADC). Sin embargo, el duro entorno de la subestación donde normalmente se encuentran los relés presenta un desafío especial para el diseño electrónico del digitalizador. Los entornos de las subestaciones pueden exhibir campos electromagnéticos elevados, que inducen voltajes a lo largo de los cables de instrumentación que conectan los transformadores de instrumentos a los convertidores A / D. Además, durante los transitorios (causados por operaciones de conmutación, tormentas eléctricas, fallas, etc.), se puede desarrollar una diferencia sustancial de potencial de tierra en todo el sistema de conexión a tierra de la subestación. Estas diferencias de potencial de tierra aparecen como voltajes de transferencia a lo largo de los cables de instrumentación. Estos voltajes pueden dañar los circuitos electrónicos sensibles de los convertidores A / D. Tenga en cuenta que los convertidores A / D se implementan con tecnología de circuito integrado que opera a muy bajo voltaje (típicamente 5 voltios, y recientemente tan bajo como 1.25 voltios) y pueden dañarse fácilmente si no se protegen adecuadamente.

Otro problema que surge del uso de convertidores A / D es el alias de señal. En aplicaciones de retransmisión, el rango de frecuencia de interés está cerca de 60 Hz. Sin embargo, las señales medidas reales contienen frecuencias más altas debido a cargas no lineales (que causan distorsión armónica), así como frecuencias más altas debido a transitorios de conmutación, rayos y fallas. El problema del aliasing se soluciona filtrando adecuadamente la señal antes de la conversión A / D.

La tecnología de los convertidores A / D y los circuitos de protección y aislamiento asociados han mejorado drásticamente en los últimos años, haciendo posible la implementación confiable de relés digitales. La arquitectura de un canal convertidor analógico a digital, que aborda los problemas antes mencionados, se ilustra en la Figura 6.x. La protección contra la dura subestación

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El entorno electromagnético se logra mediante la combinación de una etapa de protección de sobretensión de entrada y una etapa de aislamiento óptico. La protección de sobretensión de entrada limita los voltajes de modo común y diferencial inducidos a lo largo del cable de instrumentación, mientras que la etapa de aislamiento óptico elimina los circuitos sensibles del convertidor A / D y otros componentes electrónicos de soporte de los bucles de tierra formados por los cables de instrumentación y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

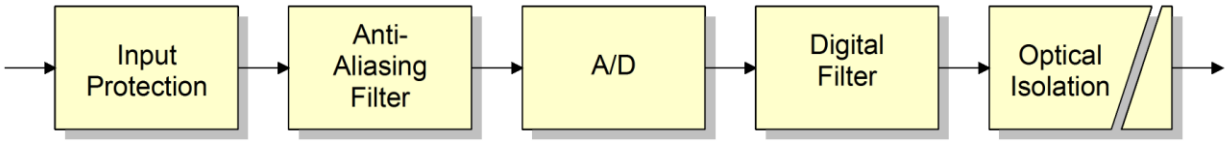


Figura 6.57: Diagrama de bloques que ilustra la estructura del canal de adquisición de datos digitales

A continuación, examinamos la estructura básica y las características fundamentales de los diversos componentes que componen un canal de conversión A / D moderno para aplicaciones de retransmisión.

6.6.1 Aliasing y filtrado de paso bajo

El aliasing se produce siempre que se muestrea una señal a una velocidad inferior al doble de su componente de frecuencia más alta. Los componentes de frecuencia que están por encima de la mitad de la frecuencia de muestreo aparecen como señales de menor frecuencia en la representación de la señal muestreada. La figura 6.x ilustra esta condición. La línea continua sinusoidal representa la señal de entrada analógica. Los puntos son las muestras de señales. Observe que la frecuencia de muestreo es ligeramente más baja que la frecuencia de la señal.

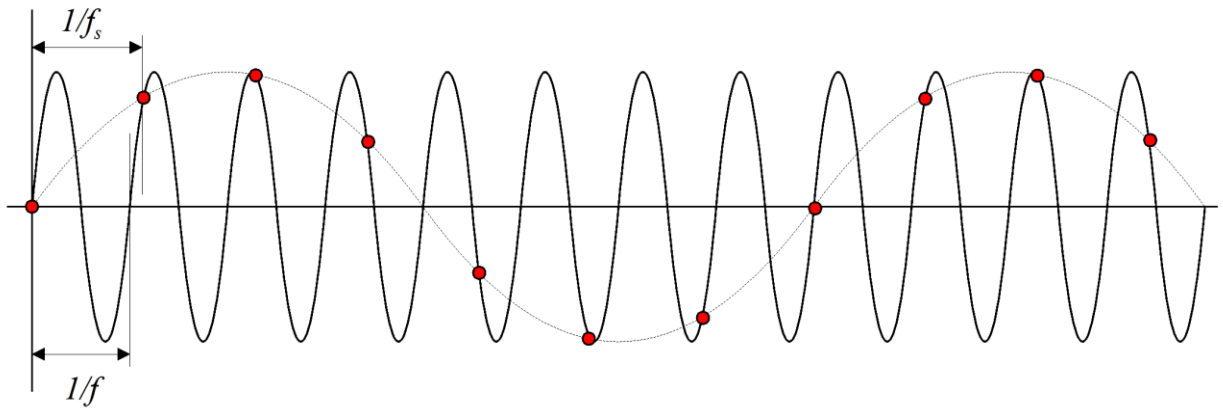


Figura 6.58: Ejemplo de implementación de un canal de adquisición de datos digitales

Tenga en cuenta que las muestras de señales parecen rastrear una señal sinusoidal de una frecuencia mucho más baja que la frecuencia de la señal analógica real. De hecho, se puede demostrar que el muestreo siempre genera componentes con alias cuya frecuencia está relacionada con la frecuencia real de la señal analógica y el

frecuencia de muestreo de la siguiente manera:

$$F_a = | F_s \pm f |$$

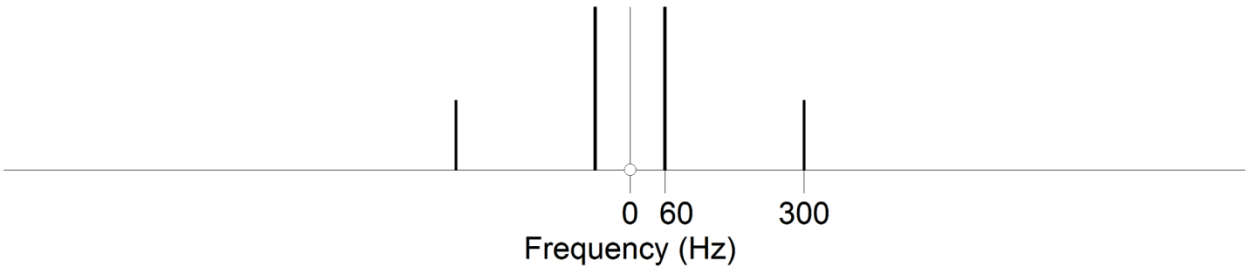
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Dónde: F_a es la frecuencia con alias, F_s es la frecuencia de muestreo y F es la frecuencia de la señal. Considere, por ejemplo, una señal que contiene los 17th armónico de 60 Hz, es decir, 1020 Hz. Si esta señal se muestrea a 1024 muestras por segundo, aparecerá un componente de 4 Hz en la representación muestreada como resultado del aliasing. La magnitud de este componente con alias será igual a 17th magnitud armónica.

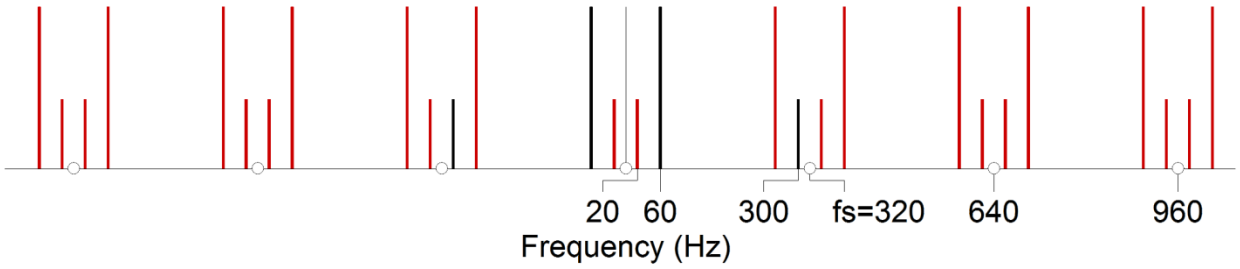
En general, las señales muestreadas están representadas por un "tren" de funciones de impulso con amplitud igual a los correspondientes valores originales de la señal continua. El espectro de dicha señal contiene un número infinito de frecuencias con alias dadas por la fórmula:

$$F \quad kf_s, k \ 1, 2, 3, \ldots$$

dónde F es la frecuencia de la señal original y F_s es la frecuencia de muestreo. En la figura 6.x se ofrece una ilustración gráfica de esta propiedad. La figura 6.x (a) muestra el espectro de una señal continua que contiene dos componentes de frecuencia: 60 y 300 Hz. Después de muestrear a 320 muestras por segundo, el espectro de la señal muestreada contiene componentes a 20 Hz, 60 Hz, 260 Hz, 300 Hz, 340 Hz, 380 Hz, 580 Hz, 620 Hz, etc., como se ilustra en la Figura 6.x (B)



(a)



(B)

Figura 6.59: Ilustración de alias en el dominio de frecuencia
(a) Espectro de señal original
(b) Espectro de señal muestreado

El aliasing es particularmente indeseable si los componentes de frecuencia con alias se encuentran dentro del ancho de banda de interés. Por ejemplo, en este caso, el componente de frecuencia con alias de 20 Hz está dentro del

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

frecuencia de interés (0 a 100 Hz). Este aliasing no deseado puede evitarse muestreando la señal a una frecuencia de muestreo igual o superior al doble de la frecuencia del componente de frecuencia de la señal más alta. Este hecho se conoce como**Nyquist** criterio, y la frecuencia igual al doble del componente de frecuencia de la señal más alta se conoce como el ***Tasa de Nyquist.*** De hecho, el ***Teorema de Nyquist*** establece que si cualquier señal se muestrea a una tasa igual o superior a la Tasa de Nyquist, no se pierde información en el proceso de muestreo y la señal original puede reconstruirse con precisión a partir de las muestras. En este ejemplo, la frecuencia de Nyquist es de 600 Hz.

Aunque en aplicaciones de retransmisión las frecuencias de interés están cerca de la frecuencia de potencia fundamental, las señales reales pueden contener frecuencias más altas que surgen de cargas no lineales (armónicos) y transitorios debido a operaciones de conmutación, fallas, etc. Por lo tanto, se debe abordar el problema del aliasing.

Una solución al problema del aliasing es introducir un filtro analógico antes del convertidor A / D que atenúe todas las frecuencias por encima de la mitad de la frecuencia de muestreo del convertidor A / D. El filtro ideal para esta aplicación es un filtro de paso bajo con una banda de paso plana y una pendiente de corte muy pronunciada. Desafortunadamente, dichos filtros son necesariamente de alto nivel, por lo que requieren circuitos complicados y, en consecuencia, están plagados de problemas de estabilidad y deriva. La deriva característica del filtro se ve agravada por la gran variación de la temperatura de la casa de control de la subestación, en caso de que no se proporcione calefacción ni aire acondicionado.

Un enfoque más práctico es usar un filtro de paso bajo de orden bajo (por lo tanto, de pendiente de corte gradual) y muestrear la señal de entrada a una tasa mucho más alta que la tasa de Nyquist. Este enfoque se conoce como *Sobremuestreo.* La figura 6.x ilustra las características de un ejemplo de sistema de sobremuestreo. Tenga en cuenta que la frecuencia de muestreo mínima que evita el aliasing dentro de la banda de frecuencia de interés es:

$$F_s = 2\ F_{max} + F_t$$

Dónde: F_s es la frecuencia de muestreo, F_{max} es la frecuencia máxima de interés y f_t es el ancho de banda de transición del filtro, es decir, el rango de frecuencia a partir de F_{max} y termina donde la respuesta del filtro decae a un valor insignificante.

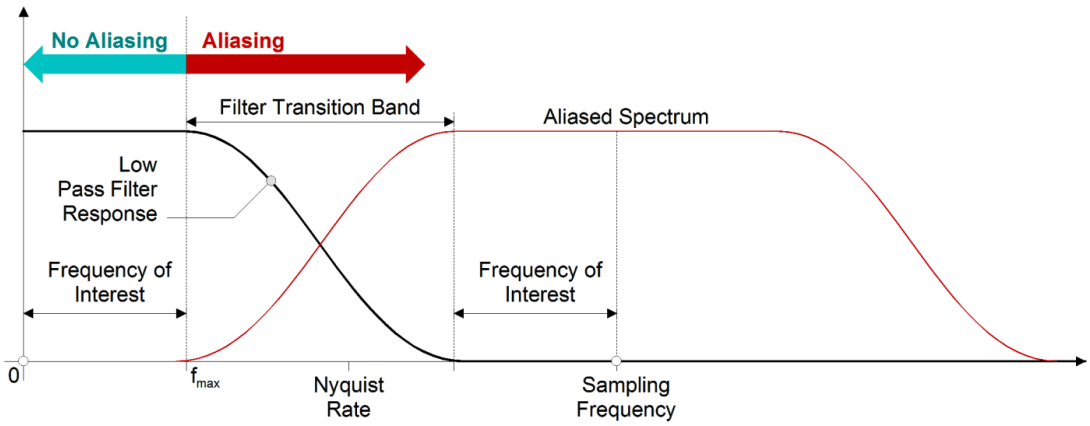


Figura 6.60: Características del sistema de suavizado de sobremuestreo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.6.2 Implementación de filtros analógicos

Los filtros analógicos se pueden implementar utilizando circuitos de componentes pasivos (que consisten en resistencias, condensadores e inductores) o circuitos activos, que se implementan mediante amplificadores operacionales.

Las implementaciones de circuitos pasivos generalmente se limitan a filtros relativamente simples (de bajo orden). Por lo general, constan de inductores, condensadores y resistencias. Una desventaja de los circuitos pasivos es que tienden a tener impedancia de entrada e impedancia de salida en el mismo orden de magnitud. Esto complica los filtros en cascada con otros sistemas, ya que la respuesta general del sistema se ve afectada por la fuente y las impedancias de carga. Los circuitos activos superan este problema utilizando amplificadores operacionales como búfer. (Los amplificadores operacionales suelen tener una impedancia de entrada muy alta y una impedancia de salida muy baja). Otra ventaja de los circuitos activos es que cualquier función de transferencia racional puede implementarse sin el uso de inductores (es decir, solo con amplificadores operacionales, resistencias y condensadores). Esto permite implementaciones de filtros de mayor rendimiento,
Ejemplos de pasivo 1S t y 2Dakota del Norte Los filtros de paso bajo de pedido se ilustran en la Figura 6.x. Un ejemplo de un filtro activo que utiliza amplificadores operacionales se ilustra en la Figura 6.x.

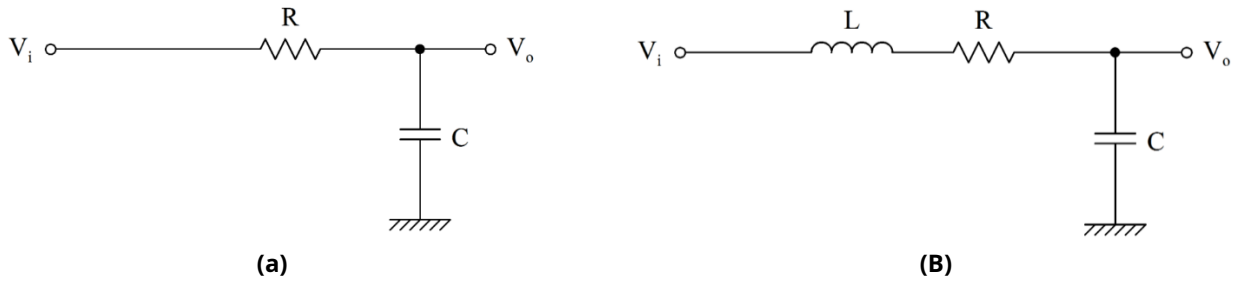


Figura 6.61: Ejemplos de filtros de paso bajo pasivo de primer orden (a) Primer Orden, (b) Segundo Orden

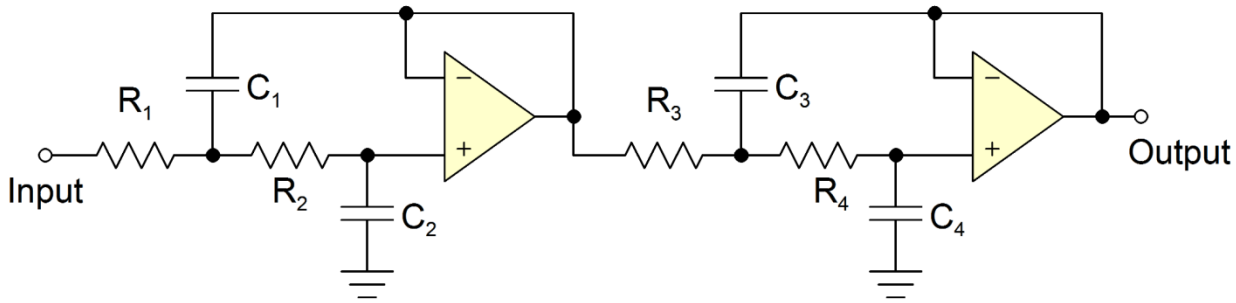


Figura 6.62: Ejemplo de 4th Solicitar filtro de paso bajo activo (Circuito Sallen-Key)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tanto los circuitos de filtro analógicos activos como los pasivos están sujetos a variaciones en la respuesta de frecuencia debido al envejecimiento de los componentes y a la dependencia de la temperatura. En general, la sensibilidad a la temperatura y al envejecimiento aumenta con la complejidad del filtro (orden de filtrado).

Normalmente, se utiliza un filtro de paso bajo para eliminar las frecuencias altas de una determinada señal. Una aplicación típica es evitar el alias durante la conversión A / D. El impulso ideal del filtro de paso bajo y la respuesta de frecuencia se ilustra en la Figura 6.x (a). Se caracteriza por una respuesta plana desde CC hasta una cierta frecuencia (conocida como frecuencia de corte del filtro) y una respuesta cero para cualquier frecuencia por encima de la frecuencia de corte. Desafortunadamente, dicho filtro no es práctico, ya que su respuesta al impulso tiene una duración infinita. Sin embargo, la respuesta ideal se puede aproximar mediante las funciones de transferencia suave que se ilustran en la Figura 6.x (b). El orden del filtro (y por lo tanto su complejidad)
aumenta a medida que la respuesta se acerca a la respuesta ideal del filtro.

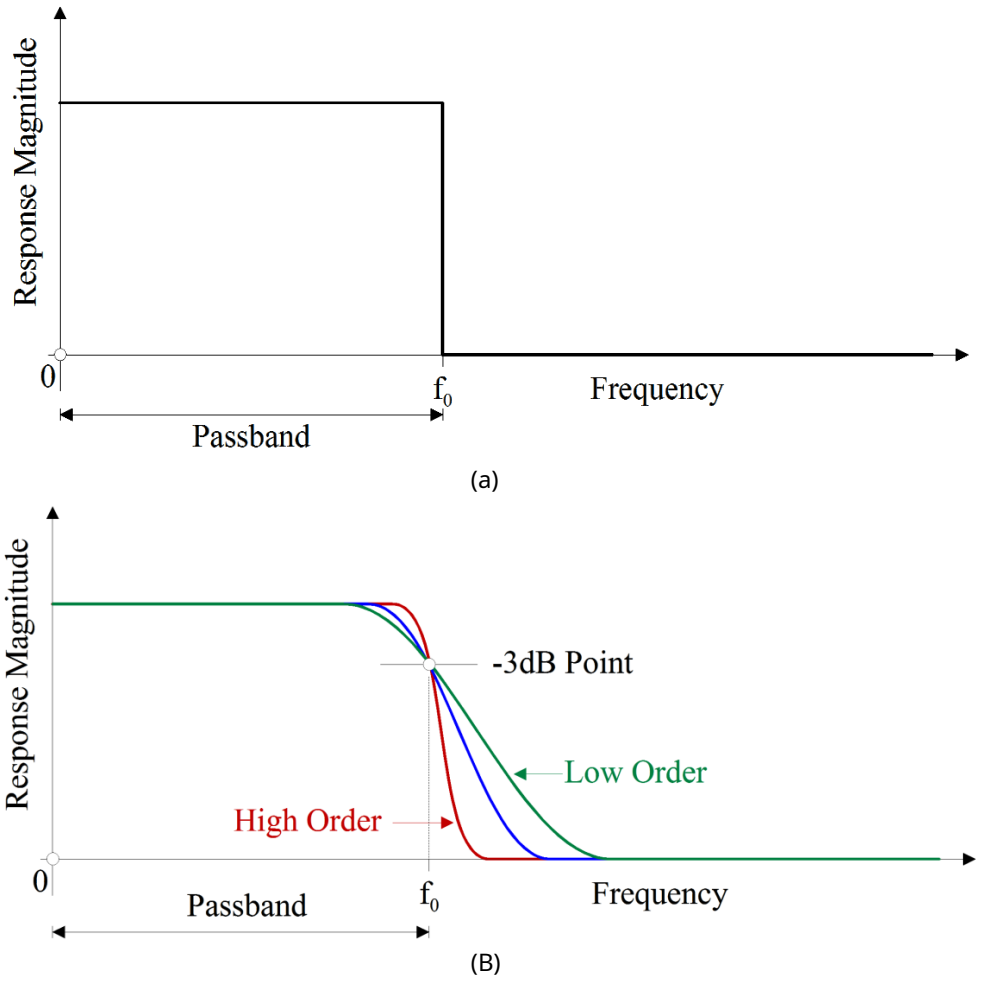


Figura 6.63: Respuesta de frecuencia del filtro de paso bajo
(a) Respuesta ideal, (b) Respuesta práctica

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Un problema importante en el uso de filtros de paso bajo para aplicaciones de retransmisión es el retardo del filtro. De hecho, el retardo del filtro generalmente aumenta con el orden del filtro. La Figura 6x muestra la respuesta al impulso de un filtro de paso bajo con una frecuencia de corte de 2 kHz. Este filtro podría usarse para reducir el aliasing del muestreo de un sistema de adquisición de datos con al menos 4000 muestras por segundo (por ejemplo, 4800 s / s, una frecuencia de muestreo común para aplicaciones de sistemas de energía). Tenga en cuenta que este filtro introduce un retardo de 3,5 milisegundos, que corresponde a 75,6 grados de error de fase a 60 Hz.

Dado que las aplicaciones de retransmisión requieren una operación rápida en tiempo real, muchos sistemas de adquisición de datos utilizados en aplicaciones de retransmisión no utilizan ningún filtrado. Este enfoque suele estar justificado ya que las formas de onda de corriente y voltaje del sistema de potencia de nivel de transmisión típicas consisten principalmente en formas de onda de 60 Hz con un contenido de armónicos muy bajo.

Los avances recientes en la tecnología del convertidor A / D simplificaron los requisitos del filtro anti-aliasing. Específicamente, los convertidores basados en la técnica de modulación Sigma-Delta muestrean la señal de entrada a una tasa muy alta y, posteriormente, diezman la señal a la tasa de salida utilizando filtros digitales. Para estos convertidores de analógico a digital, un filtro anti-aliasing de paso bajo de primer orden suele ser suficiente.

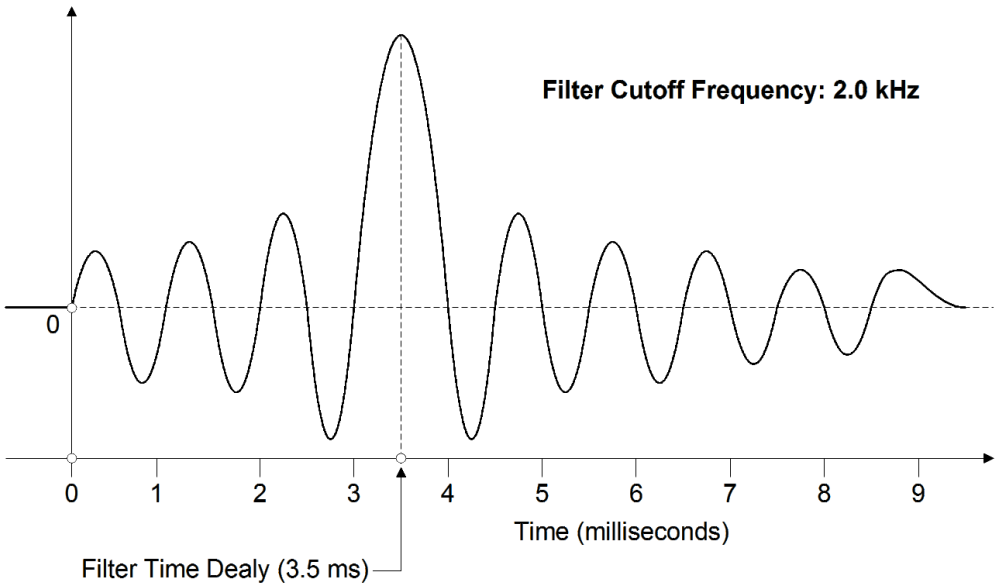


Figura 6.64: Respuesta de impulso del filtro de paso bajo de 2 kHz

6.6.3 Descripción general de la tecnología del convertidor A / D

La **Convertidor A / D** genera una serie de números binarios, que representan la señal analógica de entrada. Este proceso se conoce como muestreo, ya que estos números son muestras de la señal de entrada tomadas en instantes de tiempo uniformemente espaciados. Actualmente hay una gran cantidad de tecnologías de muestreo disponibles. En este libro enfatizamos las tecnologías más aplicables a las aplicaciones de sistemas de energía. Las principales tecnologías de convertidores A / D se pueden clasificar de la siguiente manera:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Modulación Sigma Delta
Aproximación sucesiva
Subranging-Pipelined
Destello

La figura 6.65 ilustra la resolución y el ancho de banda típicos de estas clases de tecnología.

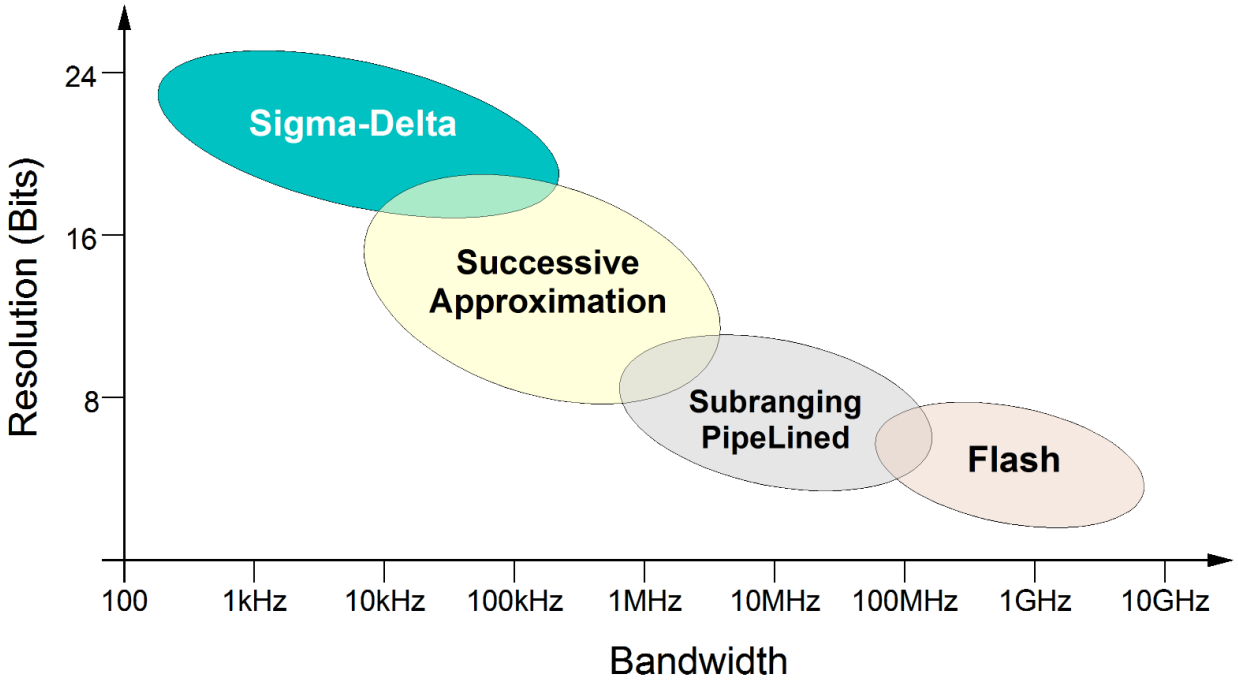


Figura 6.65: Resolución y ancho de banda de las principales tecnologías de conversión A / D

Tabla 6.x: Comparación de tecnologías de conversión

Tecnología	Resolución	Linealidad	Latencia	Banda ancha
Sigma-Delta	Muy alto (Hasta 24 bits)	Muy alto	Elevado	Bajo
Sucesivo Aproximación	Elevado (Hasta 16 bits)	Elevado	Bajo	Medio
Subrango Canalizado	Medio (12 bits)	Medio	Muy bajo	Elevado
Destello	Bajo (8 bits)	Medio	Extremadamente bajo	Muy alto

Tabla 6.x: Resolución y rango dinámico

Número de bits	Niveles de Discretización	Dinámica Rango (dB)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

8	256	48 dB
12	4.096	72 dB
dieciséis	65,536	96 dB
24	16.777.216	144 dB

De particular interés es una clase de convertidor A / D conocido como convertidores de modulación Sigma-Delta. En los últimos años, la mejora en la tecnología de circuitos integrados hizo posible la realización de convertidores de modulación Sigma-Delta con frecuencias de muestreo adecuadas para la mayoría de las aplicaciones de sistemas de potencia (hasta 400 kHz). Estos convertidores tienen las siguientes características deseables:

Ventajas de la tecnología Sigma-Delta:

Amplio rango dinámico (16-24 bits SNR> 86 dB)
Requisitos simples de anti-aliasing analógico (filtro de paso bajo de 1 polo suficiente)
Sin requisito de retención de muestras
Inherentemente lineal y monótono (etapa de entrada de 1 bit)
Baja deriva debido al envejecimiento y variaciones de temperatura (principalmente digital)
Relativamente barato

Desventajas de la tecnología Sigma-Delta:

Gran latencia entre el muestreo y la salida digital debido a la etapa de filtro digital. El filtro digital es típicamente un filtro FIR. La latencia aumenta con el orden del filtro FIR (número de muestras que componen la respuesta de impulso del filtro. Es importante tener en cuenta que para un diseño específico la latencia es fija y puede tenerse en cuenta en la aplicación de los datos.

La Figura 6.x ilustra la arquitectura de un convertidor A / D de modulación Sigma-Delta.

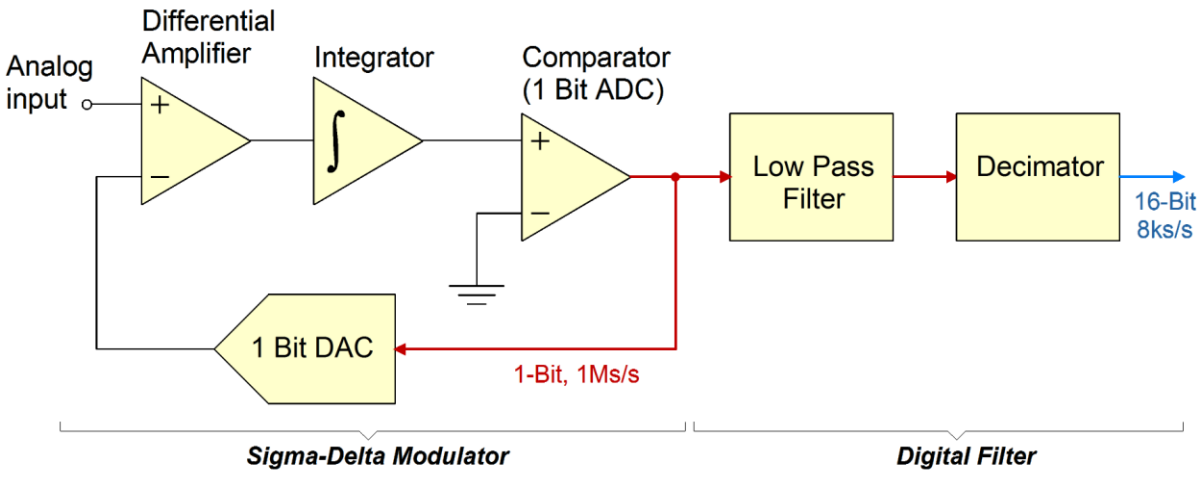


Figura 6.66: Arquitectura básica de 1s t Solicite el convertidor A / D de modulación Sigma Delta

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La tecnología del convertidor A / D de modulación sigma-delta ha mejorado constantemente. Las mejoras típicas incluyen:

Aumento de la resolución (la salida de 24 bits es típica en la actualidad)
La salida de datos en serie permite esquemas simples de aislamiento galvánico.
La calibración automática garantiza una alta precisión
Los filtros digitales de orden superior brindan inmunidad contra el aliasing

Tenga en cuenta que, como se mencionó anteriormente en aplicaciones de retransmisión donde la respuesta rápida en tiempo real es a menudo un requisito esencial, los convertidores A / D de modulación sigma-delta con filtros digitales de alto orden pueden no ser adecuados debido a los retrasos prolongados generados por el filtrado digital.

6.6.3 Etapa de control de ganancia

La **ganar control** etapa permite que el rango dinámico del convertidor A / D se utilice de manera óptima. Tenga en cuenta que en muchas aplicaciones de sistemas de energía, un rango dinámico de canal amplio es uno de los principales desafíos de diseño. El rango dinámico de un convertidor A / D está limitado principalmente por el número de bits utilizados en la representación de las muestras de señal. Este parámetro se conoce comúnmente como la longitud de la palabra del convertidor. Las longitudes de palabras comunes son 8, 10, 12, 14, 16 y 24 bits. Actualmente, los convertidores de 16 bits con frecuencias de muestreo de hasta 1 MHz están ampliamente disponibles a precios relativamente económicos. El rango dinámico teórico máximo de un convertidor de 16 bits es 1: $2_{\text{dieciséis}}$ o 1: 65536. Muchas veces el rango dinámico se expresa en dB. Por ejemplo, el rango dinámico del convertidor de 16 bits es 20 x $\log_{10}(2_{\text{dieciséis}})$ dB o 96 dB, aproximadamente. Recientemente, los convertidores de 24 bits están disponibles a precios relativamente bajos. Sin embargo, aprovechar el rango dinámico teórico completo de los convertidores de 24 bits es difícil debido a los límites impuestos por el ruido del circuito de entrada analógica. Por tanto, los convertidores de 16 bits son actualmente preferibles para la mayoría de las aplicaciones de sistemas de energía.

Para aplicaciones de retransmisión, es importante permitir un “margen superior” de señal sustancial para que el convertidor A / D no se sature durante los transitorios. Para otras aplicaciones de monitorización, por ejemplo monitorización de armónicos, las señales de interés (armónicos) pueden tener una amplitud mucho menor que las señales de componentes fundamentales. La figura 6.x ilustra esta condición. En ambas situaciones, es evidente que es deseable un convertidor de rango dinámico amplio. Además, es necesaria una selección de ganancia adecuada para maximizar la resolución de la señal y al mismo tiempo
evitar la saturación. Una etapa de control de ganancia programable proporciona esta capacidad.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

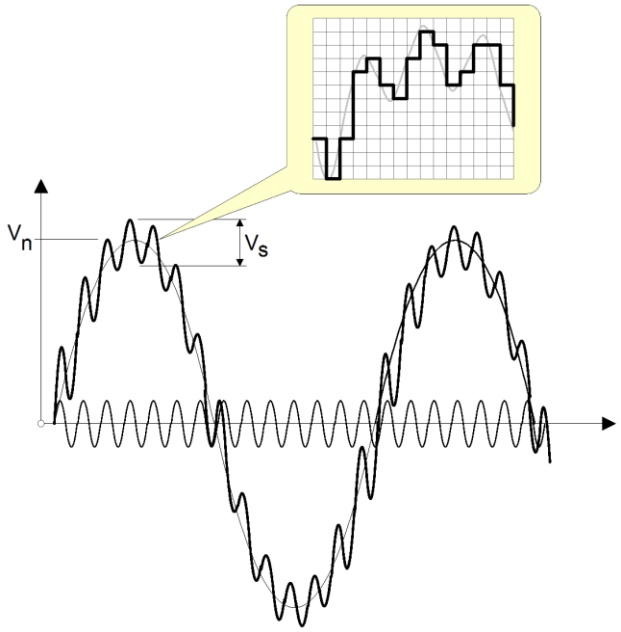


Figura 6.67: La importancia del rango dinámico

6.6.4 Sincronización de muestreo

En aplicaciones de retransmisión tales como detección de fallas en la línea de transmisión y cálculos de distancia de fallas, es deseable procesar los voltajes y corrientes medidos desde ambos extremos de la línea de transmisión. (Consulte también el Capítulo 10 sobre Monitoreo y registro de fallas). Además, se puede obtener una precisión adicional si los datos de los dos extremos de la línea se muestrean de forma sincrónica. El muestreo sincrónico con digitalizadores ubicados remotamente se puede lograr sincronizando los relojes del convertidor A / D a una señal de temporización común. Tenga en cuenta que la precisión de los ángulos fasoriales relativos calculados a partir de señales muestreadas sincrónicamente depende de la consistencia de la señal de temporización común. Hoy en día, la fuente más práctica de una señal de sincronización altamente consistente es el sistema de posicionamiento global por satélite (GPS). Las señales de temporización basadas en GPS suelen ser consistentes en 0,5 microsegundos.

Nota histórica: Una implementación anterior de una fuente de temporización basada en satélites fueron los satélites ambientales operacionales geoestacionarios (GOES) creados en 1975 por la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA). Proporcionó una precisión de sincronización de aproximadamente 100 microsegundos mediante la transmisión de un código de sincronización generado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) a través de una red de satélites geoestacionarios. Este servicio se suspendió en 2005. NIST también transmite señales de sincronización a través de transmisores de radio de onda corta y larga ubicados en Fort Collins, Colorado (WWV y WWVB) y en Kauai, Hawaii (WWVH). Este servicio se inició en 1962 y aún está en funcionamiento. Sin embargo, la precisión de sincronización que proporciona es del orden de 10 milisegundos, lo que es inadecuado para los requisitos de adquisición de datos del sistema de energía. sincronización.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La sincronización del reloj de muestreo del digitalizador con las señales de GPS se puede lograr mediante un bucle de retroalimentación híbrido (analógico / digital), que se ilustra en la Figura 6.x. El sistema se basa en un oscilador de cristal controlado por voltaje (VCO o VCXO). Este oscilador genera una señal cuya frecuencia se puede variar en un rango pequeño cambiando su voltaje de entrada (señal de control). La frecuencia de salida del oscilador es monitoreada por un contador de cruce por cero. Este contador se lee y se pone a cero con precisión una vez por segundo utilizando la señal 1PPS (un pulso por segundo) derivada del receptor GPS. Un ajuste del voltaje de control del oscilador realizado cada segundo basado en la desviación del recuento correcto de cruce por cero.

Este esquema, conocido como oscilador disciplinado por GPS, se puede hacer lo suficientemente estable como para proporcionar una precisión de tiempo de menos de 0,5 microsegundos. Las implementaciones típicas de oscilador disciplinado por GPS pueden mantener la precisión por debajo de 1 microsegundo incluso si el reloj del GPS pierde las comunicaciones por satélite durante varios minutos. Esta es una característica importante, ya que en muchas instalaciones de GPS las obstrucciones a la vista de la antena GPS de los satélites (edificios, árboles, montañas, etc.) pueden causar una pérdida momentánea de la recepción del satélite varias veces al día.

La Figura 6.x ilustra un diagrama de bloques de un canal de digitalizador, con funciones de protección y aislamiento, así como sincronización con la señal de temporización externa.

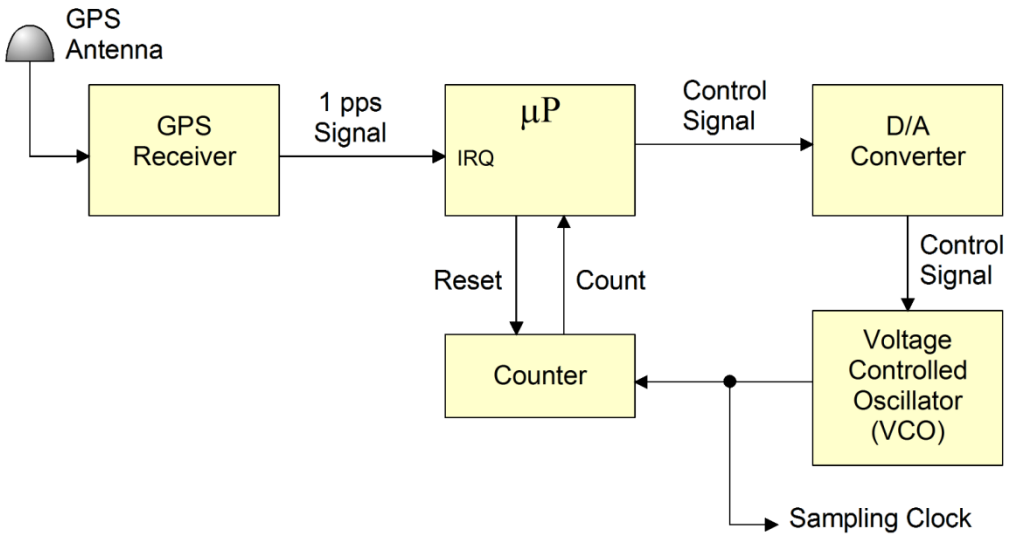


Figura 6.68: Implementación de sincronización del reloj de muestreo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

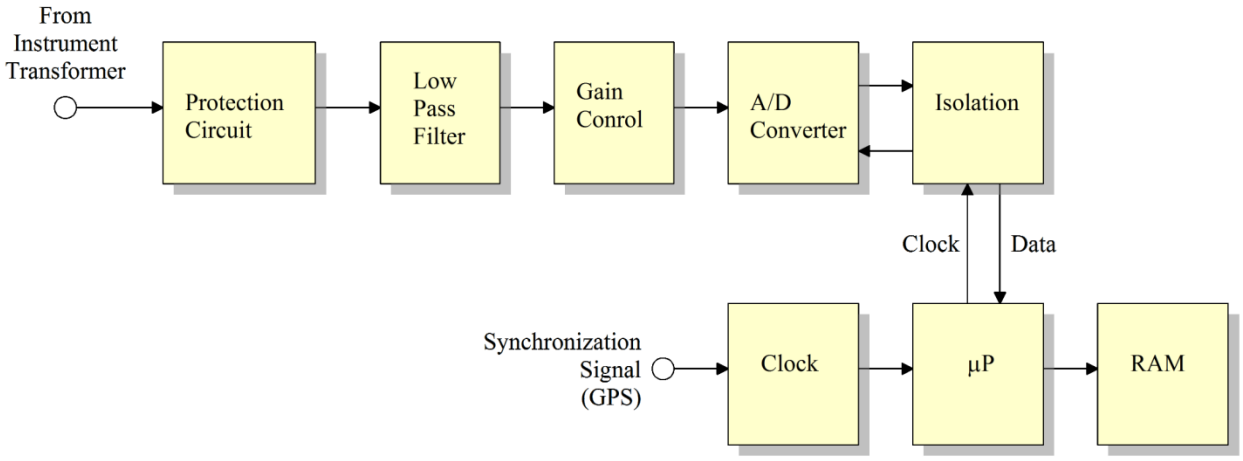


Figura 6.69: Diagrama de bloques que ilustra la estructura del canal de adquisición de datos digitales
Con capacidad de aislamiento y sincronización

El sistema GPS de satélites se inició en 1989 con Estados Unidos colocando de seis a nueve satélites en órbita por año, creando un sistema que proporciona la señal GPS en cualquier lugar de la tierra. La adquisición de datos sincronizados por GPS se introdujo por primera vez en las unidades de medición de fasores (PMU), es decir, dispositivos dedicados a la medición directa de fasores de tensión y corriente con referencia de hora UTC. Macrodyne introdujo la primera PMU en 1992. En Macrodyne PMU, el receptor GPS se integró dentro de la PMU. Sin embargo, la adquisición de datos sincronizados por GPS se está volviendo común para muchos relés digitales.



Figura 6.70: Relojes GPS típicos para aplicaciones de instrumentación de sistemas de potencia
Arriba: Laboratorios de ingeniería Schweitzer SEL-2407
Abajo: Arbiter Systems 1064C

Para reducir el costo del equipo, muchos relés y otros sistemas de adquisición de datos capaces de muestreo sincrónico no incluyen una fuente de reloj incorporada, como un receptor GPS, pero aceptan una señal de sincronización de un reloj externo. Por lo tanto, se puede instalar un solo receptor GPS en un

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

subestación y proporcionar señales de temporización a cualquier número de equipos de adquisición de datos. En la Figura 6.70 se ilustran dos receptores GPS disponibles comercialmente diseñados para aplicaciones de subestaciones.

El estándar de señal de temporización más comúnmente utilizado para transmitir información de temporización desde receptores GPS a relés y registradores de fallas es el formato de código de tiempo IRIG. El estándar de código de tiempo IRIG fue desarrollado por el Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones del Grupo de Instrumentación Inter-Rango (IRIG), que es la parte de estándares del Consejo de Comandantes de Rango (RCC). El trabajo en este estándar comenzó en 1956, mientras que la última versión es el estándar IRIG 200-04, publicado en septiembre de 2004. El estándar contiene varios códigos de tiempo diferentes identificados por designaciones alfabéticas A, B, D, E, G y H. El código más utilizado es IRIG-B, que se describe brevemente a continuación.

6.6.5: El código de tiempo IRIG-B

El código IRIG-B es una señal binaria transmitida en serie que consta de una secuencia de "tramas". Cada cuadro contiene información de fecha y hora más algunos bits adicionales de “Función de control” que están reservados para aplicaciones especiales. Una trama se transmite cada segundo y consta de una señal binaria que contiene 74 bits, y cada bit está representado por un pulso de ancho variable que ocurre dentro de un intervalo de 10 milisegundos. La información en los 74 bits de una trama se enumera en la Tabla 6.4. Tenga en cuenta que los primeros 6 números que forman la marca de tiempo están codificados en decimal codificado en binario (BCD). Los bits de control no están definidos por el estándar ya que son para uso interno del Consejo de Comandantes de Rango. Los segundos del día están en*derecho* forma binaria y representan el número de segundos desde la medianoche.

Tabla 6.4: Codificación de información de tramas IRIG-B

Número de Bits	Codificación	Información
7	BCD	Segundos de minuto (0-59)
7	BCD	Minutos de hora (0-59)
6	BCD	Horas del día (0-24)
10	BCD	Días del año (0-366) Año
9	BCD	(dos últimos dígitos) Bits
18	Binario	de control
17	Binario	Segundos del día (0-86399)

La señal IRIG-B se puede transmitir en tres modos:

Sin modular
Amplitud modulada
Manchester modificado Modulado

En la Figura se ilustra una instantánea de una señal IRIG no modulada y una señal de amplitud modulada. 6.71. La frecuencia de la señal portadora modulada se especifica en 1 kHz. Por lo tanto, cada período de 10 ms durante el cual se transmite un bit contiene 10 ciclos de forma de onda portadora. Una ventaja de la transmisión IRIG-B modulada es que no contiene ningún componente de CC y, por lo tanto, se puede

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

transmitido a través de circuitos de aislamiento galvánico como transformadores o etapas acopladas capacitivas. Una gran desventaja es que la resolución temporal es considerablemente inferior a la de la transmisión no modulada. Específicamente, la resolución de tiempo de la señal no modulada es típicamente del orden de 100 nanosegundos. Esto se ve facilitado por el breve tiempo de subida de los pulsos que comprenden la señal no modulada. Por otro lado, el tiempo de subida de la señal modulada está determinado por la frecuencia portadora de 1 kHz, lo que da como resultado una resolución de tiempo del orden de 100 microsegundos. Una pequeña desventaja de la señal IRIG no modulada es que contiene un componente de CC significativo que es función de los datos transmitidos. Por lo tanto, el paso de esta señal a través de circuitos de aislamiento galvánico de bloqueo de CC puede causar deterioro de la señal y errores de datos. El modo de transmisión Manchester Modulated combina las ventajas de los otros dos modos. La descripción detallada de los esquemas modulados de Manchester se describe en el estándar IRIG. Tenga en cuenta también que la transmisión de la señal IRIG no modulada a largas distancias es propensa a la degradación y la corrupción y, por lo tanto, la longitud del cable coaxial de conexión debe limitarse a unos 100 pies.

La figura 6.72 muestra un ejemplo de una trama IRIG-B completa no modulada. Tenga en cuenta que la trama comienza con dos pulsos de 8 milisegundos que indican el comienzo de la trama (P0). Los binarios están representados por pulsos de 5 milisegundos, mientras que los ceros binarios están representados por pulsos de 2 milisegundos. Los pulsos adicionales de 8 milisegundos separan los campos de datos secuenciales (segundos, minutos, horas, etc.).

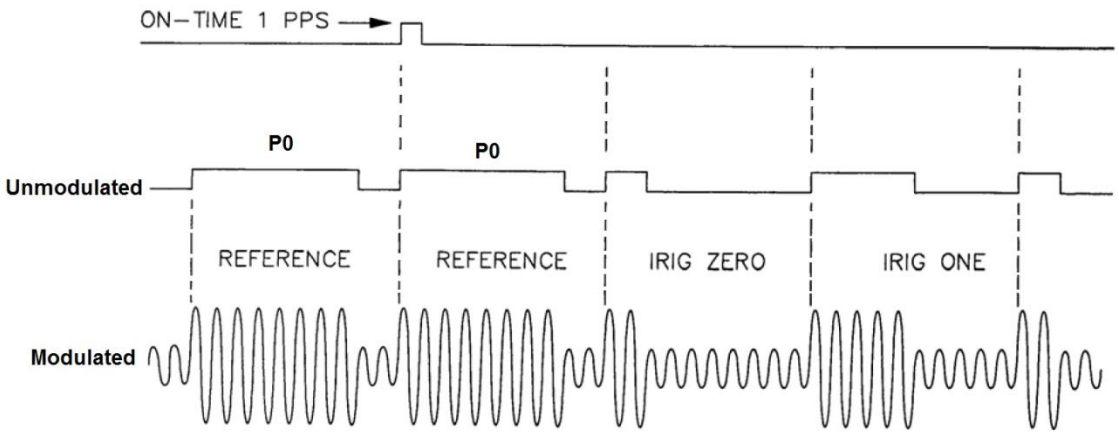


Figura 6.71: Instantánea de una señal IRIG-B modulada y no modulada

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

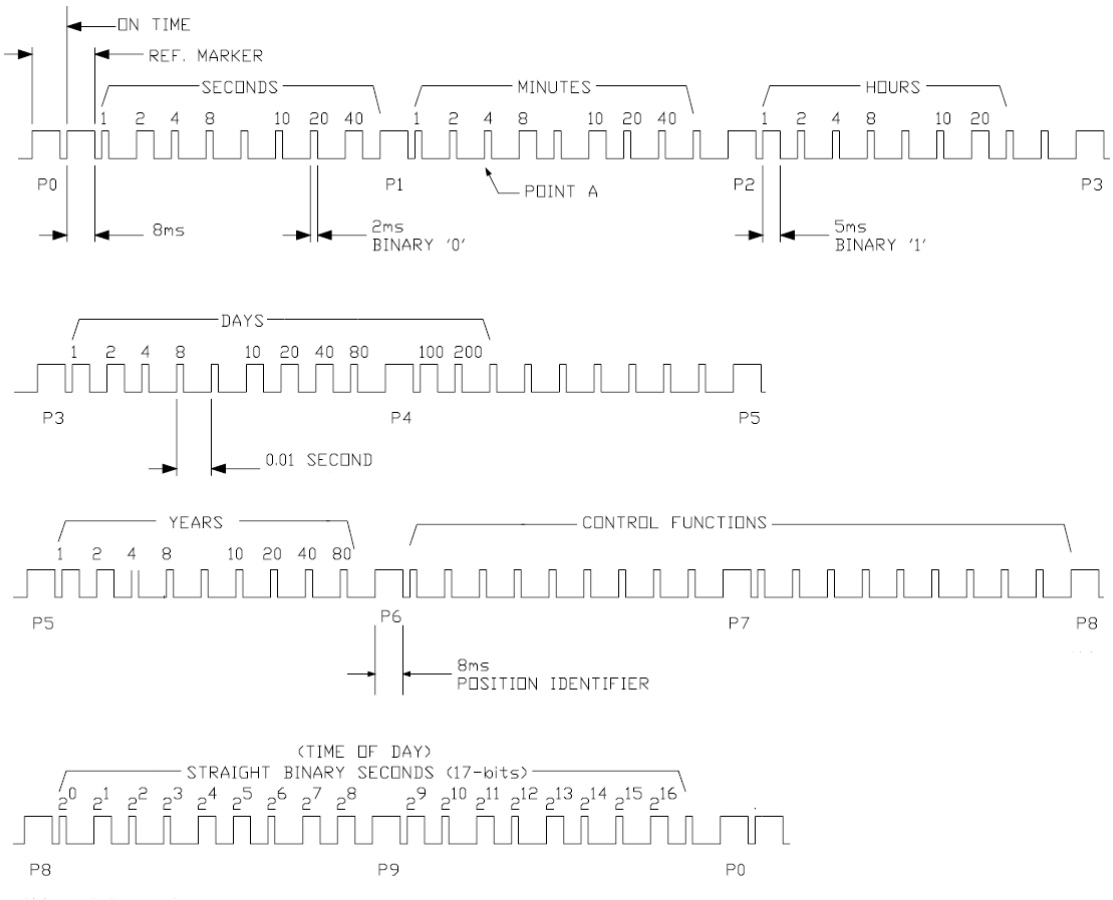


Figura 6.72: Ejemplo de trama no modulada IRIG-B

6.6.6 Etiquetado de tiempo versus muestreo sincrónico verdadero

Las PMU utilizan un reloj de referencia sincronizado UTC para proporcionar una secuencia de mediciones fasoriales con un ángulo de fase referenciado a la hora UTC utilizando dos enfoques: (a) etiquetado de tiempo y (b) muestreo sincronizado. En el**etiquetado de tiempo** Aproximadamente, el reloj de muestreo de los convertidores A / D funciona libremente (es decir, no está sincronizado con UTC de ninguna manera) y a cada muestra se le asigna una etiqueta de tiempo leyendo el reloj de referencia en el momento en que se toma cada muestra. A partir del momento en que se marcan las muestras de datos en los instantes de tiempo deseados, se estiman por interpolación.

En el **muestreo sincronizado** aproximación, el reloj del convertidor A / D está sincronizado con UTC de modo que siempre se toma una muestra dentro de un microsegundo o menos desde el segundo vuelco UTC. Este enfoque garantiza que los fasores se puedan calcular directamente en los intervalos de tiempo deseados sin necesidad de interpolación. La ventaja obvia del método de muestreo sincronizado es que evita errores de interpolación, que pueden ser importantes durante los transitorios. Por supuesto, el hardware necesario para la implementación del muestreo sincronizado es más complejo, ya que requiere un convertidor A / D dedicado para cada canal, impulsado por un reloj de muestreo común "disciplinado" al segundo rollover UTC. (La tecnología de bucle de bloqueo de fase es un enfoque común para lograr

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

la sincronización de reloj requerida). La figura 6.73 ilustra la organización del hardware necesaria para el muestreo sincronizado.

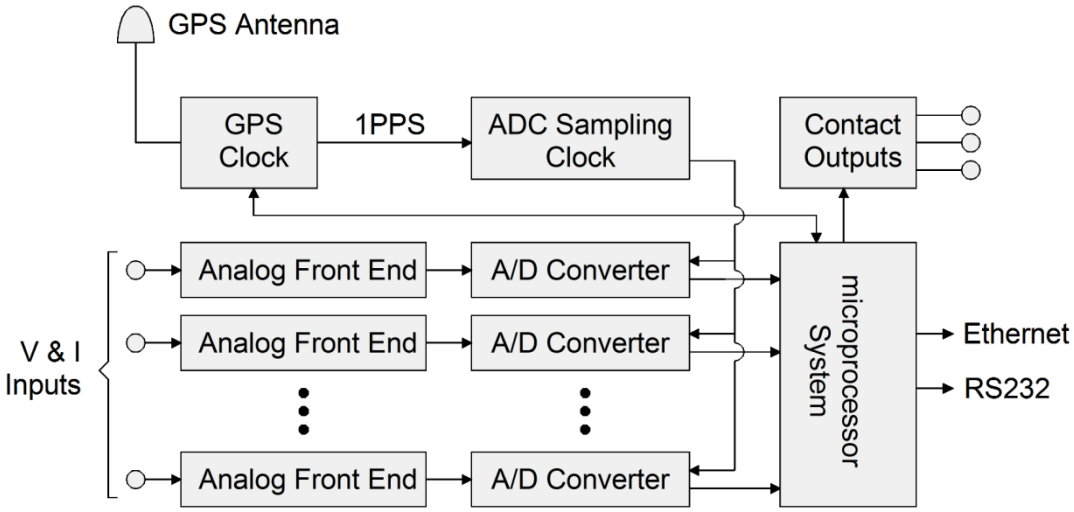


Figura 6.73: Diagrama de bloques del sistema de adquisición de datos con capacidad de muestreo sincronizado

6.6.7 Interoperabilidad

La interoperabilidad es una propiedad que se refiere a la capacidad de diversos sistemas para trabajar juntos.

Temas adicionales que se agregarán

- Muestreo sincronizado versus sellado de tiempo.
- Efectos de la conversión A / D
- Reducción de costo
- Requisitos de retransmisión versus medición
- Tecnologías de aislamiento (óptico / magnético / capacitivo)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.7 Fidelidad de datos y corrección de errores de medición

El registro de relés, medición y perturbaciones utiliza un sistema de transformadores de instrumentos para escalar los voltajes y corrientes del sistema de potencia en voltajes y corrientes de nivel de instrumentación. Los voltajes y corrientes de nivel de instrumentación estándar son 67 V o 115 V y 5 A respectivamente. Estos estándares se establecieron hace muchos años para adaptarse a los relés electromecánicos. Hoy en día, los transformadores de instrumentos todavía están en uso, pero debido a que los relés modernos, la medición y el registro de perturbaciones operan a voltajes mucho más bajos, es necesario aplicar otra transformación de los voltajes y corrientes estándar previamente definidos a otro conjunto de voltajes estándar de 10 V o 2 V. Esto significa que el canal de instrumentación moderno consta típicamente de dos transformaciones y cableado adicional y posiblemente cargas. Figura 6.

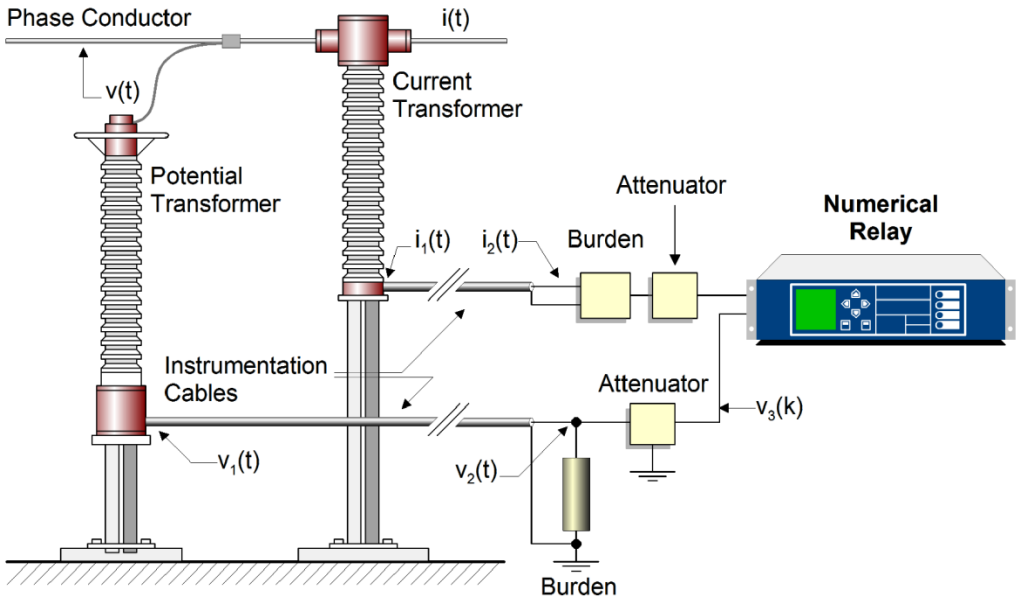


Figura 6.74: Canal de instrumentación de voltaje y corriente típico

Cada canal consta de los siguientes componentes, cada uno de los cuales es una fuente potencial de error:

Transformador de instrumentos
Cable de control
Carga
Atenuador (opcional)
Digitalizador (conversión A / D)

Es importante el error neto introducido por todos los componentes del canal de instrumentación. El error general se puede definir de la siguiente manera. Deje que el voltaje o la corriente en el sistema de energía sea:

$$v_a(t),\ yo_a(t)$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Un canal de instrumentación ideal generará una forma de onda en la salida del canal que será una réplica exacta de la forma de onda en el sistema de energía. Si la relación de transformación nominal es k_v y k_I para los canales de instrumentación de voltaje y corriente respectivamente, la salida de los canales ideales será:

$$v_{ideal}(t) \quad k_v v_a(t), \; yo_{ideal}(t) \quad k_I I_a(t)$$

El error se define de la siguiente manera:

$$v_{error}(t) \quad v_{fuera}(t) \quad v_{ideal}(t), \; yo_{error}(t) \quad I_{fuera}(t) \quad I_{ideal}(t)$$

donde el subíndice "out" se refiere a la salida real del canal de instrumentación. La forma de onda del error se puede analizar para proporcionar el valor rms del error, el error de fase, etc. El error de instrumentación se puede calcular mediante modelos apropiados de todo el canal de instrumentación. Es importante tener en cuenta que algunos componentes pueden estar sujetos a saturación (CT y PT) mientras que otros componentes pueden incluir circuitos resonantes con un comportamiento difícil de modelar (CCVT).

En los párrafos siguientes presentamos ejemplos de errores introducidos por tres clases de canales de instrumentación basados en CT, PT y CCVT convencionales.

Canales de instrumentación basados en TC convencionales: La respuesta de estado estable de TC convencional es muy precisa. La respuesta de estado estable se puede extraer de la respuesta de frecuencia del dispositivo. La figura 6.75 proporciona una respuesta de frecuencia típica de un TC. Tenga en cuenta que la respuesta es plana en el rango de frecuencia de interés. Es importante tener en cuenta que pueden existir errores debido a una determinación inexacta de la relación de transformación. Estos errores suelen ser pequeños.

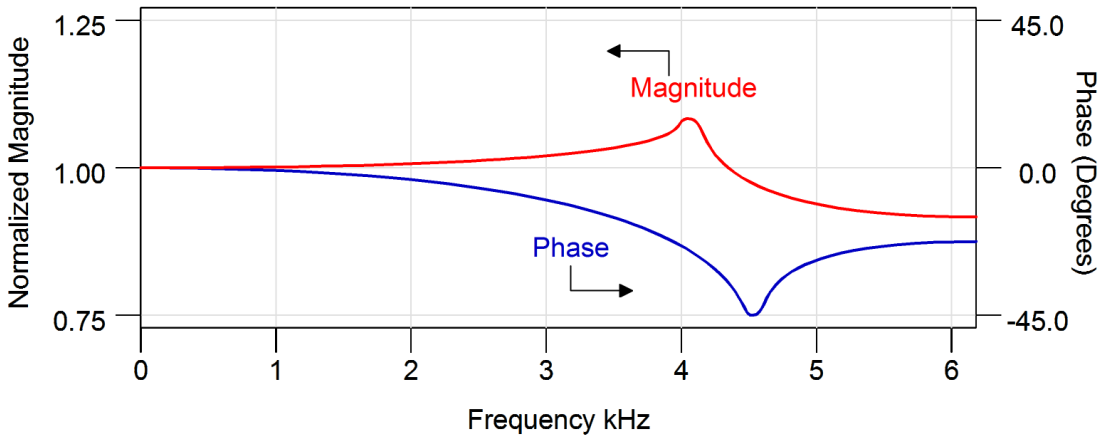


Figura 6.75: Respuesta de frecuencia típica de CT de clase de medición de 600 V

Canales de instrumentación basados en TP de heridas: Los TP de tipo herida son en general menos precisos que los TC. De nuevo, la respuesta de estado estable se puede obtener a partir de la respuesta de frecuencia del dispositivo. La figura 6.76 proporciona una respuesta de frecuencia típica de un PT de tipo enrollado. Tenga en cuenta que el

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

la respuesta es plana en un rango de frecuencia pequeño alrededor de la frecuencia nominal. Nuestro trabajo ha demostrado que cuanto mayor sea la relación de transformación del PT, mayores serán los errores.

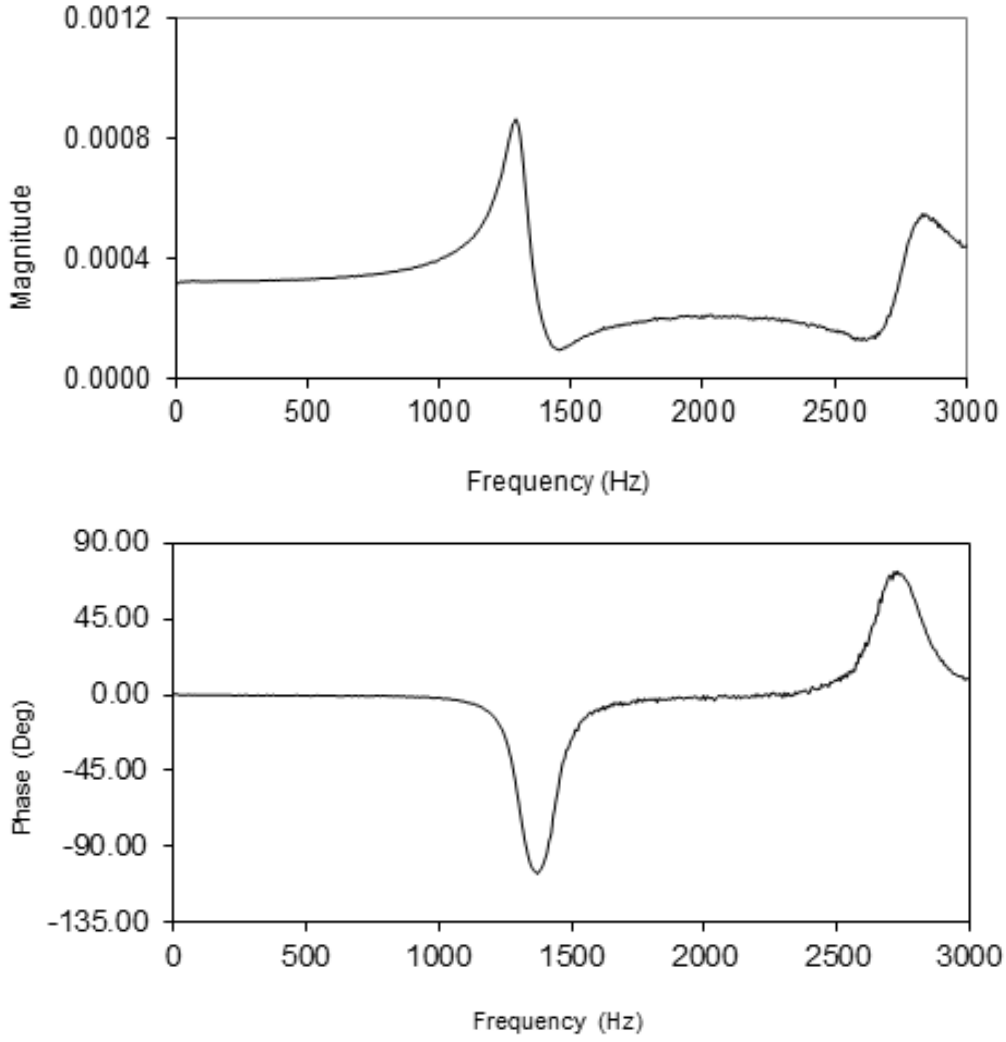


Figura 6.76: Respuesta de frecuencia del transformador potencial de 200 kV / 115 V

Canales de instrumentación basados en CCVT: Mediante la selección adecuada de los componentes del circuito, se puede diseñar un CCVT para generar un voltaje de salida con cualquier relación de transformación deseable y, lo que es más importante, con un desplazamiento de fase cero entre las formas de onda del voltaje de entrada y salida. En esta sección examinamos las posibles desviaciones de este comportamiento ideal debido a varias causas por mediante un análisis paramétrico, a saber:

Deriva de frecuencia de potencia

Parámetro de componente de circuito Deriva

Impedancia de carga

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El análisis paramétrico se realizó utilizando el modelo de circuito equivalente CCVT ilustrado en Figura B.3. Los parámetros del modelo se dan en la Tabla 6.x:

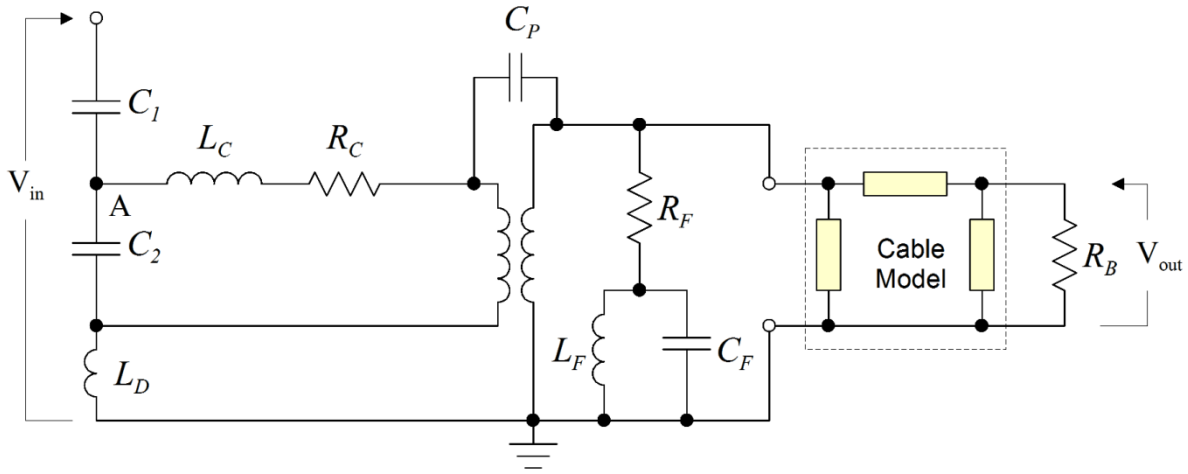


Figura 6.77: Circuito equivalente CCVT

Tabla 6.x: Parámetros de circuito equivalente CCVT

Descripción de parámetros	Esquemático Referencia	Valor
Clase de capacitancia CCVT		Normal
Voltaje de entrada		288 kV
Tensión de salida		120 V
Tamaño del condensador superior	C1	1.407 nF
Tamaño de condensador más bajo	C2	99,9 nF
Inductor de drenaje	LD	2,65 mH
Compensación de la inductancia del reactor	LC	68,74 H
Compensación de la resistencia del reactor	RC	3000 ohmios
Resistencia a la carga	RB	200 ohmios
Resistencia de amortiguación de supresión de ferroresonancia	RF	70 ohmios
Inductor de circuito de supresión de ferrorresonancia	LF	0,398 H
Condensador de circuito de supresión de ferrorresonancia Tipo	CF	17,7 uF
de cable		RG-8
Longitud del cable		100 pies
Clasificación de potencia del		300 VA
transformador Clasificación de voltaje del		4kV / 120V
transformador Reactancia de fuga		3%
Capacitancia parasitaria	CPAG	500 pF

La figura B.4 muestra los resultados de un escaneo de frecuencia. Tenga en cuenta que en el rango de frecuencia de 0 a 500 Hz, la respuesta varía sustancialmente tanto en magnitud como en fase. Cerca de 60 Hz (55 a 65 Hz), la magnitud de la respuesta es prácticamente constante, pero la fase varía a razón de 0,25 grados por Hz.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La Tabla 6.x muestra los resultados de un análisis paramétrico con respecto a la resistencia de carga y la longitud del cable de instrumentación. Tenga en cuenta que el sistema está ajustado para error de fase cero para un cable de instrumentación corto y con una carga de 200 ohmios.

La Tabla 6.x muestra los resultados de un análisis paramétrico con respecto a las inexactitudes de los parámetros del componente CCVT. Específicamente, los parámetros variados fueron la inductancia del reactor de compensación y la capacitancia del divisor capacitivo.

Tabla 6.x: Error de fase (en grados) versus resistencia a la carga y longitud del cable

	Longitud del cable (pies)		
Carga Resistencia	**10 '**	**1000 '**	**2000 '**
50 ohmios	0.077	- 0,155	- 0.365
100 ohmios	0,026	- 0.096	- 0,213
200 ohmios	0.000	- 0.063	- 0,127
400 ohmios	- 0.013	- 0.047	- 0.080
1000 ohmios	- 0.022	- 0.036	- 0.052

Tabla 6.x: Error de fase (en grados) versus capacitancia e inductancia

	Error de inductancia (%)		
Capacidad Error (%)	**0%**	**1%**	**5%**
0%	0.000	- 0.066	- 0.331
- 1%	- 0.066	- 0,132	- 0.397
- 5%	- 0.330	- 0.396	- 0,661

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

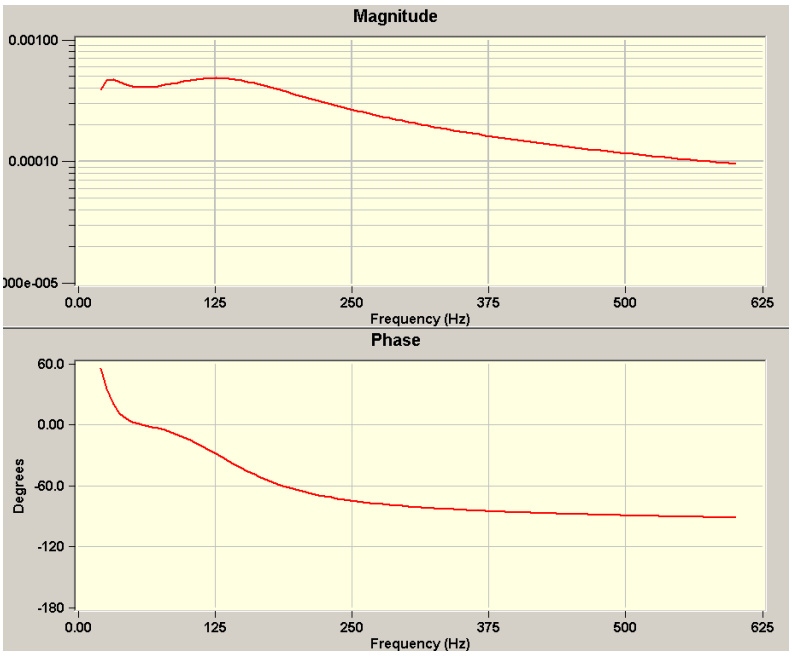


Figura 6.78: Respuesta de frecuencia calculada CCVT sobre 10-600 Hz

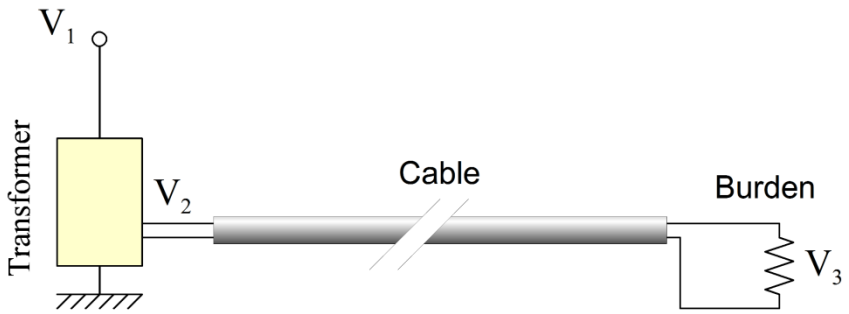
6.7.1 Corrección de errores del transformador de instrumentos

El error introducido por el canal de instrumentación suele ser computable. En este caso se puede corregir. Este concepto se presenta con un ejemplo, a continuación.

Ejemplo E6.X: Considere el canal de instrumentación de voltaje de la Figura E6.x. Los parámetros de los distintos componentes del circuito son:

Calcule el error introducido por el canal de instrumentación, tanto en magnitud como en fase.

PARA SER COMPLETADO - Parámetros del sistema de estado, pregunte por error en la frecuencia de potencia fundamental.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

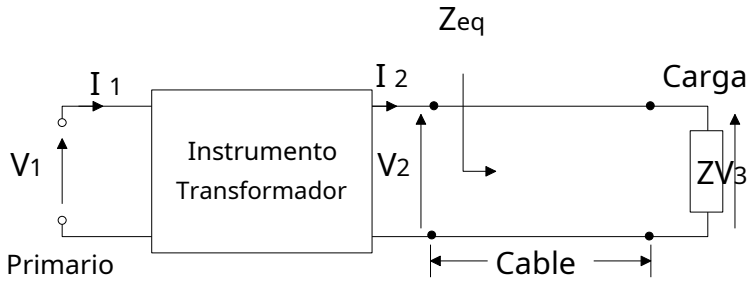


Figura E6.x

Solución: A COMPLETAR

$$V_1 \; A(\;)V \;\; B(\;)I_2$$

$$2$$

$$\frac{V_1}{V_2} \quad A(\;) \;\; B(\;) / \qquad Z_{eq}$$

$\frac{V_2}{V_3}$ Calculado a partir de parámetros de cable / carga

$$H(\;) \;\; (\;) * \frac{V_1}{V_2}(_{2)} \quad \frac{V}{V_3}$$

6.7.2 Corrección de errores del cable de control

Los cables de control pueden introducir errores de respuesta de frecuencia en un sistema de adquisición de datos. El error de respuesta de frecuencia puede corregirse mediante técnicas en el dominio del tiempo o de la frecuencia, una vez que se conoce la respuesta de frecuencia del cable. La respuesta de frecuencia del cable se calcula construyendo un modelo matemático del cable con base física.

A COMPLETAR

6.7.3 Corrección de errores del digitalizador

Los digitalizadores introducen errores de respuesta de frecuencia. Estos errores se deben principalmente a la tecnología de conversión A / D que se utiliza. Este error se puede corregir en el software. La figura 6.79 ilustra la respuesta de frecuencia de un convertidor A / D Crystal Semiconductor. Tenga en cuenta que la respuesta de fase indica un retraso considerable debido principalmente a los cálculos del filtro digital.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

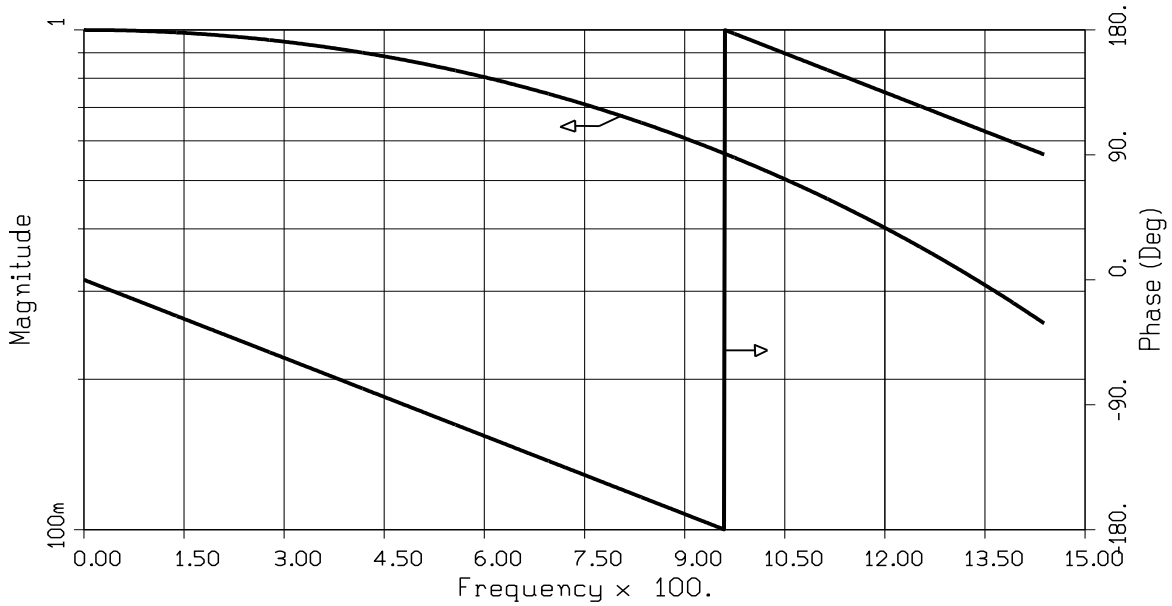


Figura 6.79: Respuesta de frecuencia del convertidor A / D de Crystal Semiconductor CS1707.

La corrección de errores de respuesta de frecuencia se puede realizar en el dominio de la frecuencia o en el dominio del tiempo. La corrección de errores en el dominio de la frecuencia consiste simplemente en multiplicar la transformada de Fourier de la salida del convertidor por la inversa de la respuesta del convertidor. Sin embargo, en aplicaciones de retransmisión, a menudo es necesario trabajar con señales en el dominio del tiempo. La corrección de errores en el dominio del tiempo se puede lograr mediante la convolución de la salida de la señal del convertidor con el inverso Transformada de Fourier del convertidor inversa a la respuesta del convertidor.

A COMPLETAR

Temas adicionales:

Error de cuantificación y linealidad de amplitud

Error de fluctuación de tiempo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

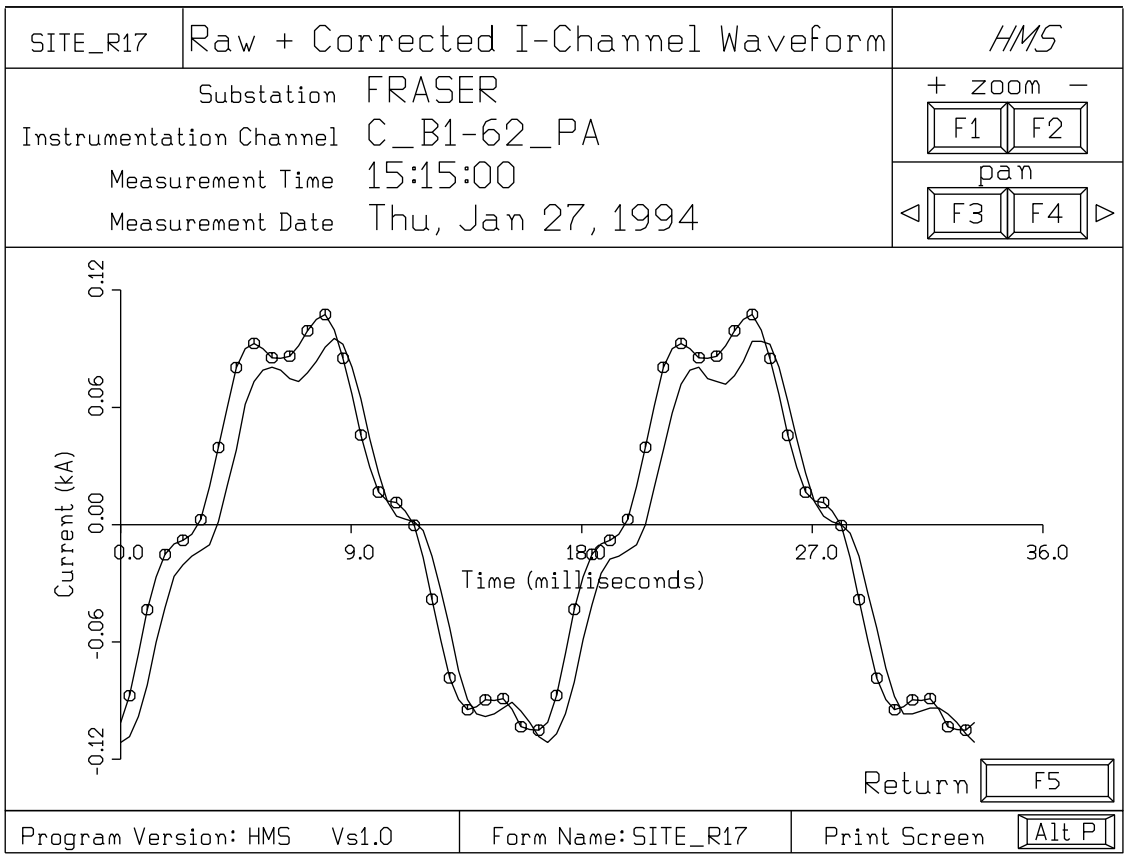


Figura 6.80: Datos de forma de onda adquiridos digitalmente sin procesar y corregidos.

A continuación, presentamos un método para la simulación del canal de instrumentación. El método predice con precisión el error del canal de instrumentación. El método también es adecuado para visualizar el funcionamiento del canal de instrumentación. La visualización continua de los errores del canal de instrumentación proporciona una animación útil de la evolución de los errores.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.8 Simulación por computadora del canal de instrumentos

El modelo del canal de instrumentación proporciona los voltajes y corrientes en cualquier punto del canal de instrumentación en cualquier momento. Es posible generar una instantánea de los voltajes y corrientes en las distintas ubicaciones del canal de instrumentación y calcular métricas del error entre los voltajes y corrientes reales y los valores ideales. Estas métricas se pueden mostrar en el mismo marco. A medida que avanza la simulación, la pantalla de visualización se actualiza proporcionando la sensación de animación.

En la siguiente sección, presentamos dos aplicaciones: (a) una que involucra un canal de instrumentación de corriente y (b) otra que involucra un canal de instrumentación de voltaje. Para cada uno de estos canales de instrumentación, presentamos los resultados de visualización del error general del canal para condiciones operativas específicas. Aquí se presentan varias aplicaciones del canal de instrumentación propuesto. El primer ejemplo ilustra la visualización de la saturación de CT y sus efectos sobre la precisión de los datos registrados. Está demostrado que la saturación del TC se ve afectada por la longitud del cable de control, así como por la carga total del TC. El segundo ejemplo ilustra el efecto del error del canal de instrumentación en el funcionamiento de los relés.

A COMPLETAR

6.9 La aparición de unidades fusionadas

Los avances tecnológicos recientes dieron como resultado el desarrollo de unidades de fusión. Esta tecnología está destinada a abordar los problemas asociados con la fidelidad de los sistemas de adquisición de datos para retransmisión, medición y otras aplicaciones. La instrumentación tradicional de la subestación generalmente incluye largos tramos de cables que conectan las salidas secundarias de los transformadores de instrumentos a múltiples relés (cargas). Los cables largos y las cargas múltiples introducen errores de medición. Además, la complejidad del sistema resultante aumenta el esfuerzo y el costo de instalación y mantenimiento.

Las unidades de fusión son dispositivos que muestrean digitalmente la salida de los transformadores de instrumentos y transmiten las formas de onda muestreadas en forma digital a una red de área local de subestación conocida como *bus de proceso.* La figura 6.81 muestra la configuración de hardware de una unidad de fusión típica. Consta de varios canales de adquisición de datos de tensión y corriente, entradas de estado y salidas de contacto. Las tasas de muestreo de adquisición de datos de voltaje y corriente se han estandarizado a 80 muestras por ciclo de frecuencia de potencia nominal (es decir: 4800 muestras por segundo para sistemas de 60 Hz y 4000 muestras por segundo para sistemas de 50 Hz). Opcionalmente, el muestreo puede sincronizarse con la hora UTC, lo que permite que los dispositivos y aplicaciones que utilizan datos de diferentes ubicaciones calculen con precisión los ángulos de fasores referenciados a un reloj común. Tanto las señales de sincronización de tiempo como la salida digital de la unidad de fusión se transmiten típicamente utilizando fibras ópticas. La transmisión de fibra óptica proporciona inmunidad contra EMI, que es un problema común en las subestaciones. Figura 8.82
ilustra varias unidades de fusión disponibles comercialmente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

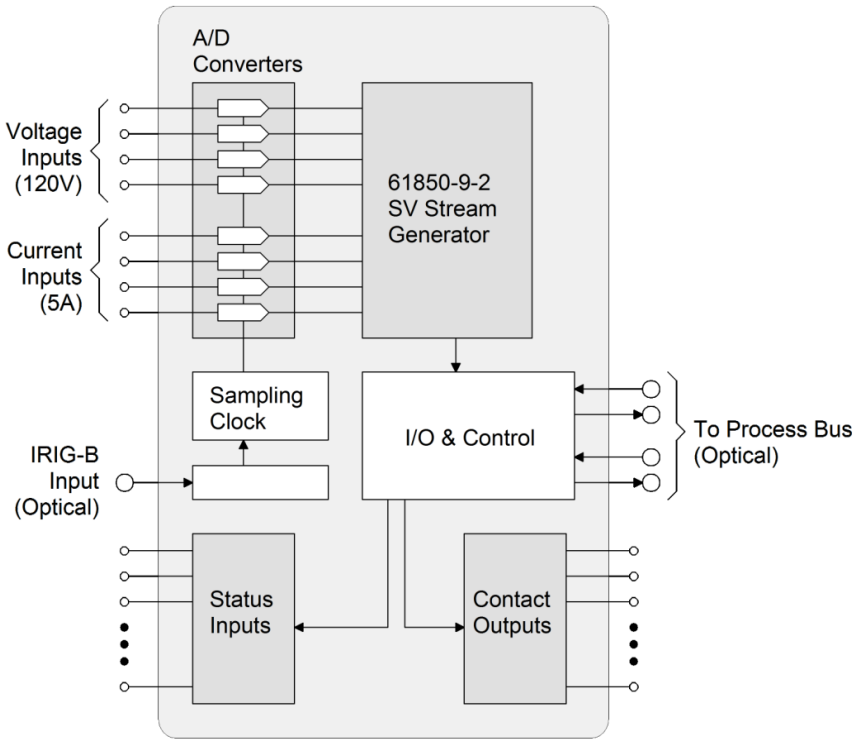
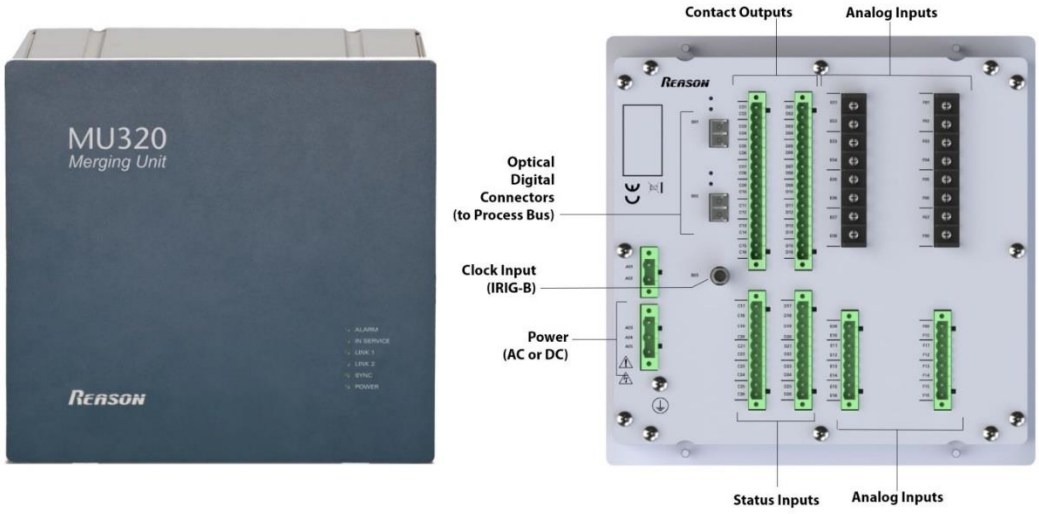


Figura 6.81: Organización típica del hardware de la unidad de fusión

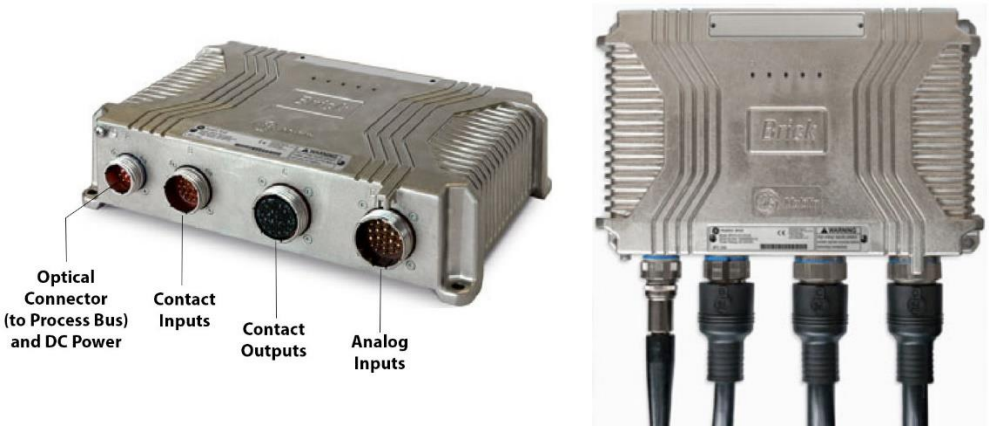
El formato de datos de salida de la unidad de fusión y el protocolo de comunicación se basan en el estándar IEC 61850. Se espera que este enfoque proporcione interoperabilidad, es decir, la combinación de unidades, relés y otros dispositivos electrónicos inteligentes de varios fabricantes deberían poder funcionar juntos y compartir los datos medidos. Sin embargo, en la práctica, dado que el estándar IEC61850 es muy complejo y deja muchos aspectos de las definiciones de datos a los fabricantes de equipos, esto puede no ser tan sencillo.

La aplicación de unidades de fusión a arreglos típicos de subestaciones se ilustra en las Figuras 6.83, 6,84, un 6,85. Los relés de protección y otros dispositivos recogen las medidas deseadas del bus de proceso en forma digital. Este enfoque reduce el cableado necesario, ya que cada salida analógica del transformador de instrumentos solo debe conectarse a un único dispositivo de adquisición de datos. Además, algunas unidades de fusión están diseñadas para ubicarse al aire libre (y muy cerca de los transformadores de medida) reduciendo así aún más las longitudes de los cables secundarios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)



(C)

Figura 6.82: Ejemplos de fusión de unidades por motivo y GE
(a) GE Reason MU320, (b) GE Hard Fiber, (c) Siemens Siprotec

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

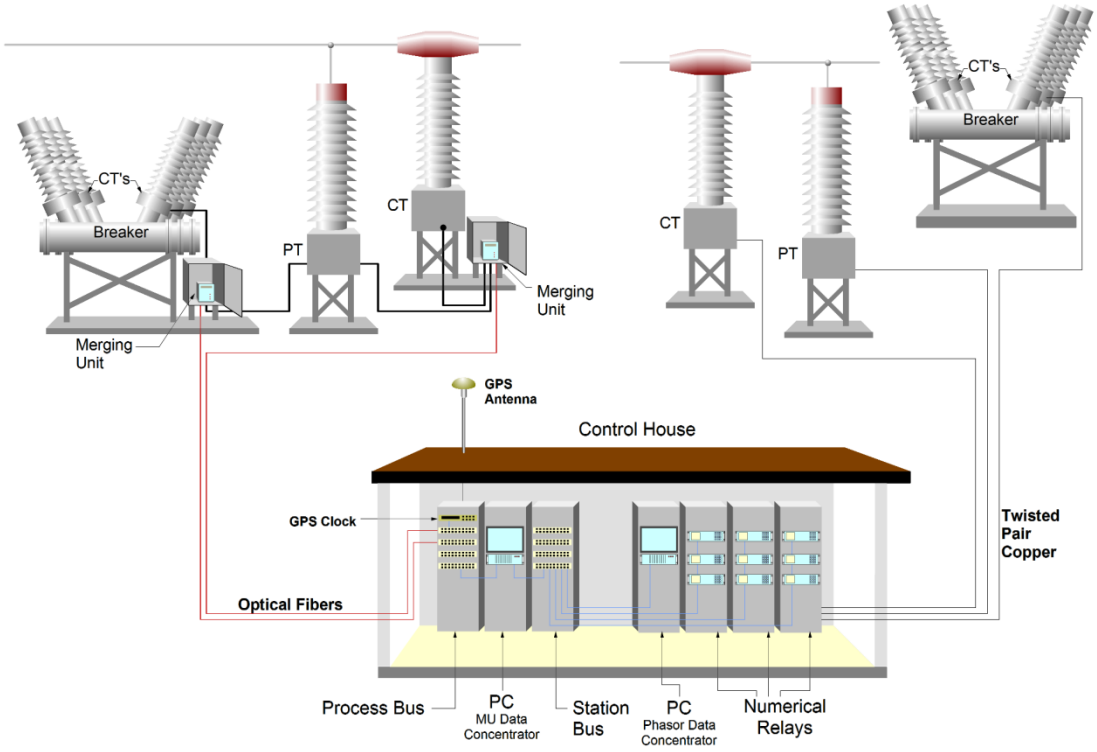


Figura 6.83: Ejemplo de disposición física de unidades de fusión

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

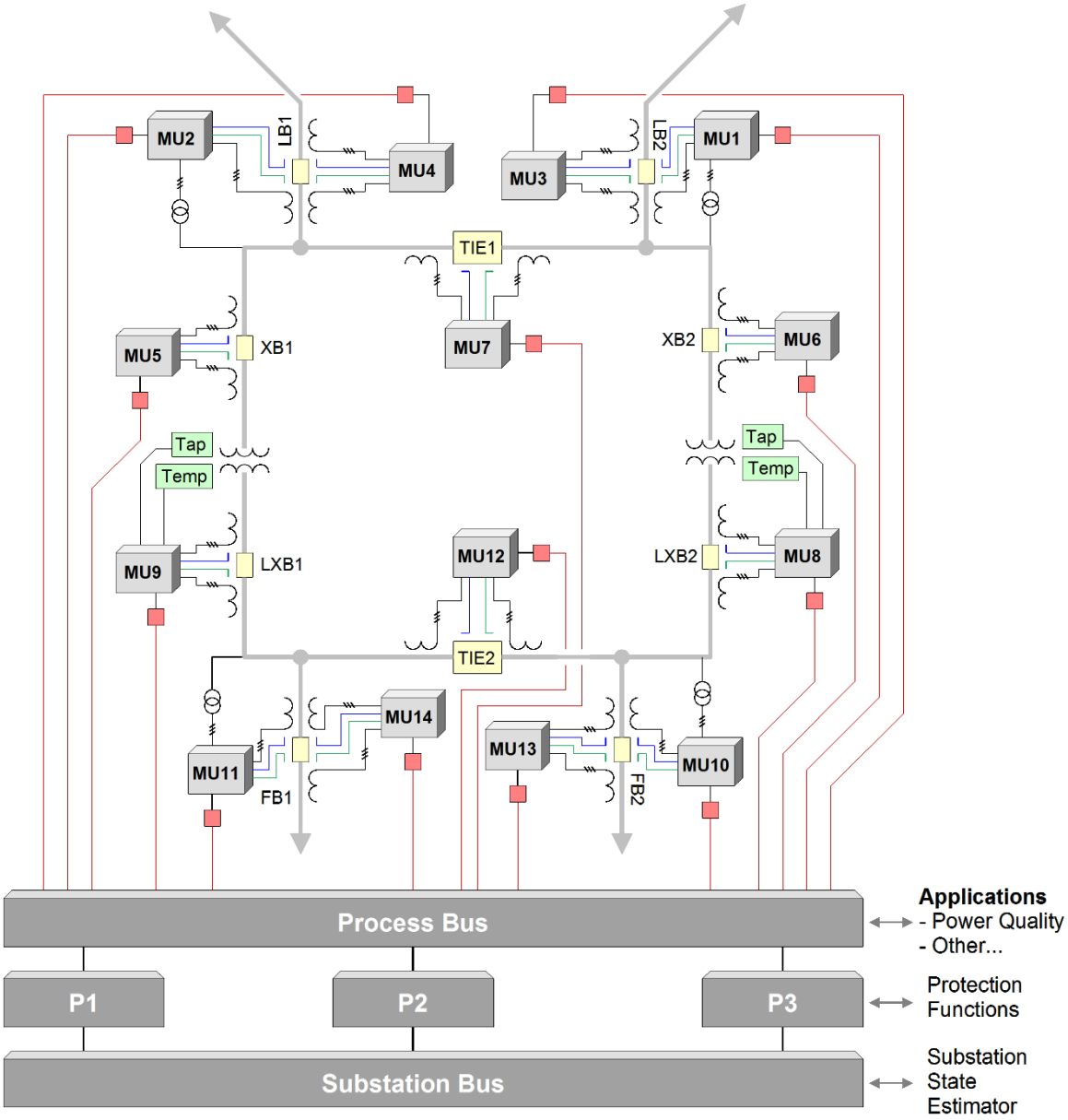


Figura 6.84: Organización de la aplicación de la unidad de fusión

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

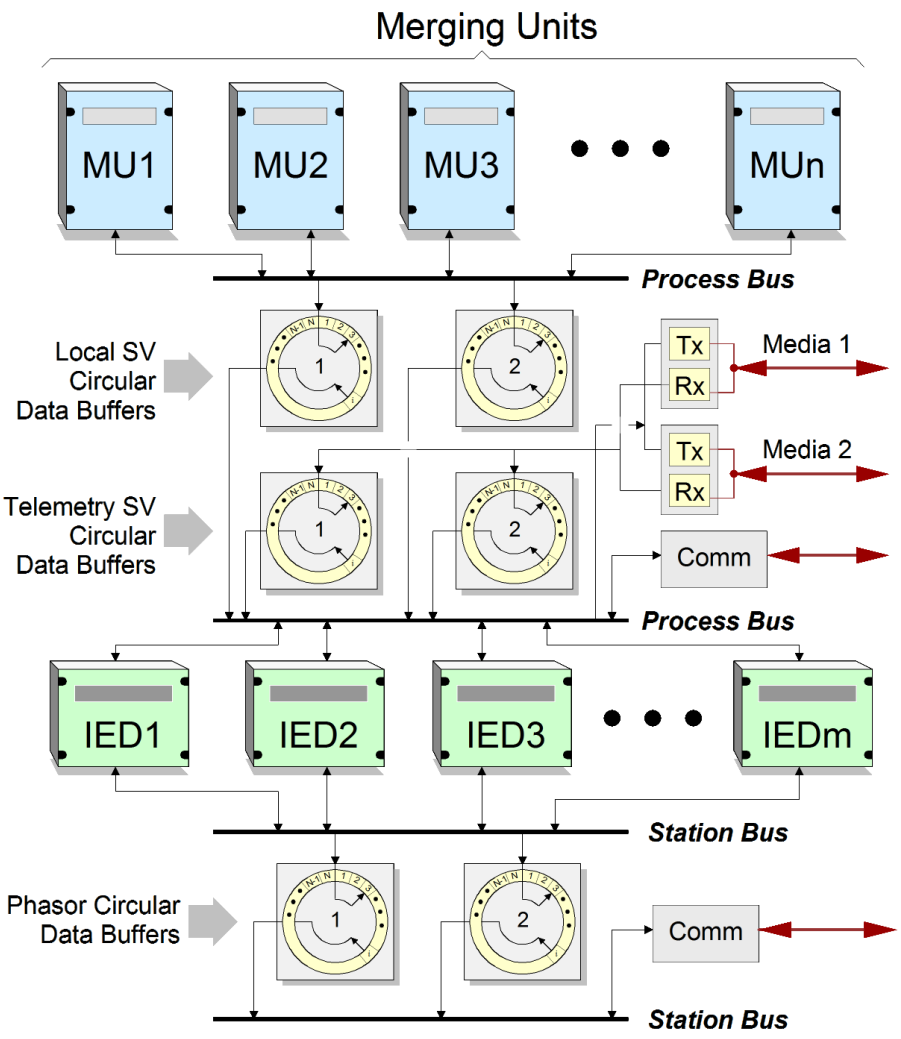


Figura 6.85: Organización de la aplicación de la unidad de fusión

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.10 El estándar de sincrofasores IEEE

IEEE ha creado un estándar que define tanto los procedimientos de medición como la transmisión de las mediciones de fasores. La norma original fue creada en 1995, actualizada en 2005 y en 2011. La versión 2011 se ha dividido en dos documentos, Std-C37.118.1 y Std-C37.118.2. El primer documento cubre las técnicas de medición, mientras que el segundo documento las comunicaciones. A continuación se incluye una breve descripción de los conceptos definidos en la norma.

El estándar introduce el término "Sincrofasor" definido como un fasor con magnitud igual al valor RMS de una forma de onda de voltaje o corriente monitoreada, y ángulo de fase definido usando una función coseno, a la frecuencia nominal del sistema, referenciada al "Tiempo Universal Coordinado" (UTC). Específicamente la magnitud X_{metro} y fase φ Los ángulos están definidos por la ecuación:

$$( ) = \sqrt{2}\ \overline{\cos}\ (\quad + \ )$$

donde x (t) es la forma de onda de voltaje o corriente monitoreada y ω es la frecuencia base nominal del sistema. De esta definición se deduce que un sincrofasor con un ángulo de fase de 0 grados corresponde a una función sinusoidal que alcanza su valor máximo en el segundo vuelco UTC, mientras que una función sinusoidal con un cruce por cero de pendiente positiva que ocurre en el segundo UTC tiene un ángulo de fase de -90 grados.

Tenga en cuenta que, dado que los sincrofasores siempre están referenciados a la frecuencia base nominal del sistema, el ángulo de fase de un sincrofasor con frecuencia inferior a la frecuencia nominal disminuye voluntad con el tiempo. Este fenómeno se ilustra gráficamente en la Figura 6.86.

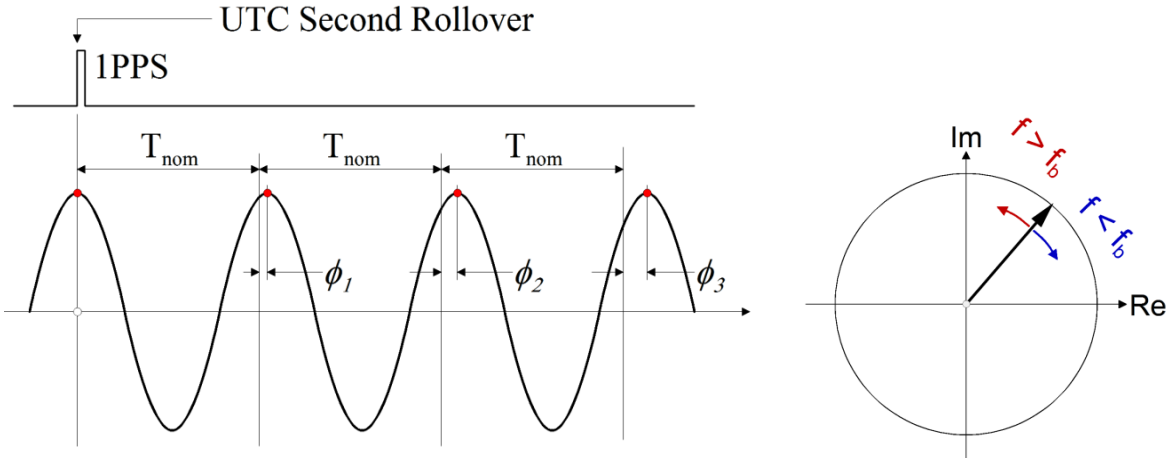


Figura 6.86: Variación del ángulo de fase del sincrofasor en frecuencias fuera de los nominales

El primer ciclo de esta Figura alcanza su valor máximo en el segundo instante de tiempo de renovación UTC, mientras que los ciclos sucesivos alcanzan sus valores máximos en instantes de tiempo que se retrasan cada vez más desde el inicio de la ventana del período nominal correspondiente. Al trazar este sincrofasor en un plano complejo, parecerá girar en el sentido de las agujas del reloj a una velocidad igual a la

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

diferencia entre las frecuencias nominales y reales. Por el contrario, si la frecuencia real es más alta que la frecuencia nominal, el sincrofasor girará en sentido antihorario.

Tenga en cuenta que el segundo instante de tiempo de sustitución UTC corresponde al flanco ascendente de una señal de temporización denominada señal de “Un pulso por segundo” (1PPS) (consulte la Figura 2.21). Esta señal es una salida común de los relojes basados en GPS. Es una señal que proporciona precisión de sincronización con una resolución típica de menos de un microsegundo. Esta señal se transmite típicamente junto con una señal IRIG modulada en AM para lograr una sincronización de alta resolución. No es necesario si la señal IRIG no está modulada o si está modulada "Modified Manchester".

El estándar de sincrofasores IEEE requiere que un dispositivo que mida fasores, denominado Unidad de medición de fasores (PMU) genere un flujo de datos que contenga sincrofasores de las formas de onda de voltaje y corriente monitoreadas, así como la frecuencia del sistema y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) derivado de las formas de onda monitoreadas. Estos datos deben escribirse en "marcos de datos" y transmitirse normalmente a través de una red de área amplia a otros dispositivos. El estándar define un conjunto mínimo de velocidades de transmisión de tramas de datos que una PMU debe ser capaz de generar. Para sistemas de 60 Hz, las PMU deben poder generar tramas de datos de sincrofasores a velocidades de 10, 12, 15, 20, 30 y 60 sincrofasores por segundo. A todas las velocidades, siempre debe haber un fasor correspondiente al traspaso de la hora UTC, y las muestras restantes deben tomarse a intervalos de tiempo uniformemente espaciados.

El estándar de sincrofasores IEEE especifica límites en el error de medición del sincrofasor, así como la frecuencia y la tasa de cambio de los errores de medición de frecuencia. El error del sincrofasor se expresa en términos del "Error total del vector". El error vectorial total (TVE) se ilustra en la Figura 6.87 y se define como la magnitud de la diferencia entre el fasor medido y el fasor exacto teórico. Una desventaja del TVE es que no distingue entre errores de magnitud y de fase. Para ciertas aplicaciones para las que el error de fase es más crítico que el error de magnitud (por ejemplo, cálculos de flujo de potencia real), es preferible una especificación de error de fase y magnitud separada.

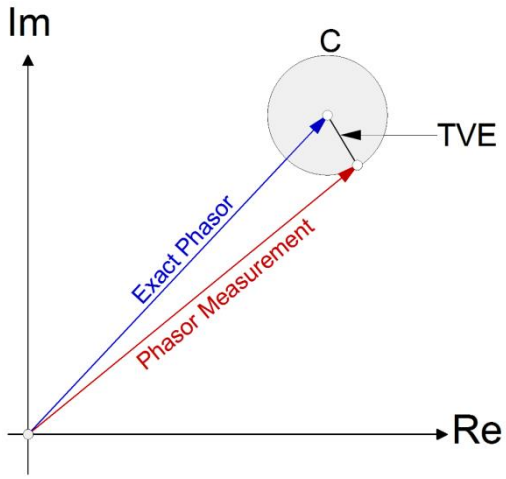


Figura 6.87: Error total del vector

Tenga en cuenta que el error de medición del sincrofasor puede variar considerablemente según las condiciones de las señales medidas. Dependiendo del algoritmo utilizado para extraer fasores de

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

datos de forma de onda muestreados, el error puede ser considerablemente mayor durante los transitorios (como la variación de magnitud o frecuencia) y la distorsión armónica de la forma de onda. Por ejemplo, en varias implementaciones de PMU se utilizan filtros de promediado para reducir errores durante las condiciones de estado estable. Sin embargo, estos filtros pueden aumentar los errores fasoriales calculados durante condiciones transitorias. Por lo tanto, es importante probar los algoritmos de cálculo de fasores frente a una variedad de condiciones de señal.

El estándar de sincrofasores IEEE incluye una especificación detallada del formato de los datos transmitidos. Específicamente, se definen dos tipos de tramas de sincrofasores: (a) tramas de configuración y (b) tramas de datos. Los marcos de configuración contienen información de configuración de PMU, como el número de canales de entrada, nombres de canal, nombre de estación, codificación numérica (punto flotante o entero), etc.La información en los marcos de configuración cambia con poca frecuencia y, por lo tanto, los marcos de configuración se transmiten solo después de una solicitud de un dispositivo que recibe la corriente de sincrofasor. Los marcos de datos contienen la marca de tiempo del marco, los indicadores de calidad del reloj, los valores fasoriales medidos, la frecuencia medida del sistema y el ROCOF. El estándar también permite la transmisión de una serie de valores analógicos y discretos. Estos valores se utilizan normalmente para transmitir datos de estado de la estación, como la configuración de las tomas del transformador y el estado del interruptor. Todos los valores de los marcos de datos están codificados en forma binaria, lo que da como resultado un formato de mensaje muy compacto.

6.11 Resumen y discusión

Este capítulo presentó la instrumentación típica para aplicaciones de relés.

A COMPLETAR.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

6.12 Problemas

Problema P6.1: Un transformador de corriente 3000: 5 consta de un núcleo magnético toroidal. La sección transversal del núcleo es circular con un diámetro de 4.0 cm. El material del núcleo se satura a B = 0,5 Tesla. La impedancia total en el secundario del TC, incluida la bobina / cableado y las cargas, es de 2,8 ohmios.

(a) Calcule la corriente primaria máxima de 60 Hz que no saturará el TC.

(B) Un ingeniero desea que este TC pueda desarrollar un voltaje máximo de 350 voltios (rms) en el secundario sin saturación. ¿Cuál debería ser el radio del núcleo en este caso?

Solución: El número de vueltas en el secundario es: 3000/5 = 600. El flujo máximo en el núcleo es:

$$= (0.5\ ) \quad _2 = 0.000628318 \text{ Wb}$$

Y el voltaje máximo que se puede desarrollar:

$$= \quad (600) = 142{,}1$$

La corriente secundaria que provoca esta tensión será: 35,89 Arms.

Problema P6.2: Un ingeniero de protección requiere un transformador de corriente 3000: 5 para una aplicación específica en la que la impedancia neta del circuito secundario será de 1,6 ohmios y la corriente máxima en el circuito secundario puede ser de 100 amperios. El CT está diseñado con un núcleo magnético toroidal de sección transversal circular. El material del núcleo se satura a B = 0,6 Tesla. Calcule el radio del núcleo para que el CT no se sature en ninguna de las condiciones previstas.

Problema P6.3: Las características de saturación de 60 Hz de un transformador de corriente de 1200: 5 se dan en la Figura P6.4. La resistencia total en el secundario del TC es de 0,2 ohmios (carga más resistencia de cable y alambre). (a) Calcule la inductancia de magnetización de CT referida al secundario asumiendo que no ocurre saturación. (b) Calcule la corriente directa primaria máxima que el TC puede sostener indefinidamente sin saturarse. (c) Calcule la corriente primaria sinusoidal máxima de 10 Hz en estado estable que el TC puede sostener sin saturación. (d) En t = 0, una corriente continua de 240 amperios comienza a fluir a través del primario (no hay otra corriente presente). Calcule el instante de tiempo en el que se saturará el CT. (Suponga que antes de la corriente continua el núcleo fluir el CT no estaba magnetizado).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

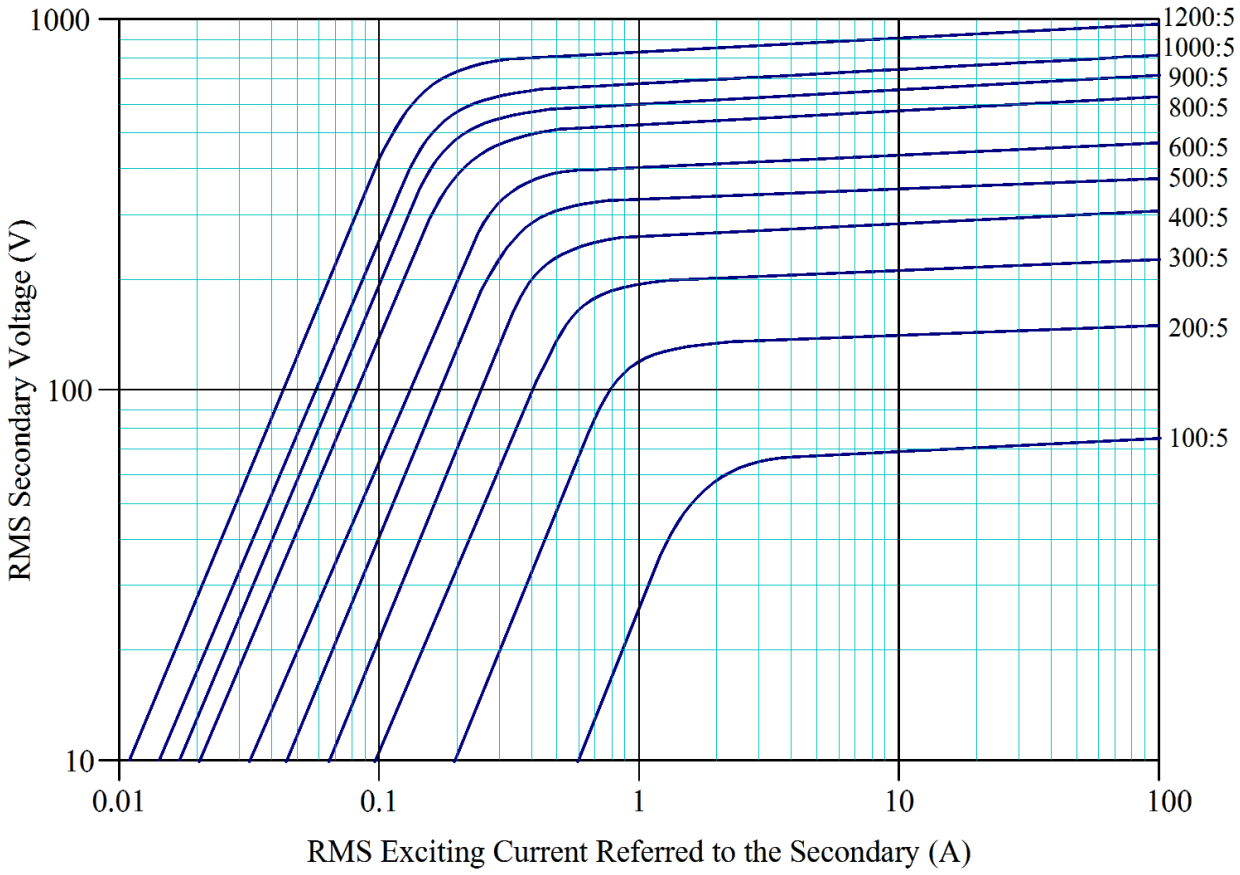


Figura P6.4

Solución: (a) De la Figura P6.4 obtenemos:

a 0,1 A, el voltaje es de 425 voltios. Por lo tanto

$$L_{metro} \quad \frac{X_{metro}}{} \quad \frac{425\,V}{0{,}1A\ 377\,rad/\text{segundo}} \quad 11.27\ H$$

Problema P6.4: El circuito equivalente de un transformador de potencial de 200kV: 67V se ilustra en la Figura P6.5. Calcule la función de transferencia de este PT en el rango de frecuencia de 10 Hz a 1200 Hz. Los parámetros indicados en la figura son: L_m =20 000 H, r_1 =24.000 ohmios, L_1 =640 H, r_2 =0,003 ohmios, L_2 =0,00007 H, C = 2,5 nF.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

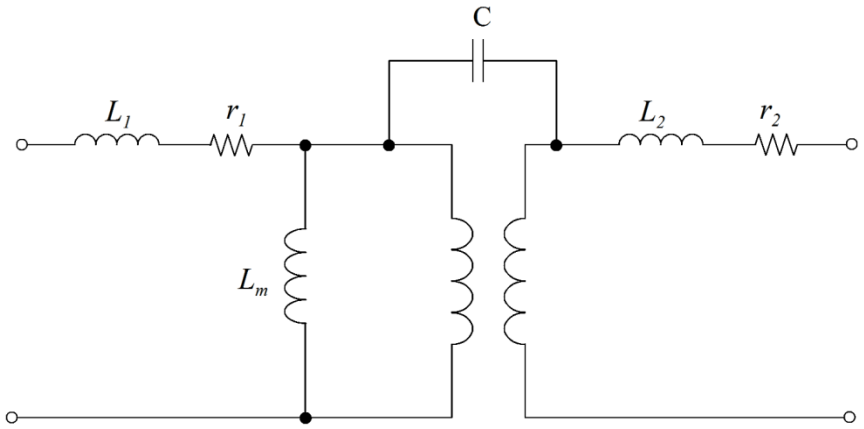


Figura P6.5

Problema P6.5: El circuito equivalente de un transformador de corriente de 2400: 5 se ilustra en la figura P6.6. La impedancia total en el secundario de este CT es Z = 2.3 + j0.0012f ohms, donde f es la frecuencia en Hz. Calcule la función de transferencia de este CT en el rango de frecuencia de 10 Hz a 1200 Hz. La función de transferencia se define como la relación entre la corriente primaria y la corriente en la carga del circuito.

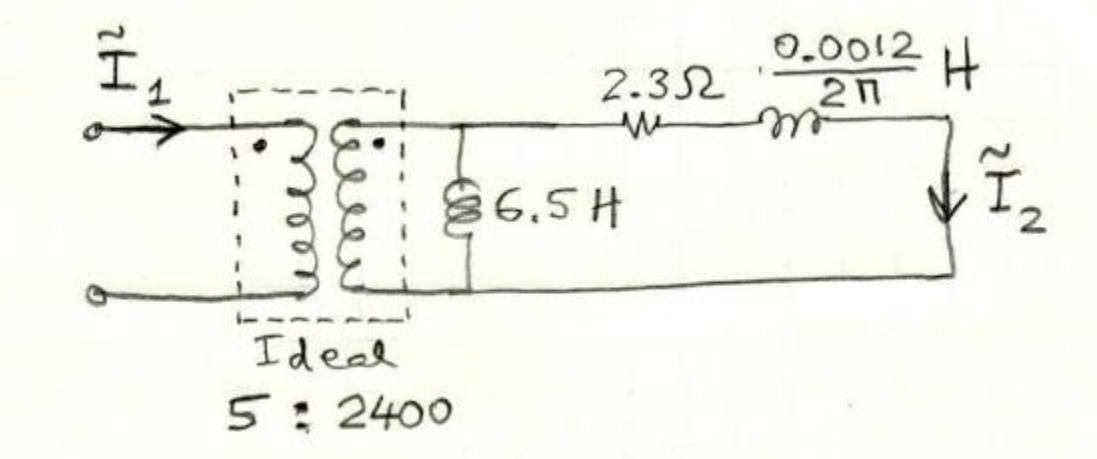


Figura P6.6

Problema P6.6: La corriente eléctrica en un circuito tiene los siguientes armónicos reales:

Armónico Pedido	**Corriente armónica Magnitud (Amperios)**
1	120
3	25
5	11
7	5

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La corriente eléctrica se mide con un medidor de armónicos que tiene un convertidor A / D de 8 bits y un ajuste de corriente de 1, 10, 100, 200 amperios. Calcule el error de digitalización mínimo para el 7th armónico.

Solución: La resolución del convertidor A / D es:

$$\text{Resolución} \quad \frac{1}{2_8} \quad 0{,}00391$$

El rango mínimo que podemos seleccionar es 200 A. En este rango, la resolución en amperios absolutos es:

(0,00391) (200 A) = 0,78125 A.

El error máximo digitalizado para el 7th armónico es:

$$error \quad \frac{0{,}78125A}{5A} 100 \quad 15{,}6\%$$

Problema P6.7: Es deseable monitorear los armónicos en el lado de 13.8 kV de un servicio entrante a una planta de energía. Por esta razón, los PT y CT se instalan en el lado de 13,8 kV del transformador de potencia. La salida de los PT y CT se lleva a la sala de control que se encuentra a 600 pies del transformador a través de pares de conductores de cobre de calibre 10. Los medidores son grabadores digitales de 12 bits. Calcule el error general de los 11th medición armónica.

comprobar a continuación ...

Problema P6.8: Un transformador de corriente de 2400: 5 consta de un núcleo magnético toroidal. La sección transversal del núcleo es circular con un diámetro de 3,5 cm. El material del núcleo se satura a B = 0,5 Tesla. La impedancia total en el secundario del TC, incluidas las cargas y la impedancia del devanado, es de 2,8 ohmios. Calcule la corriente primaria máxima de 60 Hz que no saturará el TC (es decir, calcule la corriente primaria máxima de 60 Hz que dará como resultado una densidad de flujo magnético máxima en el material del núcleo de 0,5 Tesla).

Un ingeniero desea que este TC pueda desarrollar un voltaje máximo de 400 voltios (rms) en el secundario cuando la corriente del secundario es de 100 amperios sin saturación. ¿Cuál debería ser el radio del núcleo en este caso?

Solución: Primero, el número de vueltas en el circuito secundario se calcula a partir de:

N1 / N2 = 5/2400, N1 = 1. Por tanto, N2 = 2400/5 = 480.

continuará...

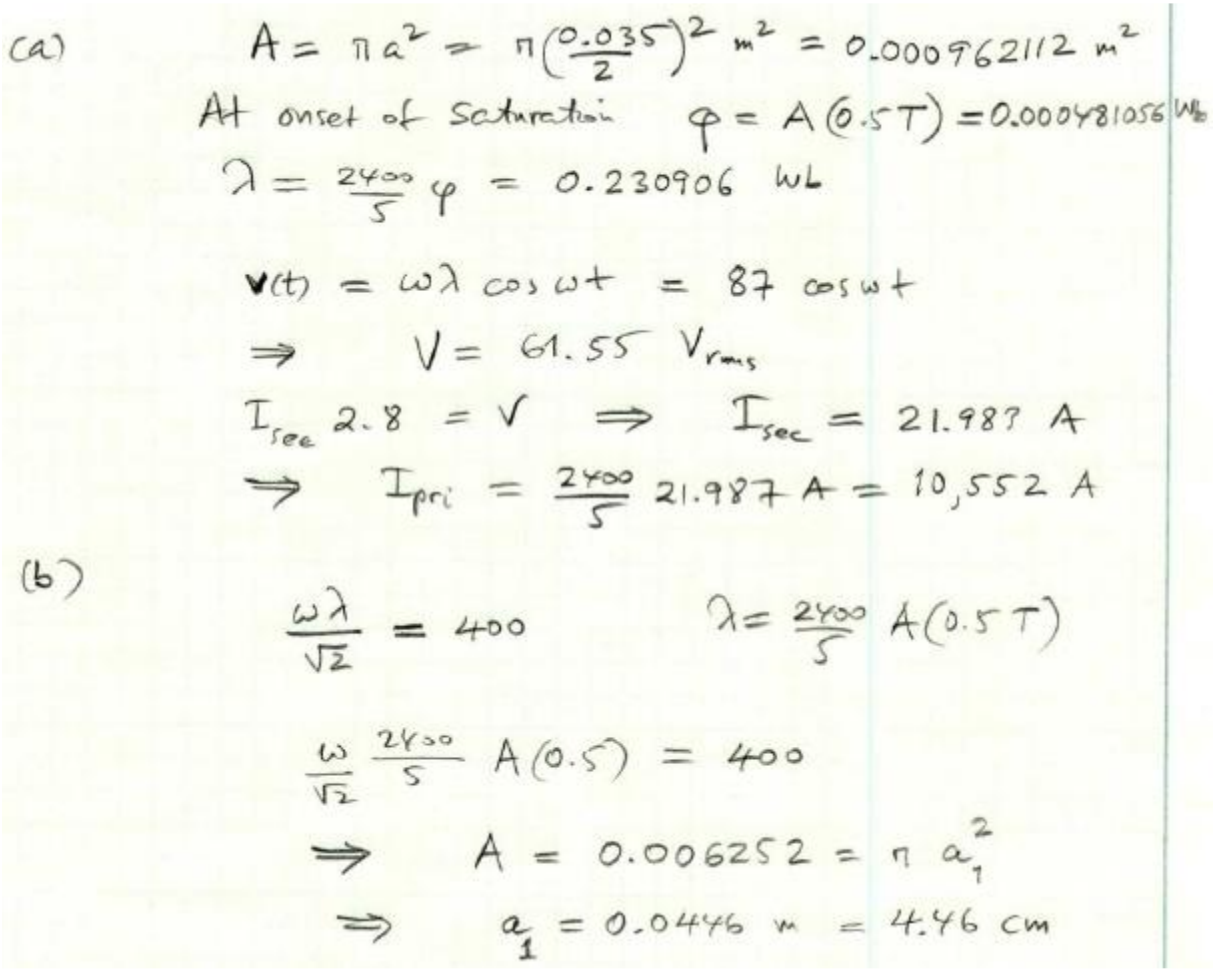
Problema P6.9: Un transformador de corriente de 2400: 5 consta de un núcleo magnético toroidal. La sección transversal del núcleo es circular con un diámetro de 3,5 cm. El material del núcleo se satura en B = 0.5

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tesla. La impedancia total en el secundario del TC es de 2,8 ohmios. Calcule la corriente primaria máxima de 60 Hz que no saturará el TC (es decir, calcule la corriente primaria máxima de 60 Hz que dará como resultado una densidad de flujo magnético máxima en el material del núcleo de 0,5 Tesla).

Un ingeniero desea que este TC pueda desarrollar un voltaje máximo de 400 voltios (rms) en el secundario cuando la corriente del secundario es de 100 amperios sin saturación. Qué ¿Debería ser el radio del núcleo en este caso?

Solución:



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 7 ***2 Protección del transformador*** ***2***

7.1 Introducción **2**

7.2 Dispositivos de protección del transformador **3**

7.3 Esquemas típicos de protección de transformadores **6**

7.4 Protección contra sobrecorriente del transformador **8**

7.5 Protección diferencial del transformador **10**

7.6 Factores que afectan la protección diferencial del transformador **13**

7.6.1 Relaciones de transformadores de corriente no coincidentes 13

7.6.2 Transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (TCUL) 13

7.6.3 Corrientes de irrupción del transformador 14

7.6.4 Saturación de CT 20

7.7 Protección del transformador trifásico **21**

7.8 Protección de falla a tierra restringida (REF) **26**

7.9 Protección del autotransformador **27**

7.10 Protección del transformador de tres devanados **28**

7.11 Protección del transformador de cambio de fase **28**

Protección de 7.12 voltios por hercio **28**

7.13 Ejemplo de visualización de relé diferencial **30**

7.14 Protección de transformador basada en estimación de estado dinámico **32**

7.15 Resumen y discusión **32**

7.16 Problemas **33**

Capítulo 7
Protección del transformador

7.1 Introducción

En este capítulo, nos enfocamos en la protección de transformadores de potencia. Hay muchos diseños diferentes de transformadores de potencia y el diseño y tamaño del transformador afecta las funciones y la filosofía de protección. La mayoría de los transformadores de potencia están llenos de aceite (aislados en aceite), transformadores con núcleo de hierro. Muchos de estos transformadores tienen la capacidad de regular (a) el voltaje o (b) el cambio de fase entre los dos lados del transformador se puede cambiar bajo carga. Los transformadores reguladores de voltaje están equipados con un mecanismo de cambio de toma. Los transformadores de regulación de cambio de fase son más complicados ya que tienen bobinas adicionales que se controlan por derivación y se pueden insertar en serie en el circuito. Este capítulo se centra en los transformadores de potencia con o sin capacidad de regulación. Hay otros tipos de transformadores de potencia, por ejemplo, transformadores aislados en aire. Para la protección de otros tipos de transformadores, se anima al lector a consultar una serie de excelentes referencias que abordan la protección de estos transformadores.

La protección del transformador requiere que protejamos contra condiciones eléctricas anormales, así como condiciones mecánicas anormales. Las anomalías mecánicas de las que debemos protegernos son:

bajo nivel de aceite en el tanque principal y en el compartimiento de cambio de toma de carga (LTC), si existe una
alta temperatura del aceite en el tanque principal y el compartimiento del LTC
alta temperatura de bobinado (punto caliente)
Aumento repentino de la presión del aceite debido a una corriente de falla elevada u otros eventos.Funcionamiento del dispositivo de alivio de presión en el tanque principal y en el compartimiento del LTC.
pérdida de alimentación de CA para ventiladores y bombas

Para grandes transformadores de potencia se justifica la monitorización continua de las cantidades mecánicas del transformador. El sistema de monitoreo más común puede incluir sensores de temperatura del aceite en el tanque principal y el compartimiento LTC, temperatura del punto caliente, nivel de aceite, temperatura de bobinado, estado de ventiladores y bombas. Para cualquier condición anormal en el aceite, ventiladores, bombas, etc., el sistema de monitoreo emitirá alarmas que deben ser reconocidas por un operador. La razón es que los problemas mecánicos pueden tolerarse durante un tiempo relativamente largo durante el cual el problema puede corregirse sin interrumpir el funcionamiento del transformador.

Además, pueden ocurrir una serie de condiciones eléctricas anormales en el transformador. Los tipos de los fenómenos que deben ser considerados son:

Fallos internos, fase a tierra, fase a fase, etc. (fallos de bobinado)
Fallos del colgador de grifos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Gire para convertir fallas
Fallas de bujes
Fallos centrales
Fallos de la placa de terminales
Sobreexcitación
Subfrecuencia
Saturación del núcleo del transformador
Armónicos excesivos y sobrecalentamiento del transformador

Para estas condiciones, los relés deben reconocer la condición y desconectar el transformador antes de que se pueda infligir cualquier daño adicional al transformador. Algunas de estas fallas requieren la desconexión inmediata del transformador (por ejemplo, fallas internas) y otras se desarrollan con el tiempo hasta el punto en que se producirán daños en el transformador (por ejemplo, saturación del núcleo del transformador). Los esquemas de protección para la protección del transformador contra anomalías mecánicas y eléctricas se discutirán a continuación.

7.2 Dispositivos de protección de transformadores

El monitoreo de los parámetros mecánicos del transformador se logra mediante varios tipos de sensores y relés especializados. La Figura 7.1 ilustra la disposición típica de los sensores en un transformador de potencia enfriado por aceite, incluidos los sensores de temperatura y varios tipos de sensores y relés de presión y caudal de aceite. En los siguientes párrafos proporcionamos breves descripciones de estos dispositivos.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

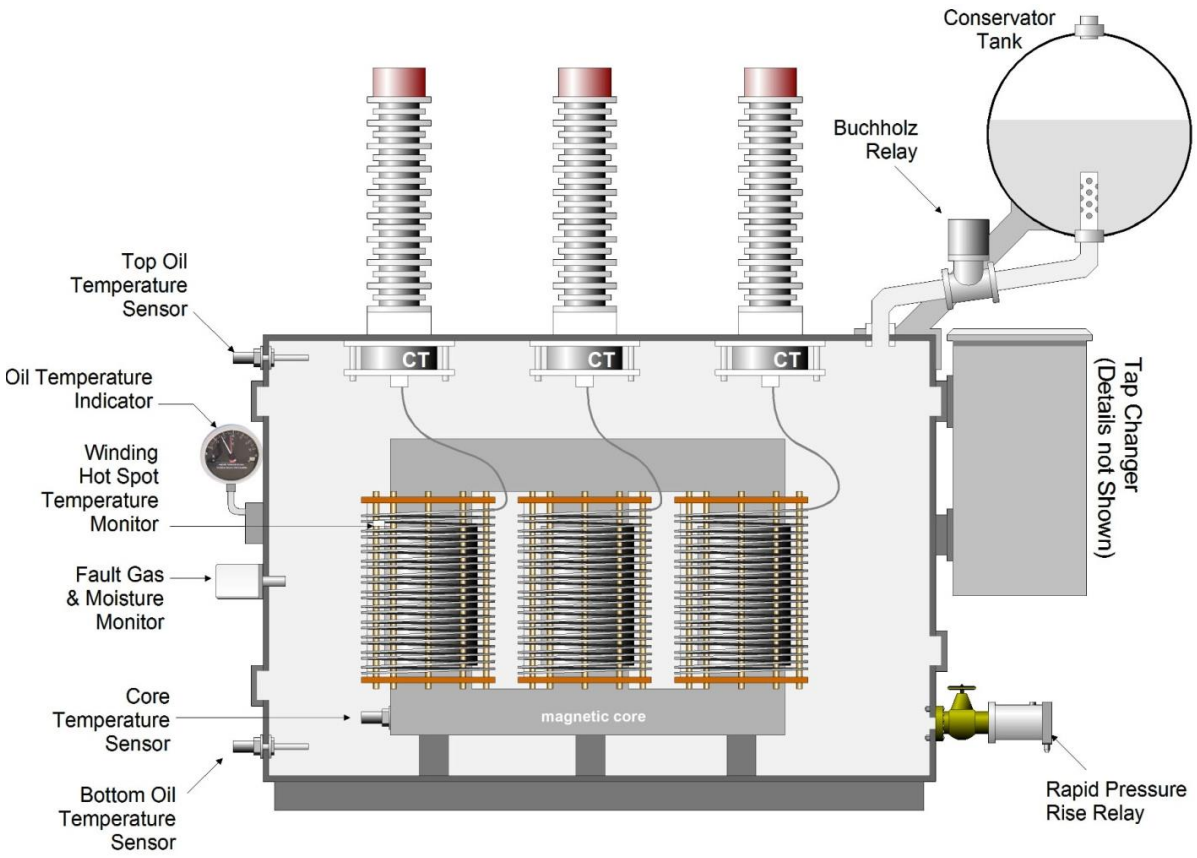


Figura 7.1: Dispositivos típicos de protección y monitoreo mecánico de transformadores

Sensores de temperatura monitorear la temperatura de los componentes del transformador, a saber, los devanados, el núcleo magnético, el aceite de refrigeración, el tanque, así como la temperatura ambiente. El seguimiento de la temperatura de los componentes del transformador es importante ya que la temperatura es un factor determinante del deterioro y falla del aislamiento. Además, el aumento extremo de la temperatura puede provocar una acumulación de presión y una falla catastrófica. Los sensores de temperatura del aceite generalmente se colocan cerca de la parte superior e inferior del tanque del recinto del transformador. Los sensores de temperatura adicionales miden la temperatura del núcleo magnético, la temperatura del gabinete y la temperatura ambiente (consulte la Figura 7.1). A partir de estas lecturas de temperatura, la temperatura del punto más caliente del transformador (temperatura del punto caliente) generalmente se estima de forma continua utilizando modelos informáticos.[0] se agrega a la estimación. La tecnología de sensores basada en fibra óptica desarrollada recientemente permite la detección directa de la temperatura de los conductores de bobinado. Tenga en cuenta que, por lo general, la ubicación del punto caliente estará en una interfaz de bobina / aceite. Las temperaturas estimadas o medidas del punto caliente generan alarmas cuando se exceden los límites de temperatura específicos, y también pueden usarse en esquemas que limitan la carga del transformador para mantener la temperatura del punto caliente por debajo del umbral deseable (Carga dinámica).

Varios tipos de sensores de presión y flujo de aceite se utilizan comúnmente en transformadores de potencia llenos de aceite. La "***Relé de aumento rápido de presión "***(parte inferior derecha de la Figura 7.1) monitorea la presión del aceite y envía una señal si la presión del aceite aumenta más rápido que un cierto umbral. El aumento rápido de la presión del aceite puede deberse a una falla interna o una sobrecarga y puede resultar en

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

daño severo o ruptura de la caja del transformador. Esta señal se puede utilizar como un indicador de alarma o como una señal de disparo del interruptor para desconectar el transformador dependiendo de la gravedad de la acumulación de presión.

Otro dispositivo de monitoreo de aceite de transformador de uso común es el "***Relé Buchholz ".*** Este dispositivo generalmente se instala a lo largo de la tubería que conecta el tanque del recinto del transformador al tanque conservador (Ver Figura 7.1). El tanque conservador es un depósito de aceite generalmente suspendido sobre la carcasa del transformador principal y asegura que todos los componentes eléctricos del transformador estén sumergidos en aceite. El aceite del recinto del transformador puede fluir hacia el conservador a través de una tubería que permite la expansión del aceite con el aumento de temperatura. También se puede colocar un relé Buchholz entre la caja del transformador principal y la caja del cambiador de tomas. En ambos casos, este dispositivo detecta (a) la tasa de flujo de aceite entre el gabinete principal y el gabinete del conservador o cambiador de tomas (b) el nivel de aceite y (c) la presencia de gas. La detección se logra mediante un sistema mecánico que consta de paletas y flotadores. La figura 7.2 ilustra el mecanismo de relé de Buchholz. El flotador superior cae si se acumula gas en la parte superior de la cavidad del relé. El flotador inferior cae si toda la cavidad del relé está vacía de aceite. Una paleta unida al flotador inferior obliga al flotador a caer si el caudal de aceite excede un cierto umbral. Cada flotador activa un interruptor de mercurio que se puede usar para activar alarmas o proporcionar señales de disparo a los interruptores que aíslan el transformador. En aplicaciones típicas, el interruptor de flotador superior solo activa una alarma.

El alto caudal de aceite o la caída severa del nivel de aceite están asociados con condiciones más serias, como fallas internas o externas, por lo que el interruptor de flotador / paleta inferior generalmente proporciona una señal de disparo del interruptor que automáticamente pone el transformador fuera de servicio.

Las burbujas de gas en el aceite del transformador se deben típicamente a la formación de arco provocada por el deterioro del aislamiento. Los arcos prolongados pueden eventualmente conducir a fallas internas que pueden resultar en fallas catastróficas del transformador. Una alta concentración de gases en el aceite indica condiciones de deterioro de la capacidad aislante del aceite y, con el tiempo, provocará fallas. Hoy en día existen sistemas en línea que toman muestras del aceite y realizan análisis de gas. La caja del relé Buchholz generalmente incluye válvulas que permiten la extracción de muestras de petróleo y gas. Estos dispositivos son muy útiles para evaluar el estado del transformador y determinar cuándo se debe reemplazar el aceite del transformador.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

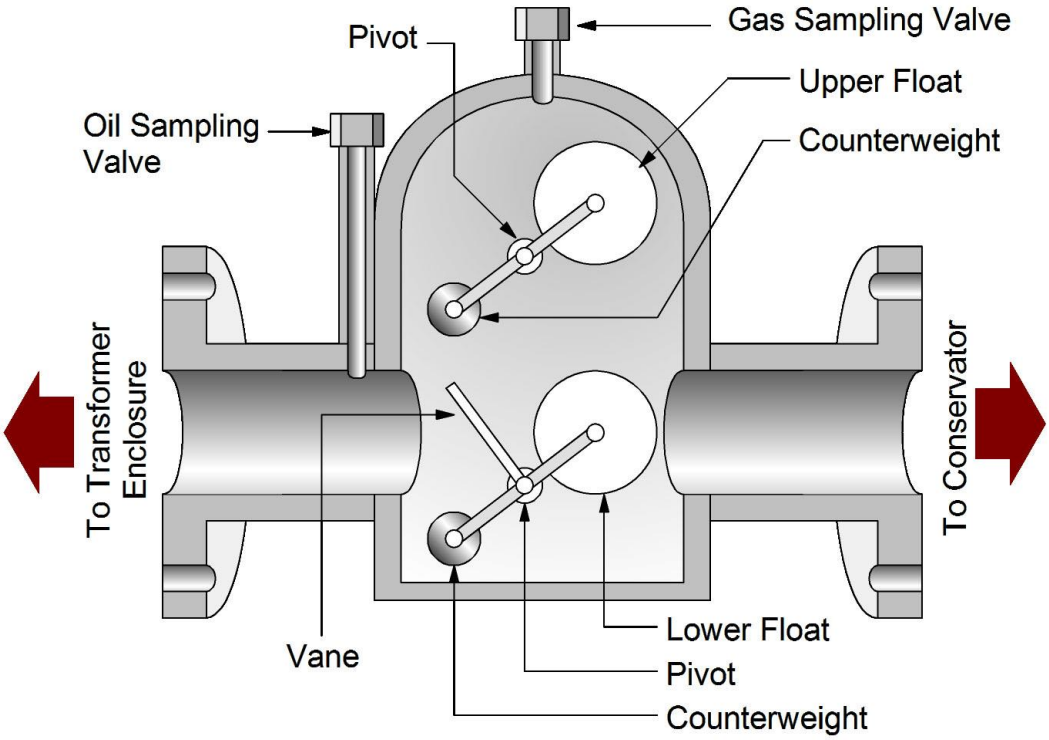


Figura 7.2: Mecanismo de relé de Buchholz

7.3 Esquemas típicos de protección de transformadores

Los transformadores pueden protegerse típicamente con fusibles, relés de sobrecorriente, relés diferenciales, relés de sobreexcitación (voltios sobre Hz), relés de temperatura, etc. El esquema específico depende de la importancia del transformador, el número y tipo de dispositivos de interrupción y el tipo de transformador. Esquemas típicos de protección de transformadores para un transformador de dos devanados con
En las Figuras 7.3, 7.4 y 7.5 se ilustran varios tipos de dispositivos de interrupción.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

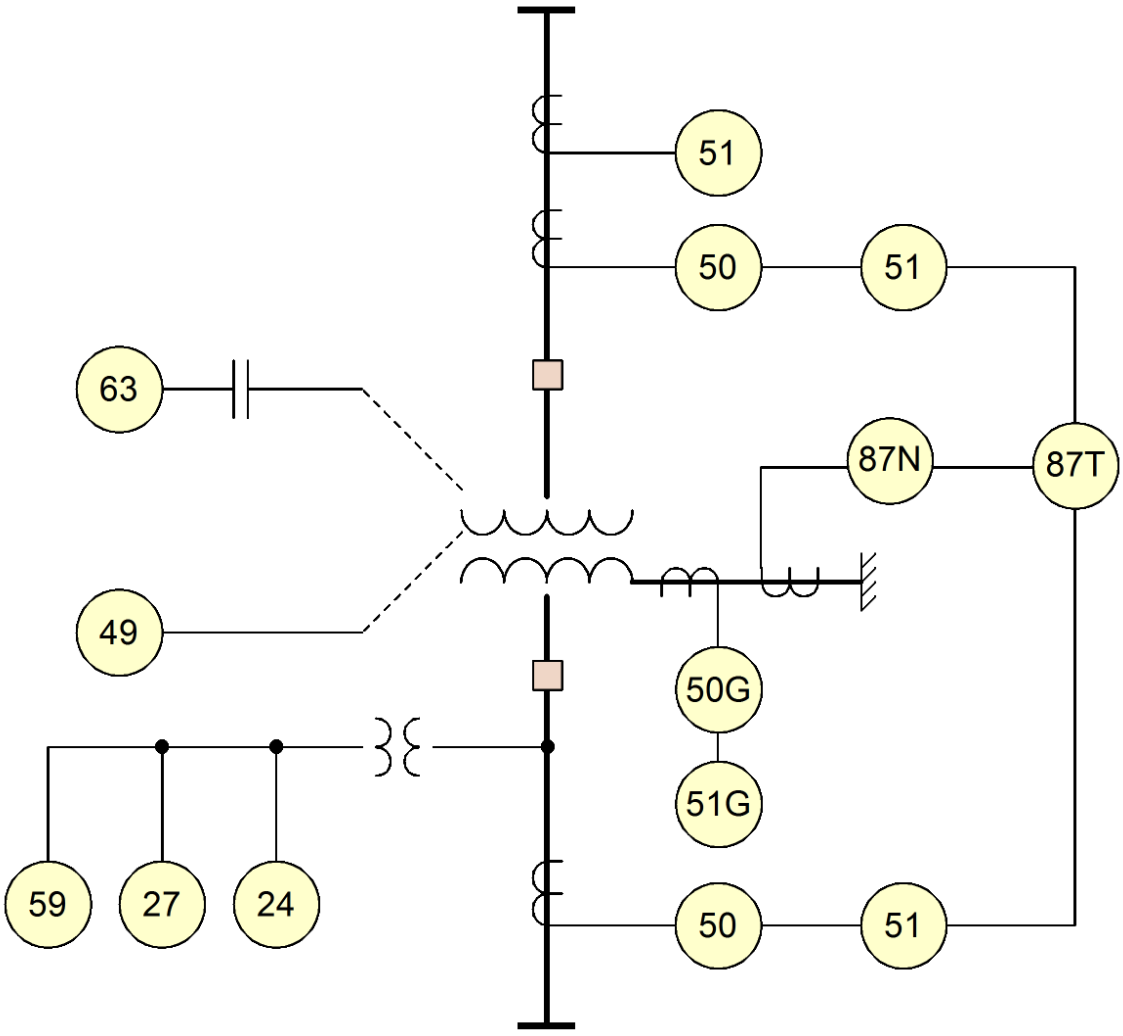


Figura 7.3: Esquema típico de protección de transformador: transformador con Rompedores en el lado alto y bajo

87: Diferencial
50: Actual instantánea
51: Interruptor de presión de
63: sobrecorriente de tiempo inverso
49: Térmico
59: Sobretensión
27: Subtensión
24: Voltios por Hertz

AGREGAR:
26
64

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

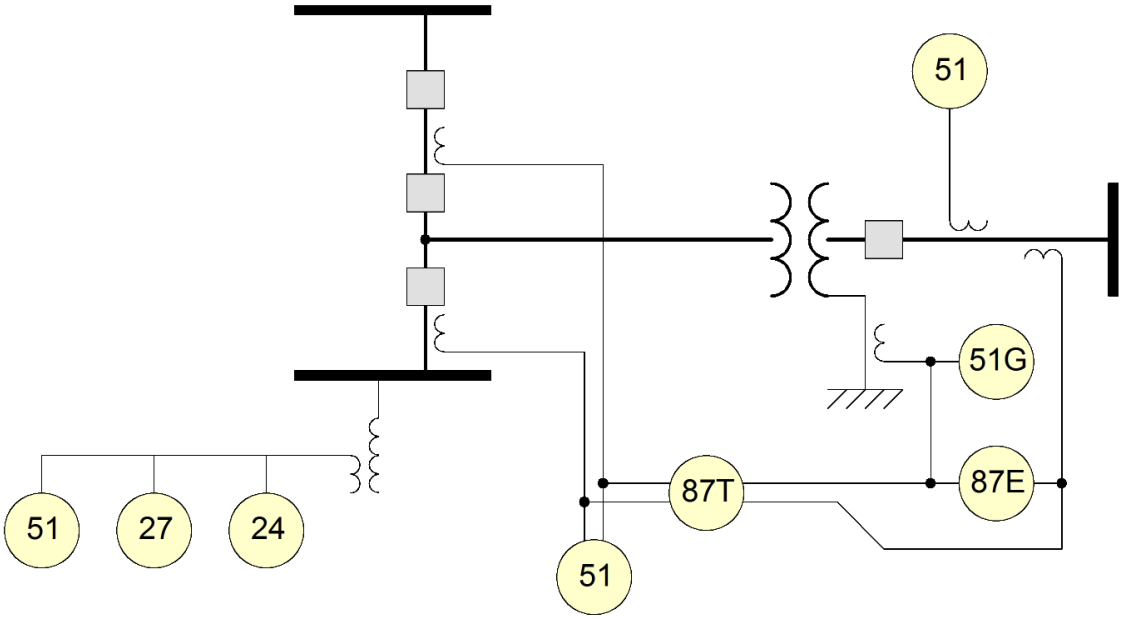


Figura 7.4: Esquemas típicos de protección de transformadores: transformador conectado a esquema de interruptor y medio en el lado alto y interruptor simple en el lado bajo
(87: diferencial, 51: sobreintensidad de tiempo inverso, 63: presostato, 49: térmica, 59: sobretensión, 27: Subtensión, 24: voltios por hercio)

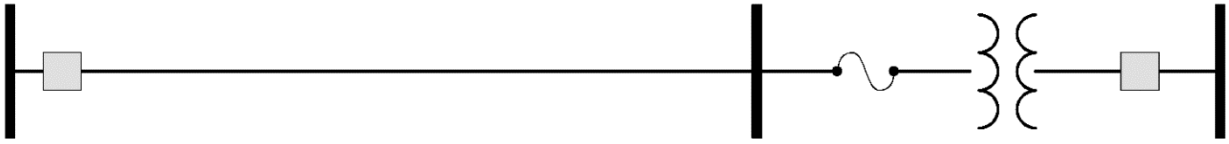


Figura 7.5: Esquemas típicos de protección de transformadores: el transformador está protegido con fusible en el lado alto y disyuntor en el lado bajo

El esquema de protección de un transformador generalmente incluye la función diferencial. Los relés diferenciales proporcionan una protección eficaz de los transformadores para prácticamente todas las fallas internas. Debido a las características específicas de los transformadores, como se discutirá más adelante, los relés diferenciales están algo insensibilizados para evitar falsos disparos. Estas características y fenómenos se discutirán en párrafos posteriores. Es importante tener en cuenta que los relés numéricos proporcionan métodos para mitigar muchas de las razones para desensibilizar los relés diferenciales y, por lo tanto, ofrecen una protección más sensible para los transformadores. Estos problemas se harán evidentes en la discusión de los siguientes párrafos.

7.4 Protección contra sobrecorriente del transformador

La protección contra sobrecorriente de los transformadores se logra con fusibles o relés de sobrecorriente o sobrecorriente direccionales. El esquema seleccionado depende de los dispositivos de interrupción seleccionados. Típico

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las configuraciones son: (a) fusible en el lado alto del transformador, interruptor en el lado bajo, (b) interruptores simples en el lado alto y bajo del transformador, (c) esquema de interruptor y medio en el lado alto del transformador transformador e interruptor simple en el lado bajo del transformador, y (d) esquema de interruptor de barra en anillo en el lado alto del transformador y interruptor simple en el lado bajo del transformador.

Debe entenderse que la protección contra sobrecorriente es solo una parte del esquema de protección general.

Transformador con fusible de lado alto / disyuntor de lado bajo: Este esquema de protección se puede aplicar en los casos en que un transformador esté conectado a través de una sola línea de transmisión al resto del sistema. El secundario del transformador normalmente sirve a un sistema de distribución. El flujo de energía en este caso es típicamente del lado alto al lado bajo. Por lo general, el fusible se selecciona para que se queme por fallas en cualquier parte del transformador, incluido el lado de bajo voltaje del transformador. El interruptor en el lado bajo protege contra fallas en los circuitos de distribución conectados al transformador. Específicamente, la protección contra sobrecorriente se configura de tal manera que cualquier falla aguas abajo del disyuntor sea eliminada por el disyuntor antes de que se queme el fusible. En otras palabras, los ajustes de protección contra sobrecorriente del interruptor deben coordinarse con el fusible.

Transformador con un solo interruptor en ambos lados: En este caso, se proporciona una sobrecorriente direccional instantánea y de tiempo en cada lado. Los ajustes se seleccionan para proporcionar protección para fallas en cualquier parte del transformador que llegue al otro lado del transformador y para coordinarse con otras funciones para evitar disparos por fallas externas.

Transformador con disyuntor lado 1 y medio / lado 2 disyuntor simple: Este caso es similar al caso anterior, excepto que la corriente en el lado 1 se obtiene a través de dos TC. La protección contra sobrecorriente es similar a la del caso anterior.

Transformador con esquema de disyuntor de bus de anillo del lado 1 / disyuntor simple del lado 2: Este caso también es similar al caso anterior. La corriente en el lado 1 también se obtiene a través de dos TC. La protección contra sobrecorriente es similar a la del caso anterior.

Un ejemplo ilustrará los ajustes para la protección contra sobrecorriente en transformadores.

Ejemplo E7.1: Considere el transformador de la figura 7.3. Suponga que el transformador es un transformador de 36/42/54 MVA, 115 kV / 13,8 kV. Un extenso análisis de fallas proporcionó los siguientes resultados:
(a) el rango de corriente de falla en el lado alto del transformador es: contribución directa a la red: 3 Fase: 4,7 kA, monofásico: 3,8 kA, contribución a través del transformador: trifásico: 1,7 kA, monofásico: 1,4 kA, y (b) el rango de corriente de falla en el lado de baja tensión del transformador es: contribución directa a la red: trifásico: 14,1 kA, monofásico : 11,4 kA, contribución a través del transformador: 3 Fase: 14,6 kA, monofásico: 11,9 kA.

Solución: Las corrientes nominales en los dos lados del transformador son:

$$I_{norte,115kV} \frac{54MVA}{115kV\sqrt{3}} \quad 0.2711kA, \quad I_{norte,13,8kV} \frac{54MVA}{13,8kV\sqrt{3}} \quad 2.259kA$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Considerando estas corrientes, la selección del TC para el lado de alto voltaje y el lado de bajo voltaje será 400: 5 y 4000: 5 respectivamente.

Continuará...

7.5 Protección diferencial del transformador

La protección diferencial es una función de protección popular, efectiva y segura para transformadores. Los transformadores presentan varios desafíos únicos en la aplicación de protección de relés diferenciales debido a relaciones de transformación variables, características de saturación y fenómenos de corrientes de irrupción.

Las fallas que afectan a los transformadores se pueden clasificar en externas e internas. Las fallas externas que pueden dañar los transformadores incluyen cortocircuitos del sistema externo, sobrecargas, sobretensiones y baja frecuencia. Las fallas internas se subdividen en fallas incipientes y fallas activas. Las fallas incipientes incluyen sobrecalentamiento, sobrepresión y exceso de flujo. Los relés diferenciales no pueden detectar fallas incipientes ya que no afectan significativamente las corrientes de los terminales. Las fallas activas incluyen cortocircuitos entre los devanados y el núcleo o el tanque del transformador, y cortocircuitos entre espiras de devanados iguales o diferentes. El principal objetivo de los relés diferenciales es la detección de fallas internas activas y desconectar el transformador lo más rápido posible.

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/N_2 relación de vueltas. Puedo$_1$ y yo$_2$ ser las corrientes primaria y secundaria. La protección diferencial del transformador se basa en la observación de que, en condiciones normales de funcionamiento, la relación de las corrientes primaria y secundaria es constante y aproximadamente igual a la inversa de las vueltas del transformador. proporción. Por lo tanto, la cantidad $I_O \; N_1 I_1 \; N_2 I_2$ 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. Para superar esta deficiencia, el concepto de *cantidad de restricción* es presentado, definido como $I_R = NI_1 + NI_2$. Se detecta una falla interna monitoreando si la relación I_O / I_R supera un cierto umbral.

La Figura 7.6 muestra una implementación de relé diferencial basada en el criterio anterior. 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 electromecánico de haz equilibrado, que se ilustra en la Figura 7.7. El relé se disparará (es decir, los contactos se cerrarán) si el par neto en la viga en movimiento es positivo. Despreciando el par debido al resorte, se puede demostrar que el relé se disparará si:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{I_O}{I_R} \quad K$$

dónde:

$$I_O \quad I_{S1} \quad I_{S2,} \text{ y } I_R \quad (I_{S1} \quad I_{S2)} / 2$$

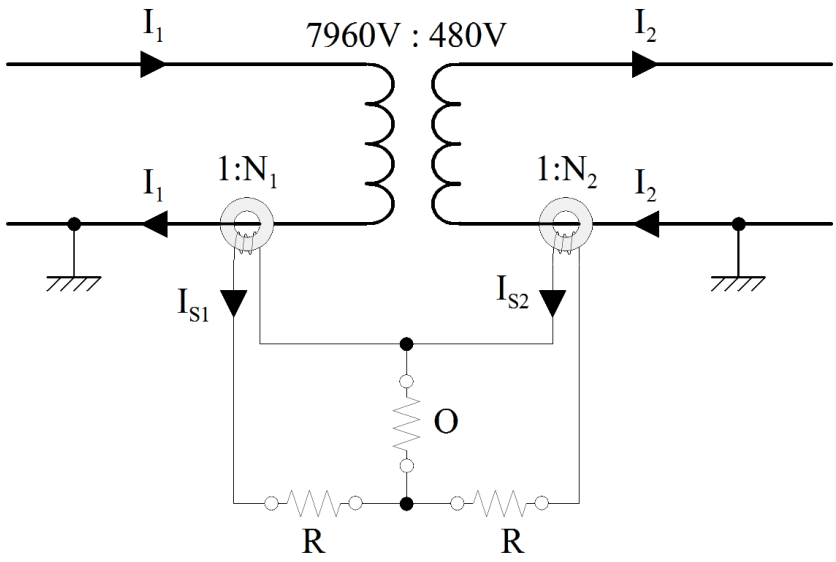


Figura 7.6: Protección diferencial de porcentaje de transformador monofásico

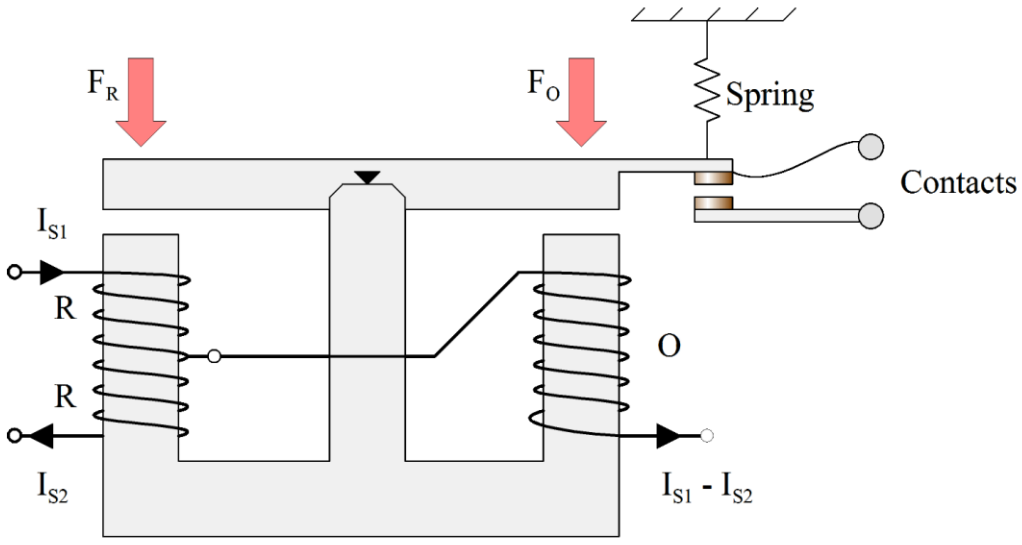


Figura 7.7: Implementación de relé diferencial porcentual a través de una viga de equilibrio

La constante K depende de la construcción del relé (número de vueltas de bobinado, longitudes del brazo de la viga, etc.). Los relés diferenciales de porcentaje también se pueden implementar con relés de disco de inducción donde

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

un disco de inducción energizado con la corriente de operación y otro con la corriente de restricción. Ambas implementaciones son relés electromecánicos. La constante K en los relés electromecánicos se puede seleccionar entre varios valores (como 10%, 25% y 50%). Los relés diferenciales porcentuales también se implementan en relés numéricos, en cuyo caso la constante K se puede definir continuamente.

La figura 7.8 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.

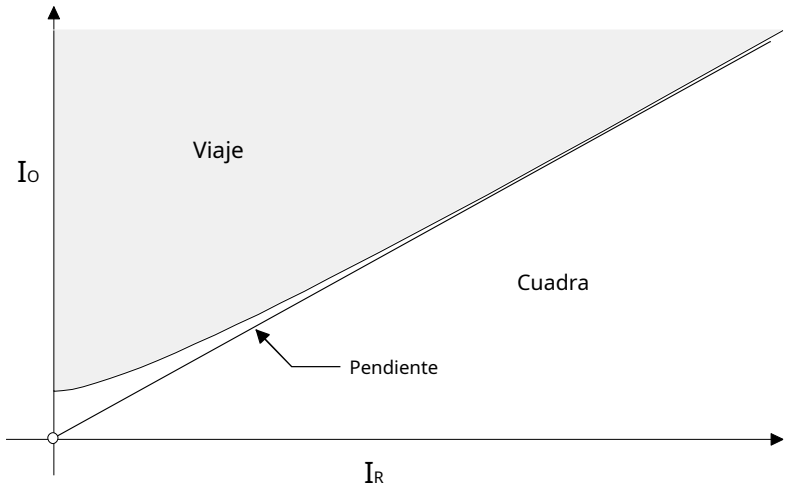


Figura 7.8: Característica del relé diferencial electromecánico

Tenga en cuenta que las relaciones de CT deben seleccionarse adecuadamente para que la cantidad de corriente de funcionamiento $I_O \quad I_{S1} \quad I_{S2}$ es casi cero en condiciones normales de funcionamiento. Para este ejemplo, la siguiente relación de relación CT satisfará este requisito:

$$\frac{norte_2}{norte_1} \quad \frac{7960}{480} \quad 16.58$$

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

TC primario - 100: 5
TC secundario - 1600: 5

Tenga en cuenta que la selección anterior representa un desajuste de relación de 100 x 0,58 / 16,58 = 3,5%. 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%. En relés numéricos, no se requiere coincidencia de CT

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

ya que la corriente de operación se calcula numéricamente calculando primero las corrientes primarias y luego formando la corriente de operación usando la relación de transformación del transformador.

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 debe considerarse 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 3.5% + 5% + 10% = 17.5%. En este caso, establecer el factor de restricción porcentual K en 25% proporcionará una restricción adecuada en todas las condiciones de operación y fallas externas para evitar disparos en falso.

7.6 Factores que afectan la protección diferencial del transformador

En condiciones normales de funcionamiento, la suma ponderada (con la relación de transformación) de las corrientes eléctricas en el lado de alto voltaje y el lado de bajo voltaje de un transformador es igual a cero. Esta propiedad se utiliza en la aplicación de relés diferenciales de transformadores. Sin embargo, hay algunos fenómenos y opciones de diseño de transformadores que se desvían de esta observación. Estos son:

(a) relaciones de transformadores de corriente no coincidentes,
(b) cambiadores de tomas bajo carga,
(c) diferencias en la precisión del TC en los dos lados del transformador,
(d) cambio de fase (transformadores de cambio de fase),
(e) sobreexcitación del transformador, y
(f) corrientes de irrupción.

Estos temas se discutirán en detalle a continuación.

7.6.1 Relaciones de transformadores de corriente no coincidentes

Los CT tienen relaciones de transformación estándar. Como resultado, para un transformador dado, el uso de TC estándar puede resultar en algo de corriente de operación a través de la bobina de operación en condiciones normales de operación.

La cuestión de igualar las relaciones de CT es importante y pertinente solo para los relés electromecánicos. Para los relés numéricos, esto no es un problema. Específicamente, en relés numéricos la corriente de operación es calculado numéricamente y, por lo tanto, se puede utilizar cualquier relación de transformación.

7.6.2 Transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (TCUL)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Muchos transformadores están equipados con un cambiador de tomas que puede funcionar bajo carga. En este caso, la relación de transformación del transformador cambia durante el período de un día dependiendo de la carga del sistema. Para estos transformadores, la selección de la relación de CT se basa típicamente en hacer coincidir los CT cuando el transformador está en la toma neutral. Entonces se debe tener en cuenta la relación de transformación variable durante el funcionamiento de los transformadores. Esta asignación tiene la forma de proporcionar un porcentaje más alto. El siguiente ejercicio indica el proceso.

Ejemplo E7.2: Considere un transformador de 36/42/54 MVA, 115 kV / 13,8 kV. El transformador tiene un cambiador de tomas bajo carga (TCUL) con la siguiente capacidad: 16 pasos de subida de 0,00625 cada uno y 16 pasos de bajada de 0,00625 cada uno. Seleccione las relaciones de CT que mejor se adapten al transformador en neutro. Luego calcule la corriente de operación máxima que puede ocurrir durante las condiciones de operación normales, ya que el transformador puede estar cambiando de toma.

Solución: xxx continuará.

Los relés numéricos han proporcionado la capacidad de eliminar este problema. Específicamente, los relés numéricos pueden monitorear la toma del transformador y ajustar los cálculos de la corriente de operación en consecuencia.

7.6.3 Corrientes de irrupción del transformador

Cuando se energizan los transformadores, puede producirse una gran corriente de magnetización. Nos referimos a estos transitorios de corriente como corriente de irrupción. Normalmente, las corrientes de irrupción decaen rápidamente y se vuelven insignificantes después de una fracción de segundo. Sin embargo, bajo ciertas condiciones del sistema, se ha observado que las corrientes de irrupción duran hasta varios segundos. 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 falso disparo de la protección diferencial.
esquema de relés presentado anteriormente.

La generación de la corriente de irrupción se puede explicar con la ayuda de la Figura 7.9.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

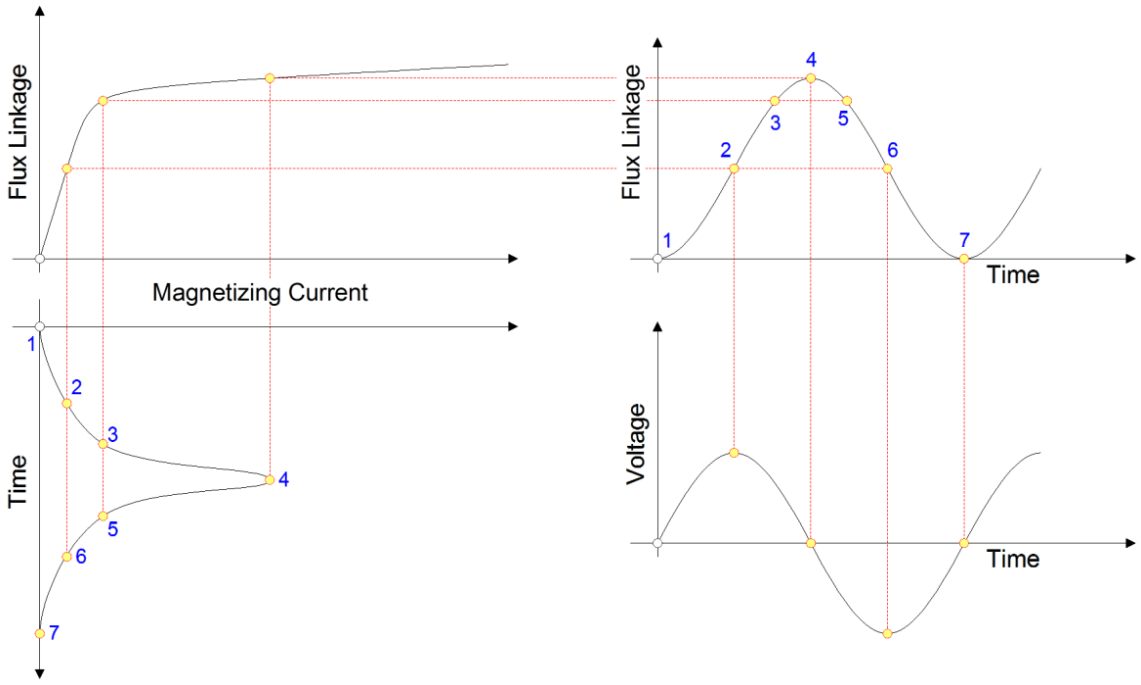


Figura 7.9 Generación de corrientes de irrupción

En la figura 7.10 se ilustra una forma de onda de corriente de irrupción típica.

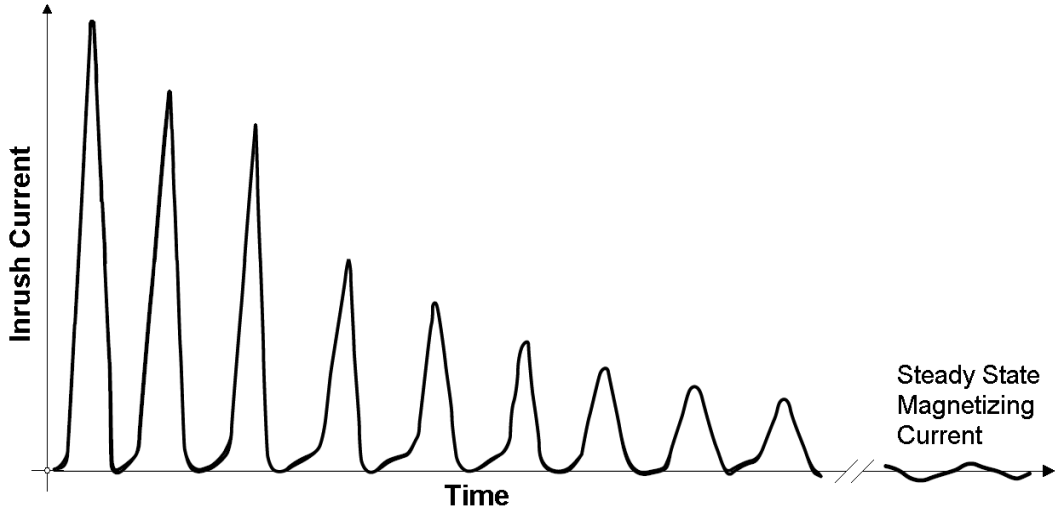


Figura 7.10 Forma de onda de corriente de entrada típica

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

Ejemplo E7.3: Un transformador de núcleo de hierro de 14,4 kV / 240 V, 30 kVA, 60 Hz se energiza desde un fuente de voltaje ideal. La fuente de voltaje produce un voltaje igual a:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$e(t) \quad 2\sqrt{mi}\text{porque } t \quad 1{,}00) \text{ voltios}$$

donde: E = 14,44 kV, =377 segundos$_1$

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

$$I_{metro(}t) \quad I_0 \quad \frac{\left| \quad (t)\right|}{0}^{8} \quad firmar(\quad (t))$$

donde$_0$ es igual a 0.01 pu y $_0$ es igual a 1.0 pu en las clasificaciones 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:

$$\frac{D\ (t)}{dt} \quad e(t)$$

La condición inicial del enlace de flujo del transformador es:

$$(0) \quad 0$$

$$(t) \quad \int_0^t mi(\ )\,D \quad \frac{\sqrt{2}mi}{}\text{pecado}(\ t \quad 1.0) \quad \frac{\sqrt{2}mi}{}\text{pecado}\ (1.0) \quad 54.1677 \text{ pecado } (\ t \quad 0{,}1) \quad 45.5806\ Wb$$

La corriente magnetizante máxima $I_m t)$ se obtiene con el enlace de flujo máximo $_{max\,(}t)$:

$$_{max\,(}t) \quad (54.1677)\,(\ 1) \quad 45.5806 \quad 99.748\ Wb$$

$$I_{metro,max\,(}t) \quad 0{,}01\frac{30\ 10_3}{14{,}4\ 10_3}\ \frac{99.748}{54.1677}^{8}\ (\ 1) \quad 2.7547\ A$$

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

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

dónde: $a_2 \quad \int_0^T I_m t)\,\text{pecado}\,(norte\ t)\,dt \qquad B_2 \quad \int_0^T I_m t)\,\text{porque}\,norte\ t)\,dt$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las integrales anteriores se calcularon numéricamente para n = 0, 1, 2, 3 y los 4 cediendo el armónicos correspondientes. Los resultados se enumeran en la Tabla xxx:

Tabla E7.3 Armónicos de corriente de excitación

Orden armónico	Valor RMS (A)
corriente continua	- 0,525
Fundamental	0,658
2Dakota del Norte	0.475
3D	0,273
4th	0,123
Valor RMS	1.009

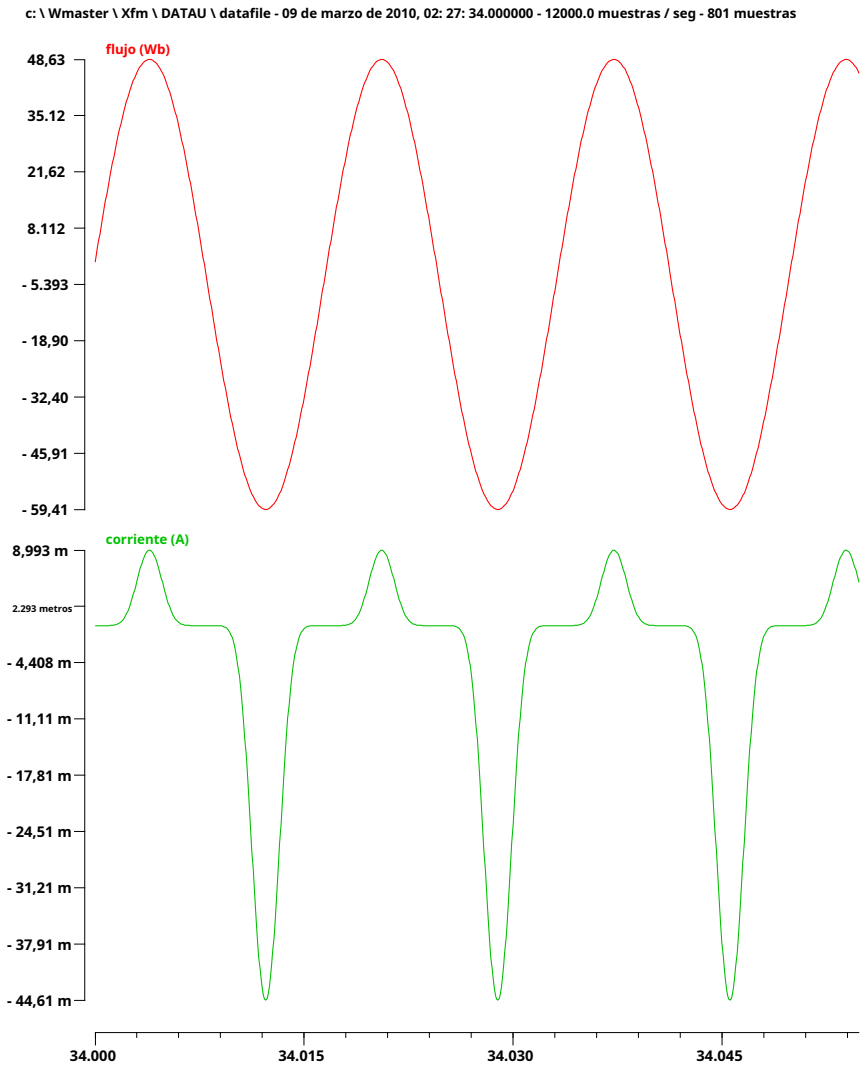


Figura E7.3a: Enlace de flujo y corriente de excitación para θ = 0.1

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

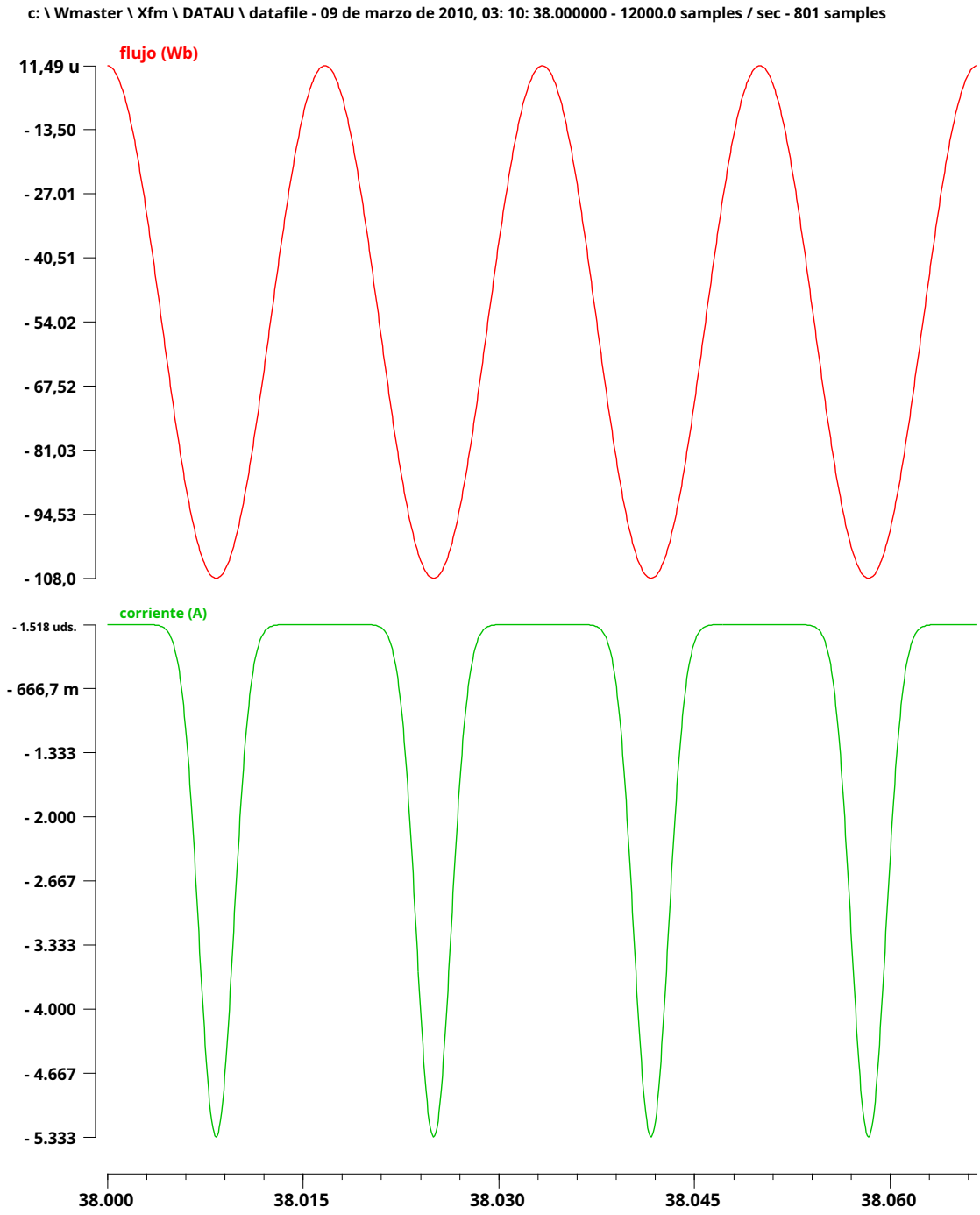


Figura E7.3b: Enlace de flujo y corriente de excitación para θ = π / 2

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

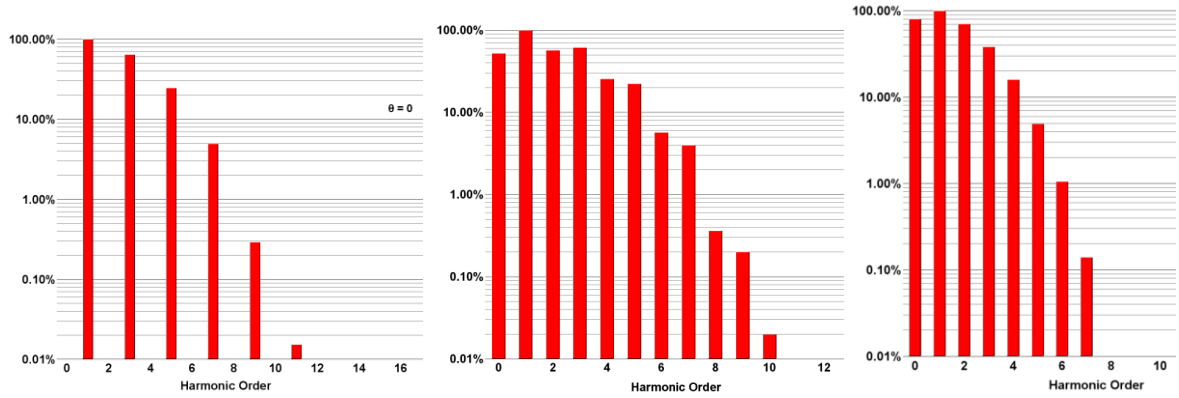


Figura E7.3c: Armónicos de corriente de excitación normalizados para θ = 0, θ = 0.1 rad y θ = π / 2 rad

A partir del problema del ejemplo anterior, se puede ver que las corrientes de magnetización se caracterizan por una 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 7.11 ilustra un circuito que proporciona "restricción armónica" a un relé diferencial. Los elementos del circuito 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 con 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.

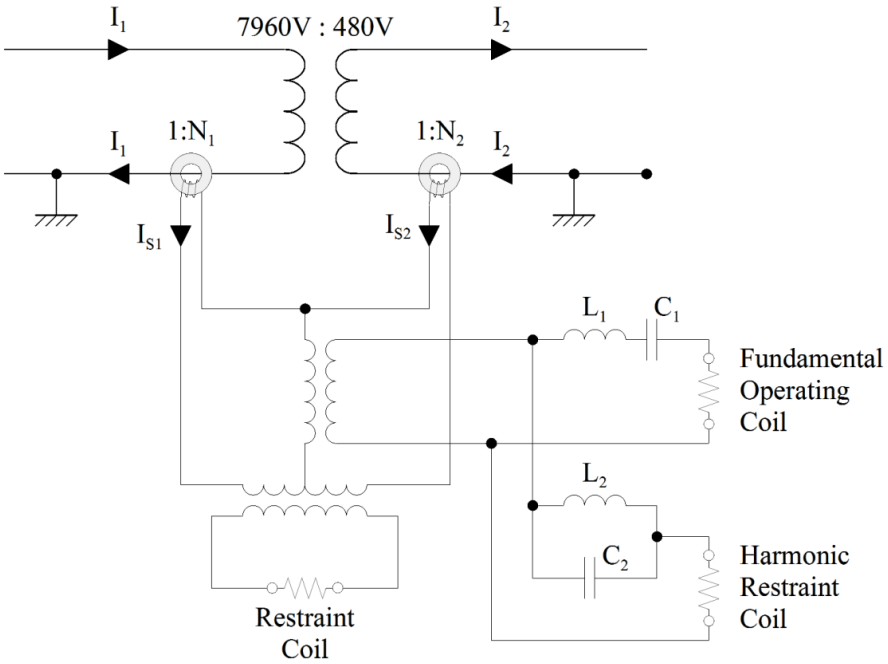


Figura 7.11: Relé diferencial proporcional electromecánico con armónico Restricción

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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. Los filtros analógicos activos basados en 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.

Hay varias formas de lidiar con las corrientes rápidas. Algunos de ellos son:

1. Desensibilización del relé diferencial
2. Inserte un retardo de tiempo al energizar el transformador.
3. Filtrado de armónicos de corriente de irrupción
4. Utilice restricción de corriente armónica
5. Utilice métodos de retransmisión en el dominio del tiempo

Estos métodos se analizan a continuación.

7.6.4 Saturación de CT

La saturación del TC durante fallas externas puede resultar en un falso disparo de la protección diferencial. Figura 7.12 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.

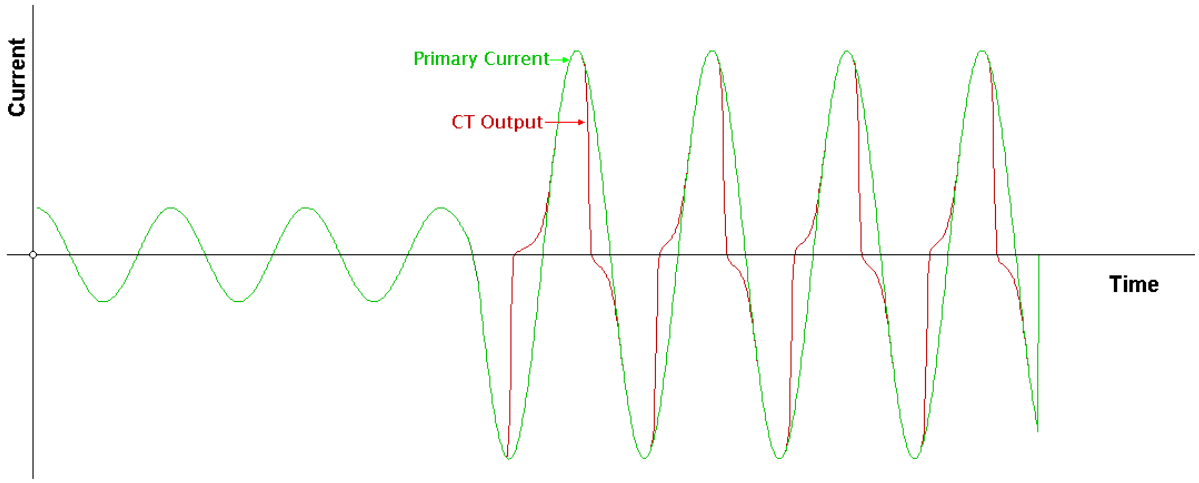


Figura 7.12: Forma de onda típica de corriente de TC saturada

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 7.13 ilustra una característica de Disparo / Bloqueo de pendiente dual. 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 baja fallas internas actuales y menor sensibilidad en regiones donde los TC pueden saturarse.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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.

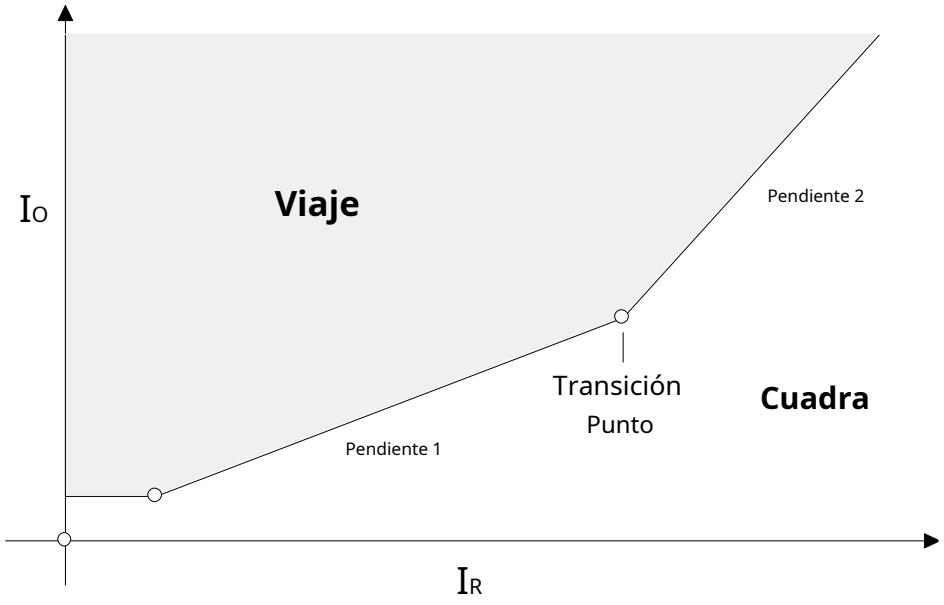


Figura 7.13: Protección diferencial de pendiente doble

7.7 Protección de transformador trifásico

El esquema de protección diferencial presentado se generaliza a los transformadores trifásicos al monitorear todas las corrientes de los terminales del transformador como se ilustra en la Figura 7.x. El principio de las corrientes de operación y restricción se deriva de manera similar al caso de una fase, sin embargo, se debe prestar atención a los cambios de fase introducidos en el caso de un transformador conectado 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 7.14. 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 TC arreglo.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

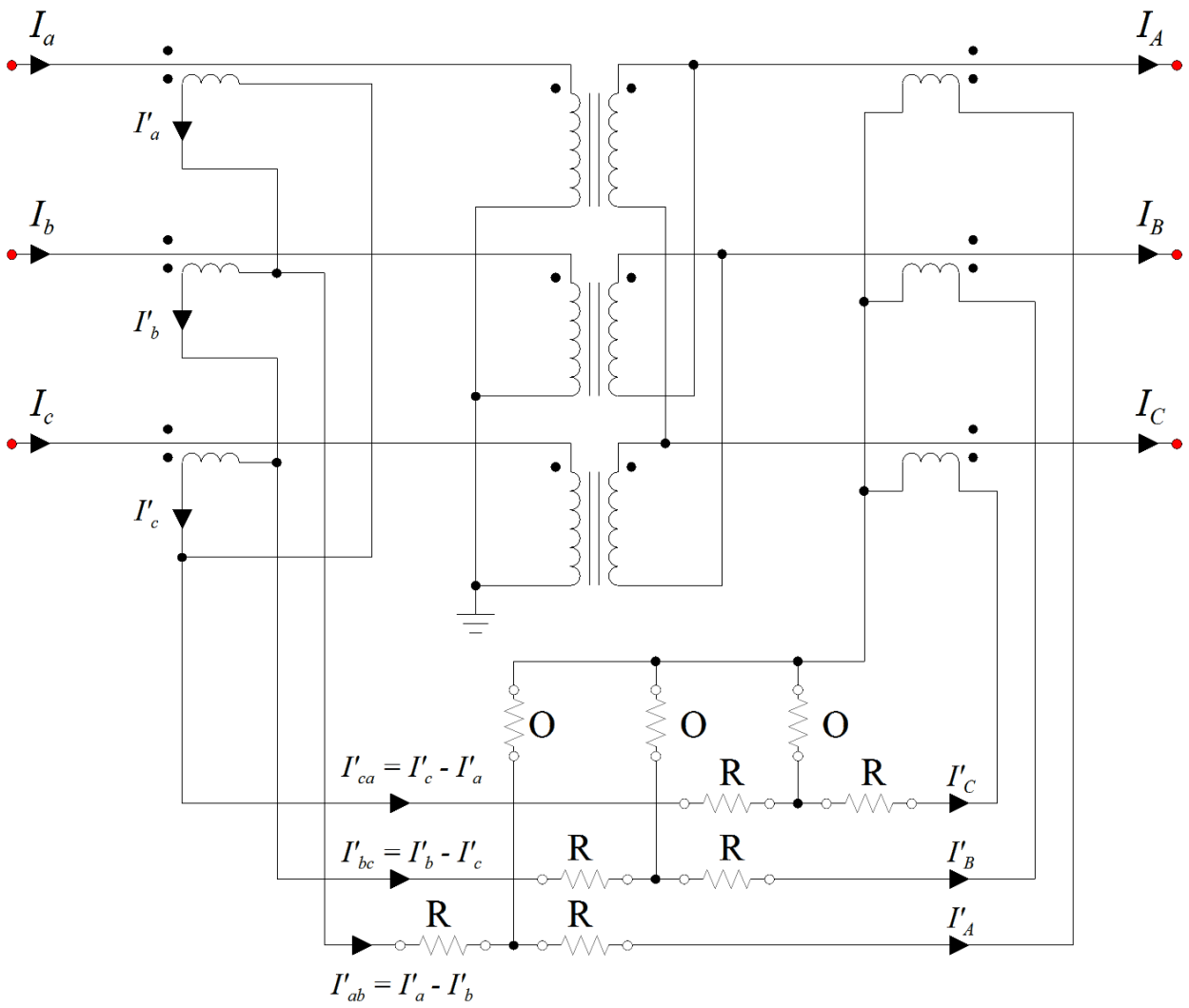


Figura 7.14: Protección diferencial de transformador trifásico
(Transformador conectado estrella / triángulo, el lado delta es el lado de alto voltaje)

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

Ejemplo E7.4: Considere un transformador de potencia conectado delta-estrella, 36/48/60 MVA, 115 kV / 13,8 kV. El transformador tiene las siguientes tomas: Lado de 115 kV: tres tomas fijas de 110 kV a 120 kV, (b) Lado de 13.8 kV: tomas variables bajo carga, 16 tomas de subida de 13.8 a 15.18 kV y 16 tomas de bajada 13,8 kV hasta 12,42 kV. El transformador está conectado a un sistema de 115 kV y la corriente de falla en el bus de 115 kV es 37,8 kA (falla trifásica) y 35,6 kA (falla monofásica a tierra). Las corrientes de falla en el lado de 13,8 kV son: 22,8 kA (falla trifásica) y 24,6 kA (falla monofásica a tierra). Seleccione los TC para un esquema de protección diferencial porcentual. Proporcionar configuraciones para el esquema diferencial porcentual.

Solución: Las corrientes nominales primaria y secundaria son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Lado de alto voltaje: $\frac{36{,}0MW/3{,}0}{115kV/\sqrt{3}}$ 180 A

Lado de bajo voltaje: $\frac{36{,}0MW/3{,}0}{13{,}8kV/\sqrt{3}}$ 1,506 A

Dado que se trata de un transformador de 36/48/60 MVA, la corriente nominal máxima será de 300 A y 2500 A para los lados de alto y bajo voltaje, respectivamente.

Para una mejor coincidencia, seleccione las siguientes relaciones de CT:
Opción uno: Lado de alto voltaje: 300: 5, Lado de bajo voltaje: 4000: 5
Opción dos: Lado de alto voltaje: 300: 5, Lado de bajo voltaje: 5000: 5

Es de interés calcular la corriente máxima de funcionamiento de la bobina en varios ajustes de toma. La siguiente tabla resume estos cálculos. Estos resultados se obtuvieron al observar que la corriente de la bobina de operación en función de las relaciones del TC y del transformador, bajo balance condiciones, es:

$I_0 \quad k_1 k \quad k_2 3\sqrt{} \tilde{I_a}$, dónde $k, k, {}_1 k_{\ 2}$ son las relaciones de transformación de los dos CT y el transformador. Para la corriente de carga equilibrada máxima, la corriente de la bobina operativa será:

Opción Uno: Elevado Voltaje Lado: 300: 5, Bajo Voltaje Lado: 4000: 5:
$I_0 \quad 0.01666k \quad 0{,}0021651 \quad 2500$

Opción dos: Lado de alto voltaje: 300: 5, Lado de bajo voltaje: 5000: 5
$I_0 \quad 0.01666k \quad 0{,}0017321 \quad 2500$

Tabla E7.4 Corriente de bobina de operación bajo varias posiciones de derivación - Corriente de carga máxima

Selección CT	**Toque: 15.18 / 110**	**Toque: 12,42 / 120**
300: 5 y 4000: 5	0,337 A	1,10 A
300: 5 y 5000: 5	1,41 A	0,018 A

Tenga en cuenta que para una falla trifásica en el bus secundario, la corriente máxima de operación de la bobina será la que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla E7.4 Corriente de bobina de operación bajo varias posiciones de derivación y bobina de restricción
Corriente - Falla trifásica

Selección CT	**Toque: 15.18 / 110**	**Toque: 12,42 / 120**
300: 5 y 4000: 5	3.073 A / 52.44 A	10.03 A / 39.33 A
300: 5 y 5000: 5	12,85 A / 52,44 A	0,164 A / 39,33 A

Una buena selección de ajustes de relé será: corriente de arranque: 1 A, porcentaje de al menos 30%.

Fin del ejemplo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En condiciones normales de funcionamiento, la corriente eléctrica a través de la bobina de funcionamiento (fase A) ser:

0 = 1 - 2 ~

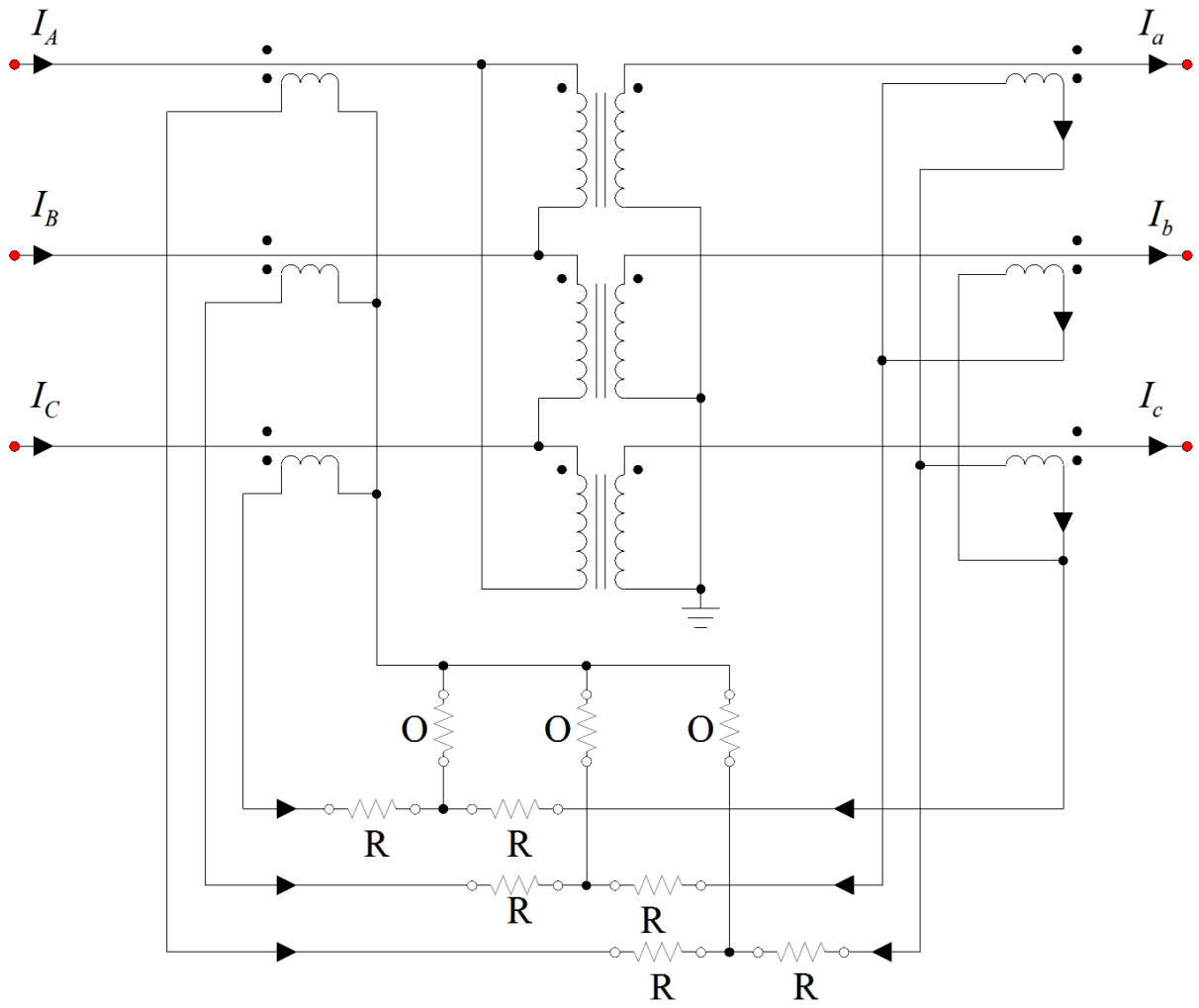


Figura 7.15: Protección diferencial de transformador trifásico
(Transformador conectado en triángulo / estrella, el lado delta es el lado de alto voltaje, conexión estándar)

Otra ventaja de la conexión de TC anterior es que la corriente de secuencia cero en el caso de una falla a tierra externa en el lado del transformador en estrella está bloqueada por la conexión delta de los TC de 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.

En general, el diferencial de porcentaje se utiliza para evitar disparos falsos debido a desajustes de TC, cambiadores de toma y otras causas de desajuste en el esquema diferencial. El porcentaje puede fijarse en

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

valor relativamente alto. Esto, a su vez, genera el caso en el que el esquema diferencial puede no ver una falla a tierra cerca del neutro del transformador. Para este propósito, se aplica un esquema diferencial más sensible al lado en estrella del transformador conocido como protección de falla a tierra restringida. Este tipo de protección se analiza en la sección 7.8.

El proceso mediante el cual se seleccionan los ajustes diferenciales se analizará con un ejemplo.

Ejemplo E7.5: Considere un transformador de potencia conectado delta-estrella, 36 MVA, 115 kV / 13,8 kV. El transformador tiene las siguientes tomas: Lado de 115 kV: cinco tomas fijas de 112 kV a 124 kV, (b) Lado de 13.8 kV: tomas variables bajo carga, 16 tomas de subida de 13.8 a 14.2 kV y 16 tomas de bajada de 13.8 kV a 12,4 kV .. El transformador está conectado a un sistema de 115 kV y la corriente de falla en el bus de 115 kV es 37,8 kA (falla trifásica) y 35,6 kA (falla monofásica a tierra). Seleccione el esquema de protección diferencial y la configuración.

Solución: El circuito de conexión del transformador, CT y relé se muestra en la Figura E7.x. Primero realizamos un análisis de fallas para determinar el requisito mínimo para las capacidades nominales de los transformadores de corriente. La Figura 7.x ilustra el circuito equivalente del componente de secuencia para una falla monofásica a tierra en el lado de 13.8 kV. Tenga en cuenta que todas las impedancias se refieren al lado de 115 kV. Resolviendo para la corriente de secuencia cero se obtiene:

$$I_0 = 66{,}39 \text{ kV} / (2 \times 1{,}756 + 3 \times 29{,}39) = 0{,}7242 \text{ kA}$$

A partir del valor anterior, la corriente de falla del lado de 13,8 kV se calcula como:

$$I_f = 3 \times 0{,}7242 \times (115 / 13{,}8) = 18{,}105 \text{ kA}$$

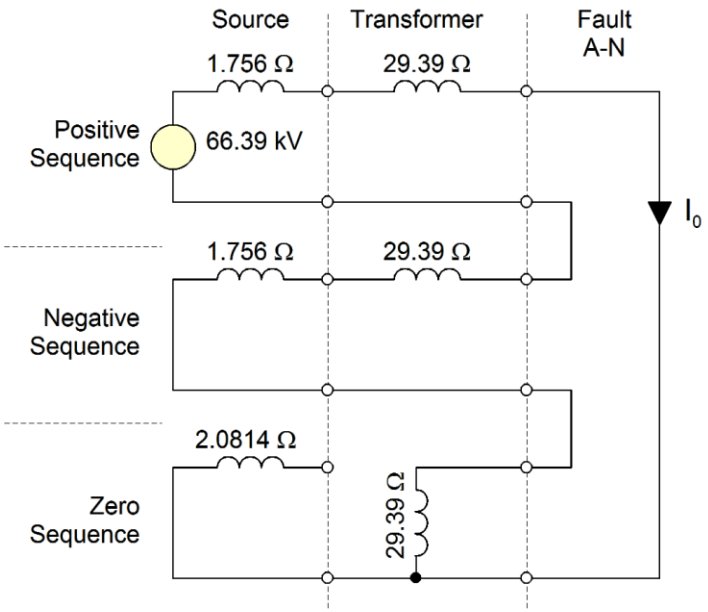


Figura E7.5: Secuencia equivalente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Usando el circuito de componente de secuencia anterior para calcular los niveles de falla trifásica y LLN, se puede mostrar que la corriente de falla más alta en el lado de 13.8 kV es de hecho 18.105 kA. Por lo tanto, la clasificación mínima del CT estándar del lado secundario es 1000: 5. A continuación, se selecciona la clasificación del TC del lado primario para el funcionamiento adecuado de un relé diferencial electromecánico, como sigue:

$$\frac{1000A}{115 / 13{,}8 / \sqrt{3}} \quad \frac{1000A}{14.35} \quad 69{,}28A$$

donde se necesita el factor 3 para compensar la conexión delta de los TC del lado de 13,8 kV. Dado que este valor está lejos de cualquier clasificación estándar de TC, se considera la siguiente clasificación más alta para el lado secundario del TC, es decir: 1500: 5, para la cual la clasificación del TC primario debe ser:

$$\frac{1500A}{115 / 13{,}8 / \sqrt{3}} \quad \frac{1500A}{14.35} \quad 104{,}5 \quad 100A$$

Por lo tanto, se seleccionan TC de 100: 5 para el lado primario. *Tenga en cuenta que estos TC entrarán en saturación profunda si se exponen a niveles de corriente de falla del lado primario. Sin embargo, asumiendo que estos TC están dentro de los aisladores del transformador, no verán ninguna corriente de falla de ninguna falla externa del lado primario..*

A continuación, el factor de restricción se calcula considerando las posiciones de las tomas en el peor de los casos, es decir, las posiciones para las que la relación del transformador se desvía más de las relaciones de TC seleccionadas.

Específicamente, teniendo en cuenta todos los posibles ajustes de derivación, la relación exacta de CT secundario a las calificaciones primarias deben variar

$$\text{de:} \quad \sqrt{3}\frac{112kV}{14{,}2kV} \quad 13{,}66 \text{ para:} \quad \sqrt{3}\frac{124kV}{12{,}4kV} \quad 17.32$$

Expresado en porcentaje de la relación seleccionada de calificaciones de CT secundario a primario (15.0) es de - 8,9% a + 15,5%. Por lo tanto, es necesario un factor de restricción de al menos el 15,5% para evitar disparos en falso con todos los ajustes posibles del grifo.

7.8 Protección de falla a tierra restringida (REF)

Los esquemas diferenciales que se basan en corrientes de fase solo para transformadores con lados conectados a tierra en estrella presentan un desafío especial. Específicamente, en este caso, las corrientes de secuencia cero en el lado conectado en estrella deben eliminarse para evitar disparos por fallas a tierra externas. En los relés electromecánicos, la eliminación de las corrientes de secuencia cero se logra conectando los TC en una disposición delta. En los relés numéricos, la eliminación de la corriente de secuencia cero se puede realizar mediante software.

Otro conjunto de problemas son: Muchas veces es deseable proporcionar protección especial a un transformador contra fallas a tierra en el lado conectado en estrella. Hay un par de razones para esta protección: (a) para transformadores con conexión a tierra sólida, una falla a tierra cerca del neutro del

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Es posible que el transformador no produzca suficiente corriente de falla diferencial para disparar el esquema diferencial. (b) para un transformador conectado a tierra por impedancia, la falla a tierra puede limitarse al punto que hace que el esquema diferencial no pueda detectar la falla.

Por las razones anteriores, se necesita protección sensible contra fallas a tierra internas y protección segura para fallas a tierra fuera de la zona del transformador. Este tipo de protección puede proporcionarse mediante un esquema diferencial que incluya todos los terminales del lado estrella del transformador como se muestra en la Figura 7.x. Nos referimos a este esquema como protección de falla a tierra restrictiva o protección de falla a tierra sensible. Tenga en cuenta que la protección restrictiva de falla a tierra es un esquema diferencial restringido solo al lado en Y del transformador y es un esquema diferencial que opera solo con corriente de secuencia cero.

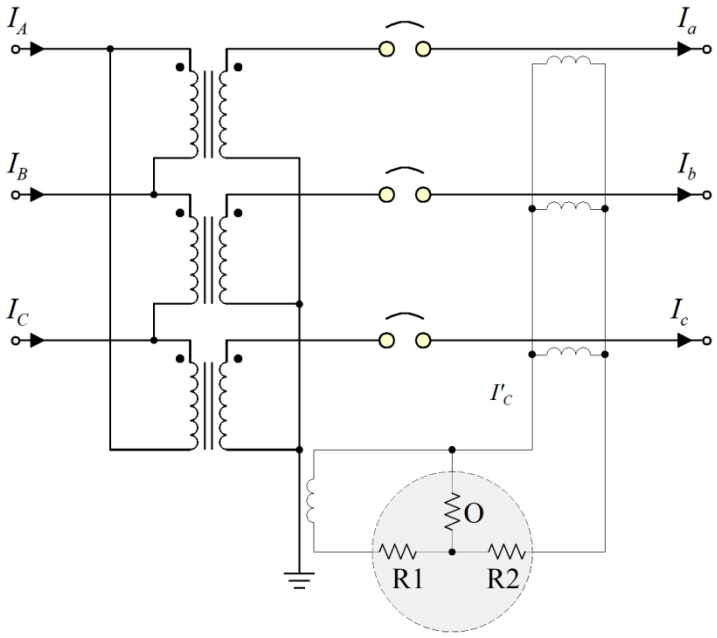


Figura 7.16 Esquema de protección de falla a tierra restringida para un Delta-Wye conectado Transformador

También se puede proporcionar protección restrictiva de falla a tierra para autotransformadores trifásicos. Figura 7.y ilustra la aplicación del esquema de falla a tierra restringida para un autotransformador.

Para ser agregado

Figura 7.y: Esquema de protección de falla a tierra restringida para un autotransformador

7.9 Protección de transformador automático

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Los autotransformadores se utilizan ampliamente para interconectar sistemas de transmisión de energía que operan a diferentes niveles de kV. Los autotransformadores no incurren en un cambio de fase. La mayoría de las veces, los autotransformadores tienen un devanado terciario para proporcionar un camino para las corrientes de secuencia cero.

7.10 Protección del transformador de tres devanados

Los transformadores de potencia de tres devanados se utilizan por una variedad de razones: (a) para conectar dos generadores al sistema de transmisión (transformador elevador para dos unidades), (b) para proporcionar aislamiento entre dos sistemas de transmisión con el tercer devanado utilizado como terciario, (c) interconectar una sola unidad de generación a dos unidades de transmisión de kV diferentes, etc.

7.11 Protección del transformador de cambio de fase

Los transformadores de cambio de fase se utilizan para controlar el flujo de energía en los sistemas de transmisión. Las topologías típicas de transformadores de desplazamiento de fase se muestran en las Figuras 7.xy 7.y. En general, estos transformadores reguladores pueden crear un desplazamiento de fase entre los dos lados del transformador que es variable según las necesidades de la red. Las capacidades típicas son más / menos 18 grados.

La protección de estos transformadores con esquemas diferenciales requerirá que el esquema diferencial sea desensibilizado para permitir las variaciones de la relación de transformación.

Protección de 7,12 voltios por hercio

La saturación del transformador ocurre cuando la densidad de flujo magnético en el núcleo del transformador excede un cierto valor. Este valor es del orden de la mitad de Tesla para materiales de núcleo típicos. En condiciones de estado estacionario, la densidad de flujo magnético es proporcional al voltaje e inversamente proporcional a la frecuencia. Los transformadores están diseñados para operar muy cerca de la rodilla de saturación del material del núcleo. Esto significa que cuando el voltaje aplicado y la frecuencia del sistema están cerca del valor nominal, la densidad de flujo magnético será sinusoidal y el valor máximo estará cerca del codo de saturación. Cualquier aumento de voltaje, disminución de frecuencia o aumento transitorio de la relación voltaje sobre frecuencia conducirá al transformador a la saturación.

$$B \quad \frac{1}{2\,N/A}\,\frac{V}{F}$$

Es evidente que los aumentos de voltaje o las disminuciones de frecuencia, o la combinación de ambos, aumentará la densidad de flujo magnético del núcleo y conducirá al núcleo del transformador a la saturación. Cuando el núcleo se satura, el transformador se convierte en un generador de armónicos y se somete a un calentamiento excesivo, un aumento de temperatura y, finalmente, una falla. Por lo tanto, es importante monitorear esta condición y desconectar el transformador antes de que sea demasiado tarde. Esto es

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

logrado con el relé “Voltios sobre Hertz” (función de relé 24) que monitorea la relación entre el voltaje y la frecuencia. Cuando esta relación excede el ajuste, disparará el transformador con un retardo de tiempo especificado. En la Figura 7.x se muestra una configuración típica de un relé de “Voltios sobre Hertz”.

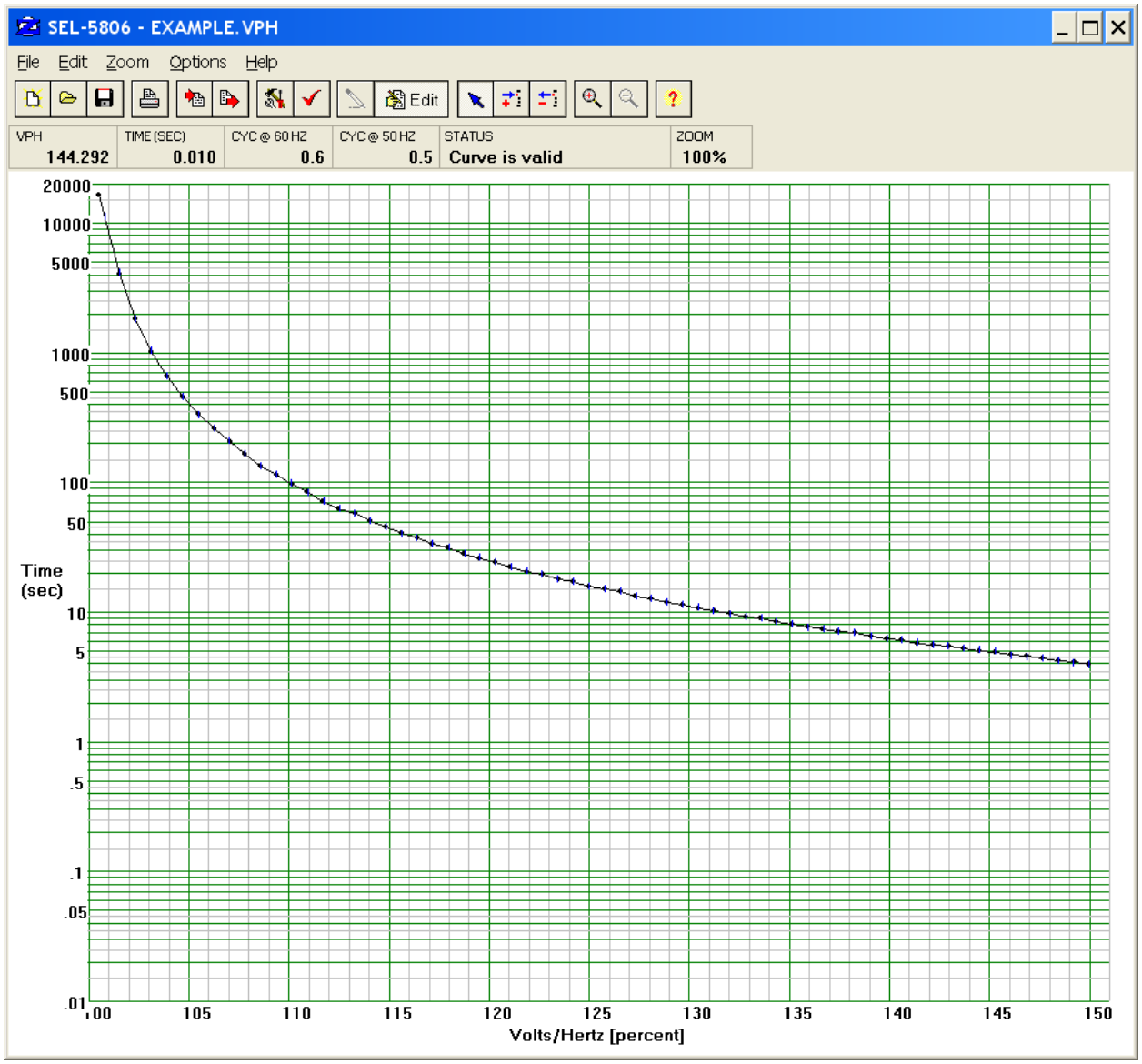


Figura 7.17: Ejemplo de interfaz de usuario de entrada de voltios por hercio basada en PC para relés (cortesía de SEL Inc.)

La protección de voltios por Hertz debe coincidir con el límite del transformador debido al calentamiento por sobreexcitación. Esto se puede lograr utilizando una característica de tiempo definido instantánea junto con una característica de tiempo inverso. Combinando estas características, se obtiene la siguiente característica general, como se ilustra en la Figura 7.x. Por conveniencia, la curva límite térmica del transformador (debido a sobreexcitación) se superpone a la característica del relé.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

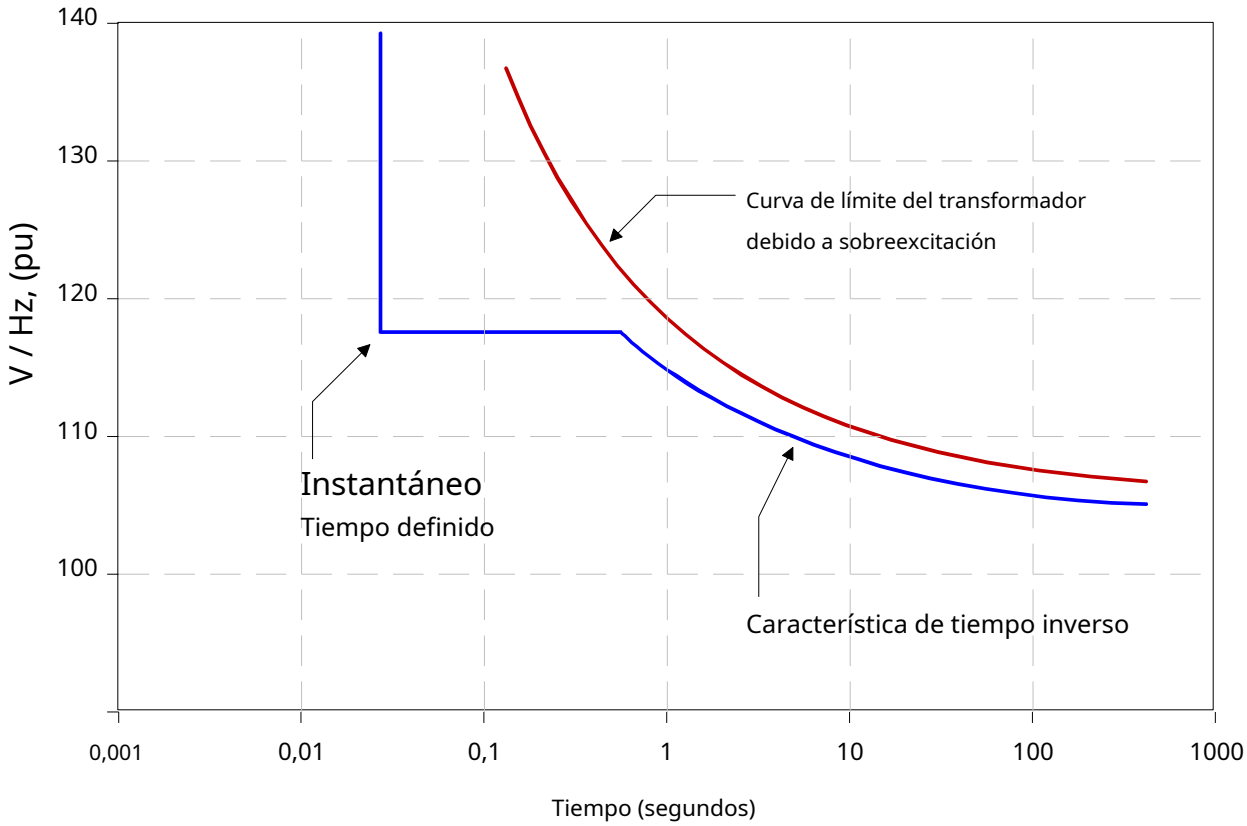


Figura 7.18: Voltios por Hertz Límite del transformador de coincidencia de características de relé Curva

7.13 Ejemplo de visualización de relé diferencial

La simulación por computadora proporciona un método poderoso para evaluar el desempeño del relé de protección. Además, los gráficos por computadora modernos proporcionan una visualización de los resultados de la simulación. Esta sección presenta un ejemplo de visualización de relés diferenciales. El sistema simulado, ilustrado en la Figura 7.x, incluye un transformador trifásico de 138 kV / 13,8 kV conectado en estrella. La El transformador se alimenta de una fuente de 138 kV a través de una línea de transmisión de 10 millas. El devanado de bajo voltaje suministra energía a una carga trifásica a través de una línea de distribución de 2.5 millas. La simulación comienza con la activación del transformador. Se produce una falla de fase a tierra 0,5 segundos después de la energización.

La simulación incluye un modelo de relé diferencial de haz balanceado. El relé monitorea las seis corrientes de los terminales del transformador y calcula la fuerza neta que actúa sobre el elemento de la viga del relé. Esto se logra mediante el cálculo de los fasores de todas las corrientes terminales medidas, el cálculo de las corrientes operativas y de restricción y, finalmente, el cálculo de las fuerzas operativas y de restricción. Todas las cantidades se actualizan continuamente para reflejar los valores instantáneos correspondientes. Tenga en cuenta que la simulación incluye modelos físicos de todos los componentes del sistema y tiene en cuenta las características y conexiones del transformador de corriente, los ajustes típicos del relé (factor de porcentaje K y umbral de disparo) (consulte la Figura 7.x). Durante la simulación, el usuario puede

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

observe los valores instantáneos de la corriente terminal del transformador, los fasores de corriente correspondientes y la fuerza neta sobre el elemento del haz de relé, en una pantalla gráfica animada, que se ilustra en la Figura 7.x.

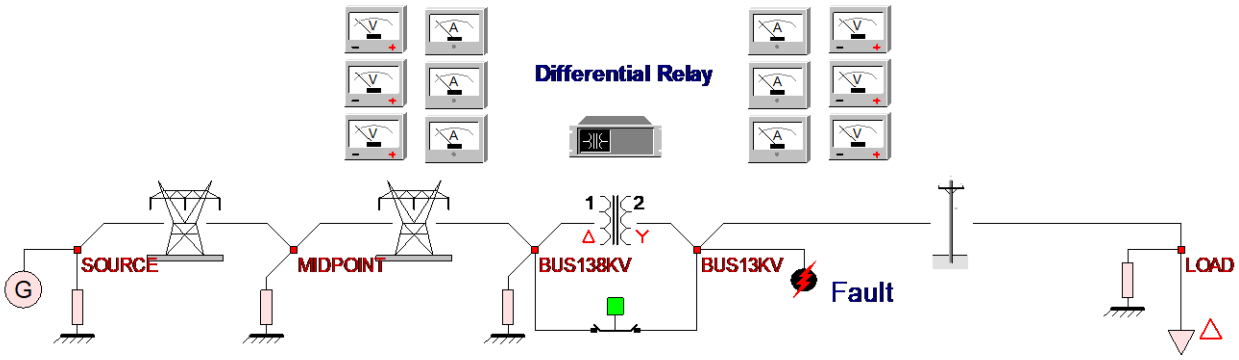


Figura 7.19: Diagrama unifilar del sistema simulado para relé diferencial
Ejemplo de visualización

Este enfoque basado en simulación es útil para evaluar el rendimiento de los relés electromecánicos existentes, así como de los relés digitales modernos. Se pueden realizar rápidamente una variedad de pruebas para probar la seguridad y sensibilidad del relé para fallas internas, fallas externas, energización transitorios, sobretensiones, etc.

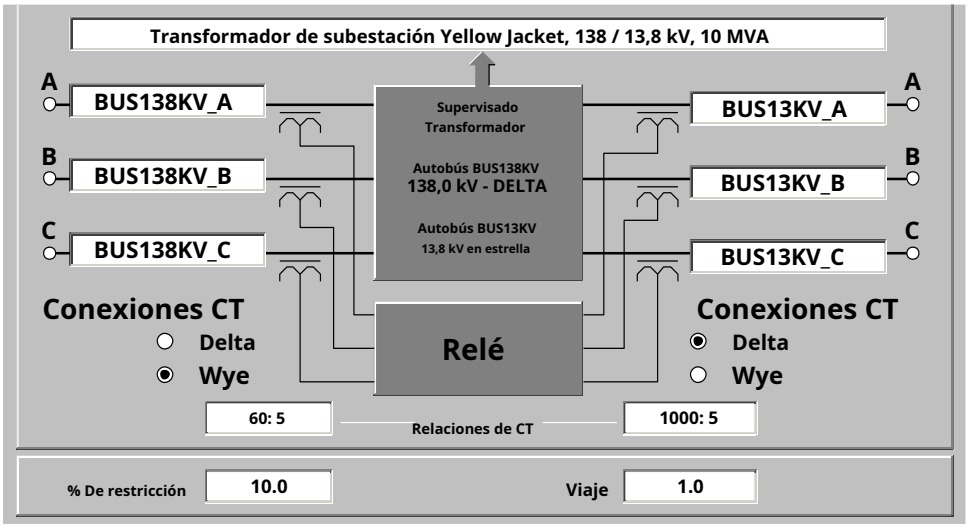


Figura 7.20: Formulario de entrada de parámetros y ajustes del relé diferencial

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

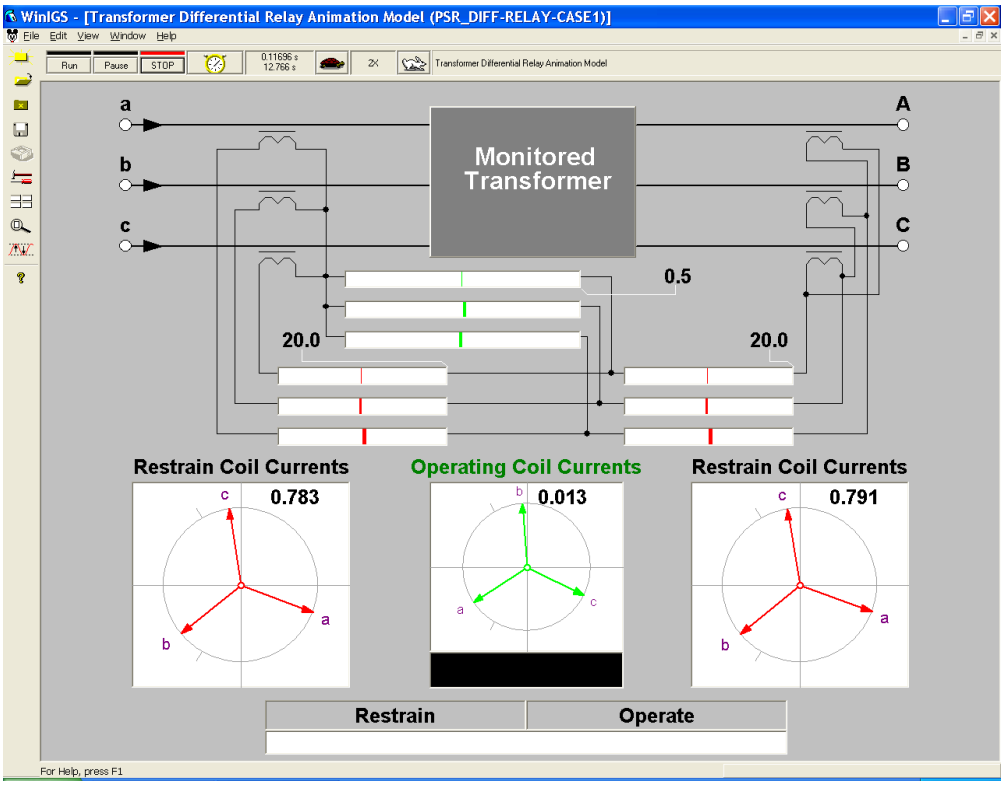


Figura 7.21: Pantalla de visualización del funcionamiento del relé diferencial

7.14 Protección de transformadores basada en estimación de estado dinámico

Recientemente se introdujo un nuevo enfoque de protección para transformadores.

Para ser agregado

7.15 Resumen y discusión

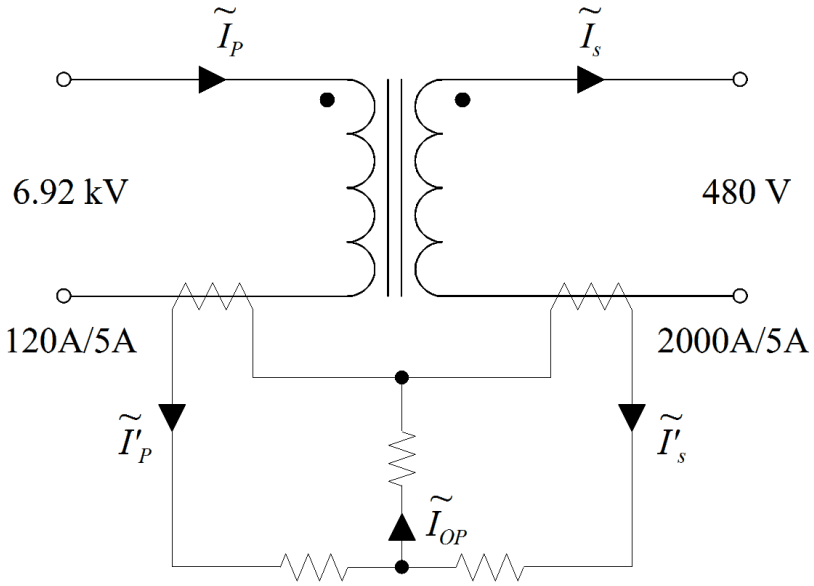
En este capítulo hemos discutido los esquemas de protección para transformadores y reactores.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

7.16 Problemas

Problema P7.1: Un transformador monofásico de 6,92 kV / 480 V, 45 kVA, 60 Hz está protegido con un relé diferencial que utiliza los siguientes transformadores de corriente: Primario: 120: 5 y secundario: 2000: 5. Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial en función de la corriente del transformador en el secundario.

Solución: Deje que la corriente del transformador en el secundario sea I_s. Entonces (ver figura):



I_{PAG} 0.06936I_S

$$I_{op} \quad \frac{5}{2000} I_S \quad \frac{5}{120} 0.06936 I_S \quad 0{,}00039 I_S$$

Problema P7.2: Un transformador monofásico de núcleo de hierro de 138 kV / 13,8 kV, 10 MVA, 60 Hz está protegido mediante un relé diferencial. La relación CT en el lado alto es 300: 5 y la relación CT en el lado bajo es 3000: 5. Suponga que el transformador recibe energía de una fuente de voltaje ideal. La fuente de voltaje produce un voltaje igual a:

$e(t)$ $2\sqrt{}$*mi*porque t 1.05*rads) voltios,* donde: E = 138.0 kV, =377 segundos$_1$

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

$I_m t)$ I $_0$ $\frac{|\ (t)|}{0}$ ^{8} *firmar(* (t)) , donde$_0$ es igual a 0.01 pu y $_0$ es igual a 1.0 pu en el transformador calificaciones.

El transformador es energi zed en el tiempo t = 0.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(a) Suponga instrumentación ideal y calcule la forma de onda de la corriente de la bobina de operación del relé diferencial en amperios.
(b) Calcule el valor máximo de la corriente en la bobina de operación del relé diferencial en amperios.
(c) Calcule el valor rms de la corriente de operación en (a).

Solución: (a) El flujo magnético es:

$$(t) \quad 517{,}7 \text{ pecado } (t \quad 1.05) \; 449 \; Wb$$

La corriente de magnetización es:

$$I_{metro(}t) \quad 0{,}01 \; \frac{10{,}000}{138} \; 5\left|\frac{17{,}7 \text{ pecado } (t \quad 1.05) \quad 449}{517{,}7}\right|^{8} \quad firmar(517{,}7 \text{ pecado } (t \quad 1.05) \quad 449)$$

Dado que el transformador no está cargado, la corriente en el secundario será cero y la corriente en el proimary será la corriente de magnetización. La corriente de la bobina operativa será:

$$I_0 \quad \frac{5}{300_{\,metro}} I \;\; t \;\; A$$

La figura P7.2a proporciona un esquema de la corriente de la bobina operativa.

(b) El valor máximo de la corriente ocurre cuando el enlace de flujo magnético es negativo máximo

$$_{\max} \quad 966{,}70 \; Wb$$

El valor máximo de la corriente de la bobina operativa es

$$I_{o,\text{mamá}X} \quad \frac{5}{300} 0{,}01 \frac{10{,}000}{138} \; \left|\frac{966{,}7}{517{,}7}\right|^{8} \quad 1 \quad 1{,}7857 \; A$$

(c) El valor rms se calcula utilizando la definición rms.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

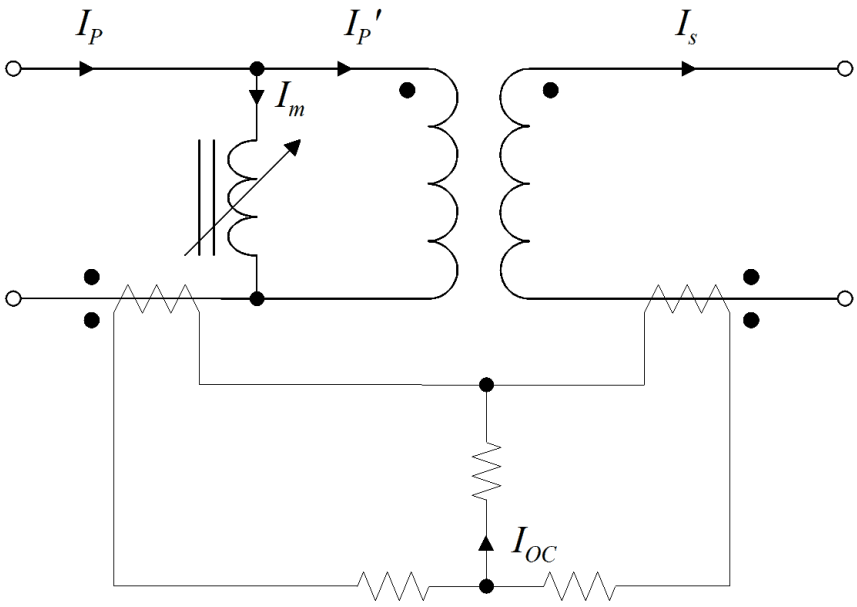
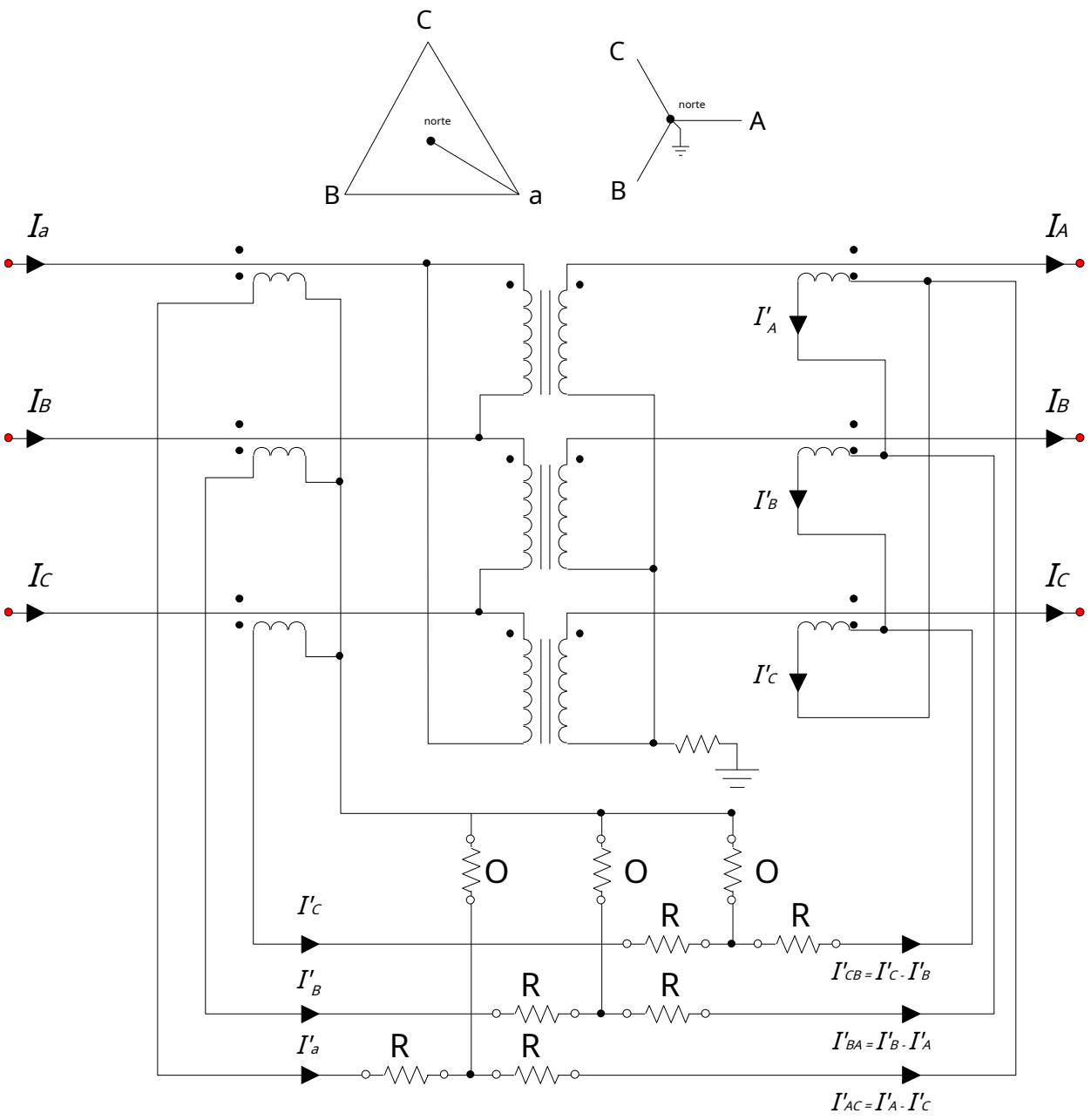


Figura P7.2

Problema P7.3: Considere un transformador trifásico, 30 MVA, 115 kV / 13,8 kV, conectado en estrella delta, 60 Hz con derivación variable bajo carga en el lado de 13,8 kV. El grifo puede variar entre los valores de 0,9 a 1,1 pu. El transformador está protegido con un relé diferencial. Las relaciones de CT en el lado alto son 300 / 5A mientras que la relación de CT en el lado bajo es 2400 / 5A. Los TC están conectados en estrella en el lado delta del transformador y están conectados en triángulo en el lado en estrella del transformador. Determine la corriente máxima en la bobina de operación del relé diferencial bajo todas las condiciones normales de operación del transformador. Las condiciones normales de funcionamiento se definen de la siguiente manera: (a) corriente secundaria (0 - 1,0 pu), (b) ajuste de la toma (0,9 a 1,1 pu) y (c) factor de potencia (0,95 capacitivo a 0,95 inductivo). Por simplicidad, ignore las impedancias del transformador.

Solución: Deben considerarse los casos extremos. Dado que podemos ignorar las impedancias de los transformadores por simplicidad, la relación de las corrientes entre el lado alto y el lado bajo se verá afectada solo por la relación de transformación. La relación actual aparece en la Figura P7.3. Los casos extremos serán dos:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Caso 1: corriente = 1.0 pu, tap = 0.9

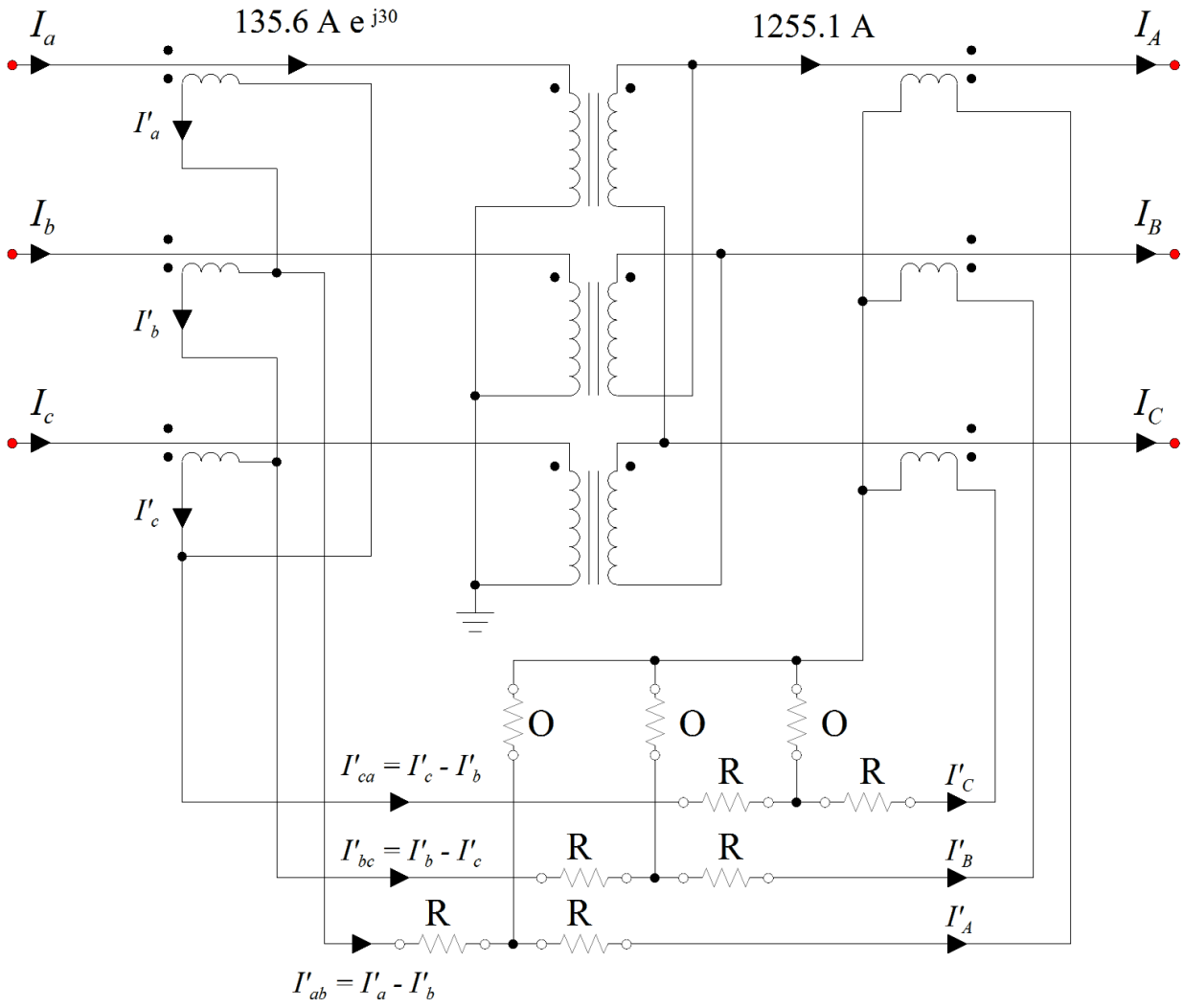
Tenga en cuenta que en este caso las corrientes son (sin pérdida de generalidad, suponga que el ángulo de fase de una corriente es cero):

$\tilde{I}_A$ 1.255 A

$\tilde{I}_a$ 135,55$mi_{j30^0}A$

En este caso, la corriente en la bobina de operación es de 0.3 A (vea la figura para el caso 1 a continuación - CHEQUE)

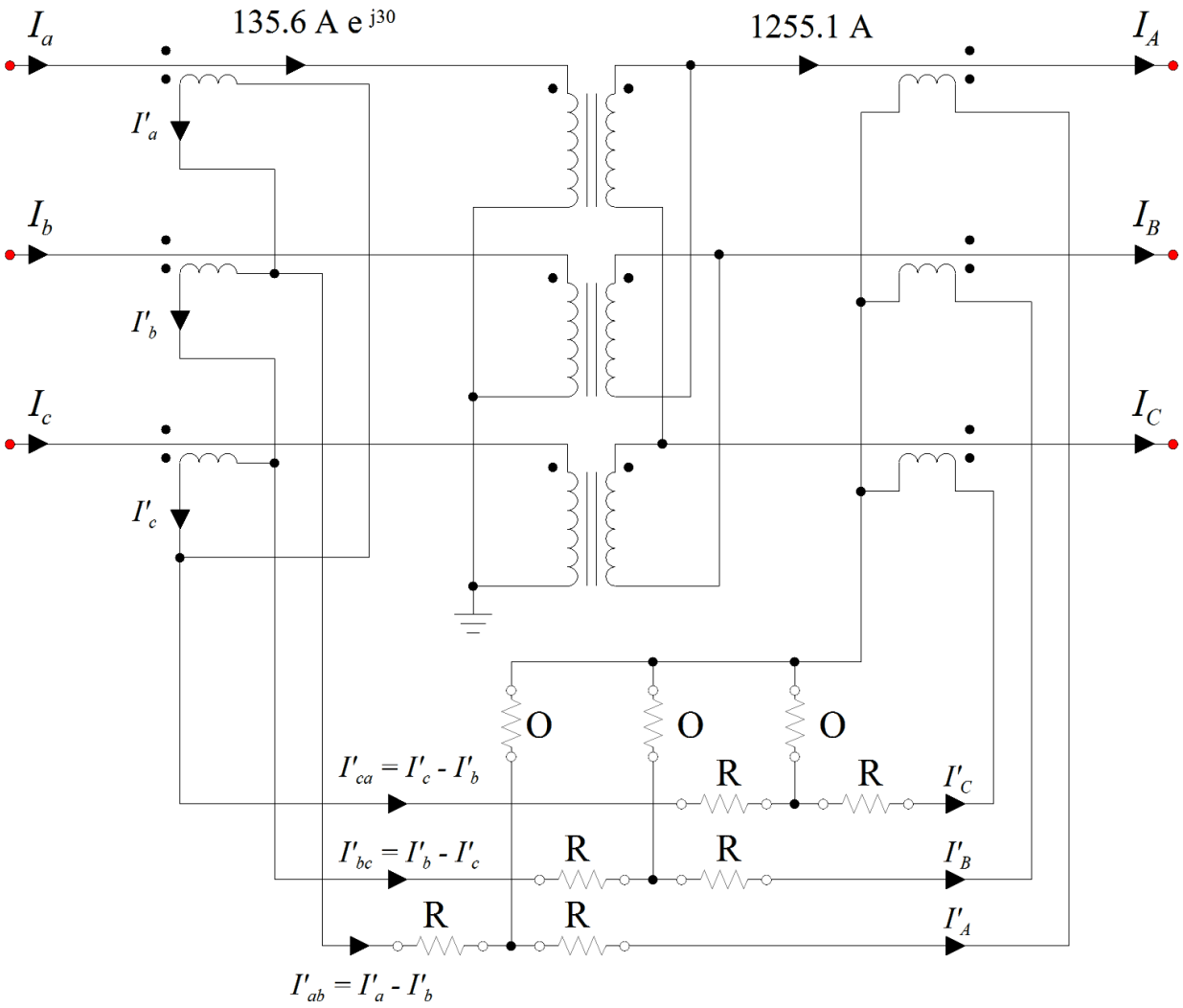
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Caso 2: corriente = 1.0 pu, tap = 1.1, pf = 0.95 inductivo

En este caso, la corriente en la bobina de operación es 0.2 A (vea la figura para el caso 2 a continuación - CHEQUE).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Problema P7.4: Un transformador de núcleo de hierro, monofásico, 14.4 kV / 240V, 75 kVA, 60 Hz se energiza desde una fuente de voltaje ideal. La fuente de voltaje produce un voltaje igual a:

$e(t)$ $2\sqrt{mi}$ porque t $8_0)$ *voltios* donde: E = 14,44 kV, =377 segundos$_1$

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

$I_m t)$ $I_{\ 0}$ $\frac{|\ (t)|}{0}^{8}$ *firmar(* (t) , donde, i es igual a 0.01 pu y $_0$ es igual a 1.0 pu en el transformador calificaciones.

El transformador se energiza en el tiempo t = 0. Calcule el valor máximo de magnetización. corriente en amperios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

¿Cuál es el segundo valor de corriente armónica de la corriente de irrupción para este transformador y para el condición especificada?

Solución:

$$(t) \quad \int_0^t \left(2\sqrt{mi}\text{porque} \quad 8) \right)^0 D \qquad \frac{\sqrt{2}mi}{}\text{pecado}(\quad 8_0) \quad C$$

La constante c se calcula a partir de la condición inicial: $(t \quad 0) \quad 0$, produciendo:

$$(t) \quad 54.017 \text{ pecado } (\quad 8_0) \quad 7.530 Wb$$

La corriente de magnetización es:

$$I_m t) \quad 0{,}01 \text{ (pecado } (\quad 8_0) \quad 0.1394)_8 \text{ firmar}(\quad (t))$$

y

$$I_{metro,\max}(t) \quad 0.0284 \text{ pu}$$

El segundo armónico es:

$$a_2 \quad 0{,}005563 pub_2$$
$$0{,}001595 pu$$

y $I \quad _2 \quad \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{a_2^2 \quad B_{2\ 2}} \quad 0{,}004092 \text{ pu}$

Problema P7.5: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura P7.5. El trifásico indicado, 30 MVA, 138kV: 12.47kV, $z \quad j0.085 \text{ pu}$ El transformador conectado delta-estrella está conectado a tierra por resistencia y está protegido con un relé diferencial. El lado delta es el lado de 138 kV. La la resistencia de puesta a tierra es $R_{gramo} \quad 20 \text{ ohmios.}$ Los ajustes del relé son: 5% de restricción, activación mínima 0,5 amperios. Los TC son 240: 5 y 2400: 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. Los parámetros de la fuente y la línea equivalentes son:

Fuente: $Z_1 \quad Z_2 \quad j5.1 \text{ ohmios} \qquad Z_0 \quad j4.8 \text{ ohmios } j13{,}2 \text{ ohmios, } Z$
Línea de transmisión: $Z_1 \quad Z_2 \quad _0 \quad j32{,}8 \text{ ohmios}$

(a) Suponga una falla trifásica en la ubicación indicada (esta es una falla fuera de la zona de protección diferencial, o una falla “pasante”). Determine si el relé se disparará o no por esta falla.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Suponga una falla monofásica a tierra en la ubicación de la falla indicada (esto también es una falla fuera de la zona de protección diferencial, o una falla “pasante”). Determine si el relé se disparará.

Se recomienda el uso de programWinIGS.

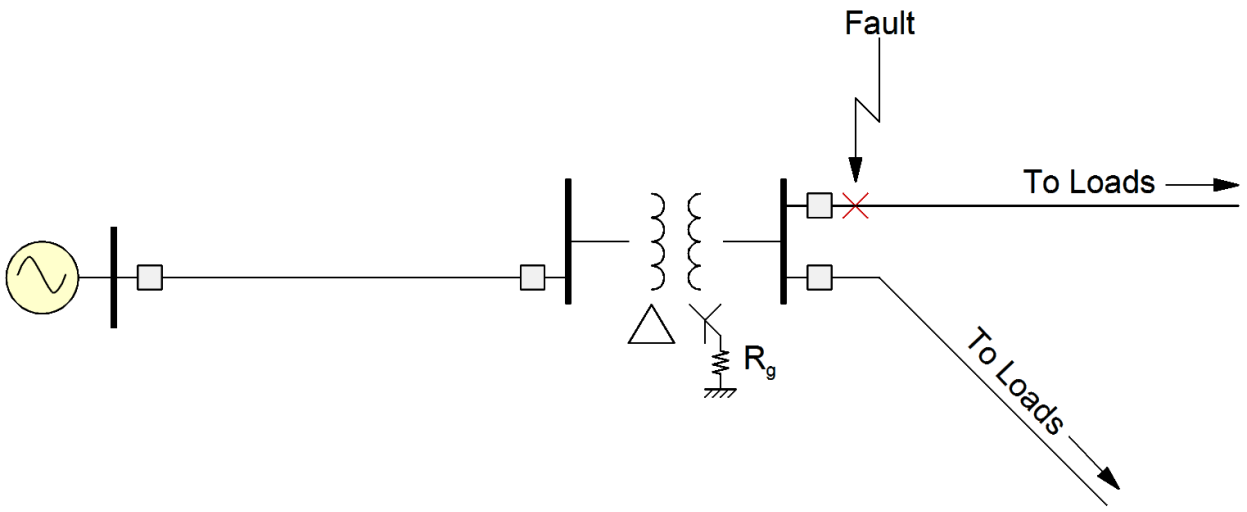


Figura P7.5

Solución: El análisis de cortocircuito se ha realizado con el programa WinIGS.

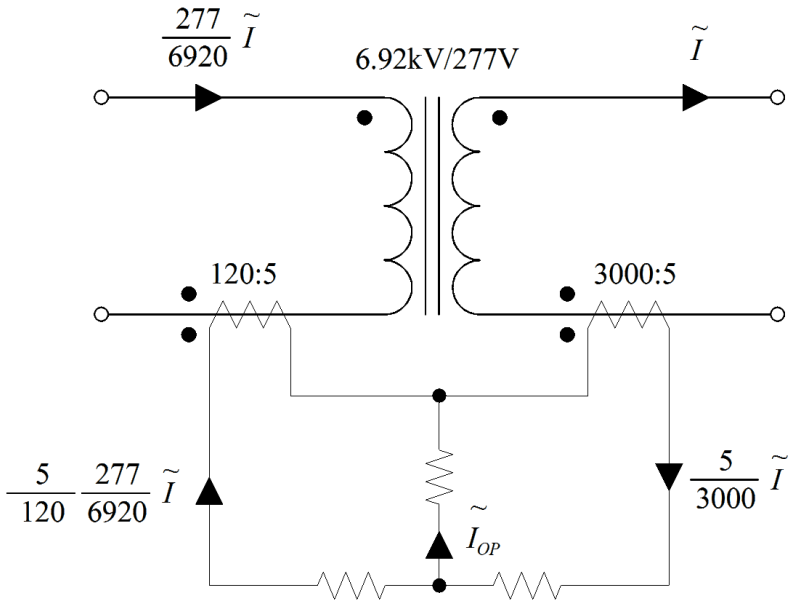
(a) Falla trifásica. Los resultados son:

Problema P7.6: 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:

$$I_{relé} \quad \frac{5}{3000} I \quad \frac{277}{6920} \frac{5}{120} I \quad (0{,}0000012)I$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Problema P7.7: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P7.7a. Los parámetros de los diversos componentes del sistema se dan en la Figura P7.7a. Tenga en cuenta que los parámetros por unidad indicados están siempre en las clasificaciones del dispositivo. El transformador está protegido con un relé diferencial alimentado a través de transformadores de corriente (20.000: 5A en el lado del generador y 2.000: 5A en el lado de 230 kV). Las conexiones se muestran en la Figura P7.7b. Considere una falla trifásica 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. Calcule la corriente en la bobina operativa de el relé diferencial.

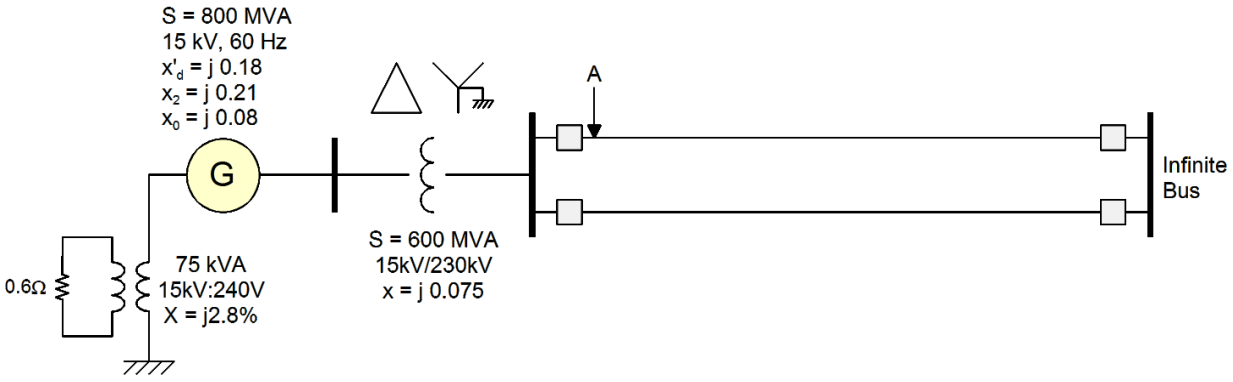


Figura P7.7a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

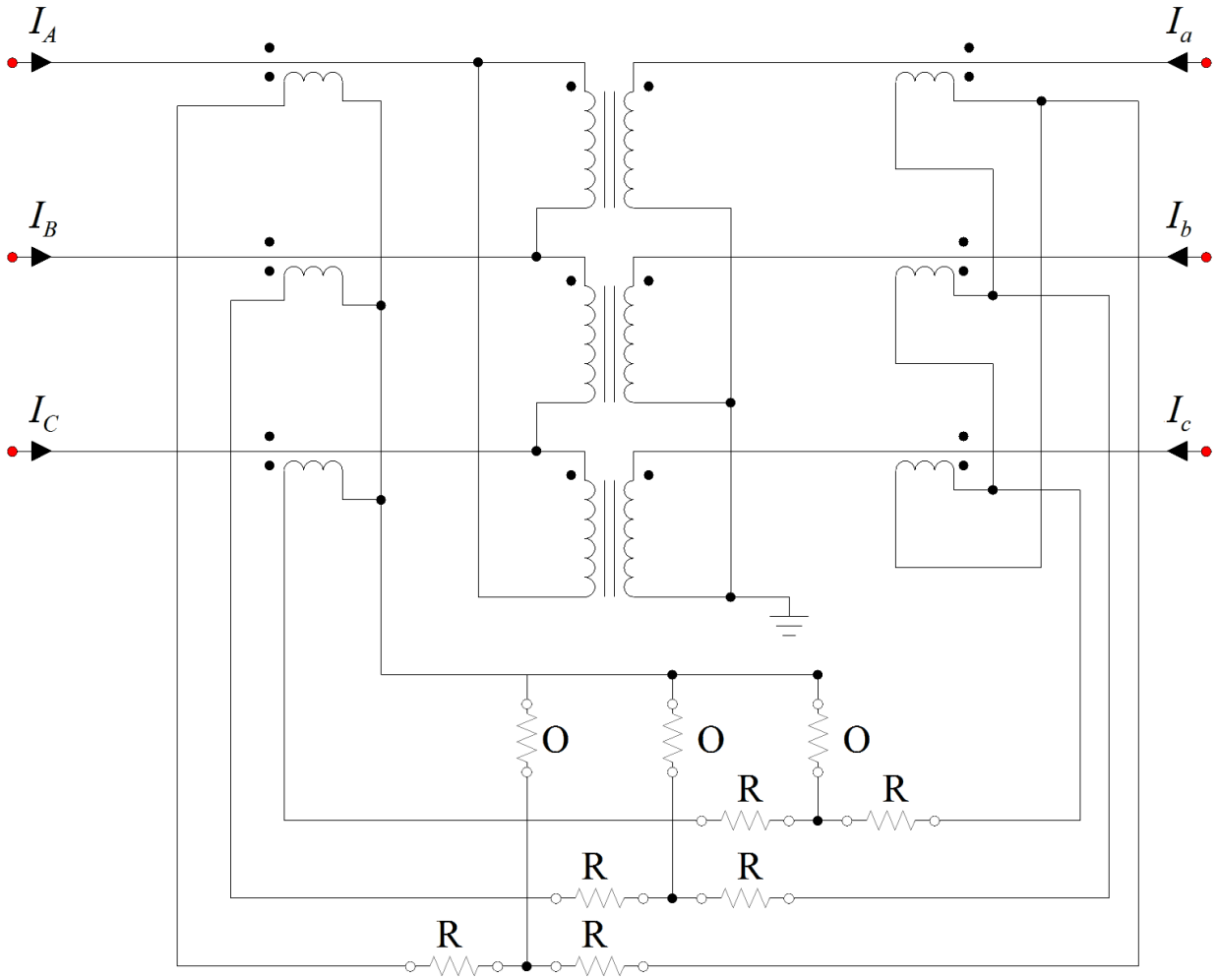


Figura P7.7b

Solución: Al realizar un análisis de falla, la corriente de falla en el lado alto es:

$$\tilde{I}_1 \quad j3.5714\ pu \quad 7.172{,}1\ A$$

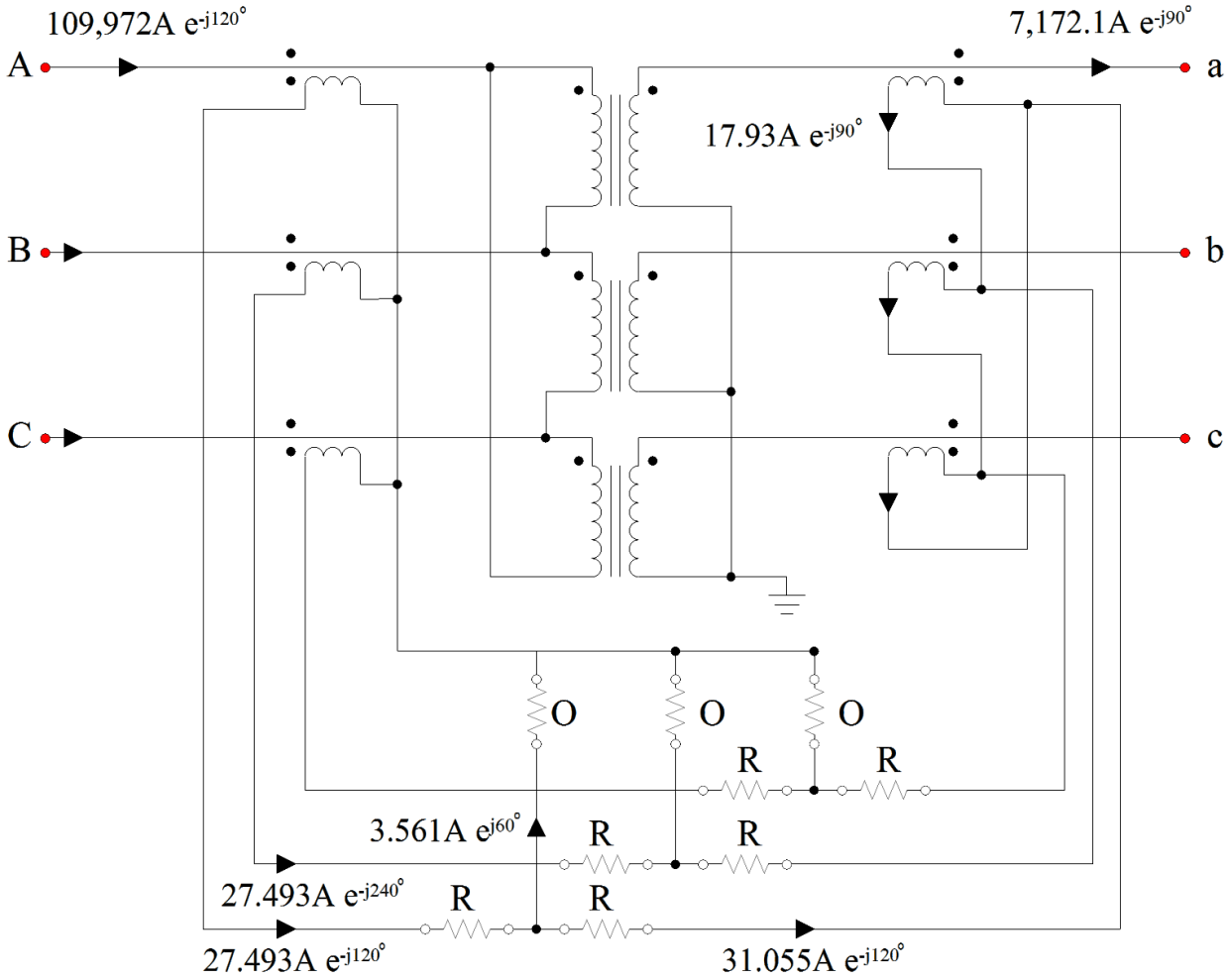
Las corrientes de fase en los lados de alto y bajo voltaje serán:

$$\tilde{I}_A \quad 7.172{,}1 mi^{j90^0}\ Amperios$$
$$\tilde{I}_B \quad 7.172{,}1 mi^{j210^0}\ Amperios$$
$$\tilde{I}_C \quad 7.172{,}1 mi^{j30^0}\ Amperios$$

$$\tilde{I}_a \quad 109.972{,}2 mi^{j60^0}\ Amperios$$
$$\tilde{I}_B 109.972{,}2 mi^{j180^0}\ Amperios$$
$$\tilde{I}_C 109.972{,}2 mi^{j90} \quad ^0\ Amperios$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La siguiente figura muestra las corrientes de falla en el transformador y el secundario de los TI. La corriente en la bobina de operación es de 3.561 amperios.



Problema P7.8: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P7.8a. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la Figura. Tenga en cuenta que los parámetros por unidad indicados están siempre en las clasificaciones del dispositivo. El transformador se conecta a tierra mediante la resistencia de puesta a tierra R. El transformador está protegido con un relé diferencial alimentado a través de transformadores de corriente (30.000: 5A en el lado del generador y 3.200: 5A en el lado de 230 kV). Las conexiones del relé diferencial se muestran en la Figura P7.8b. Los ajustes del relé diferencial son: corriente de arranque mínima de 0,5 amperios, porcentaje de diferencial del 20%.

(a) Suponga que el resistor de puesta a tierra es cero, R = 0, (sólidamente conectado a tierra). Considere una falla monofásica 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. Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial. ¿Se disparará el relevo?
(b) Suponga que el resistor de puesta a tierra es cero, R = 0, (sólidamente puesto a tierra). Considere una falla monofásica a tierra en la ubicación B indicada en la Figura. La ubicación B está en los casquillos del

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

transformador (avería interna). Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial. ¿Se disparará el relevo?
(c) Suponga que la resistencia de puesta a tierra es de 10 ohmios, R = 10 ohmios, (impedancia puesta a tierra). Considere una falla monofásica 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. Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial. ¿Se disparará el relevo?
(d) Suponga que la resistencia de puesta a tierra es de 10 ohmios, R = 10 ohmios, (impedancia puesta a tierra). Considere una falla monofásica a tierra en la ubicación B indicada en la Figura. La ubicación B está en los bujes del transformador (falla interna). Calcule la corriente en la bobina de operación del diferencial.
relé. ¿Se disparará el relevo?

Se recomienda el uso del programa WinIGS para el análisis de fallas.

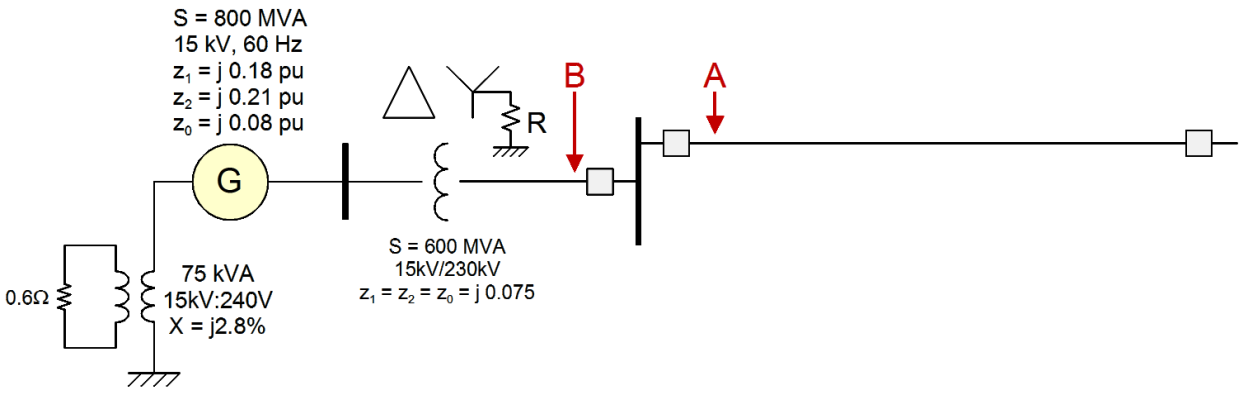


Figura P7.8a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

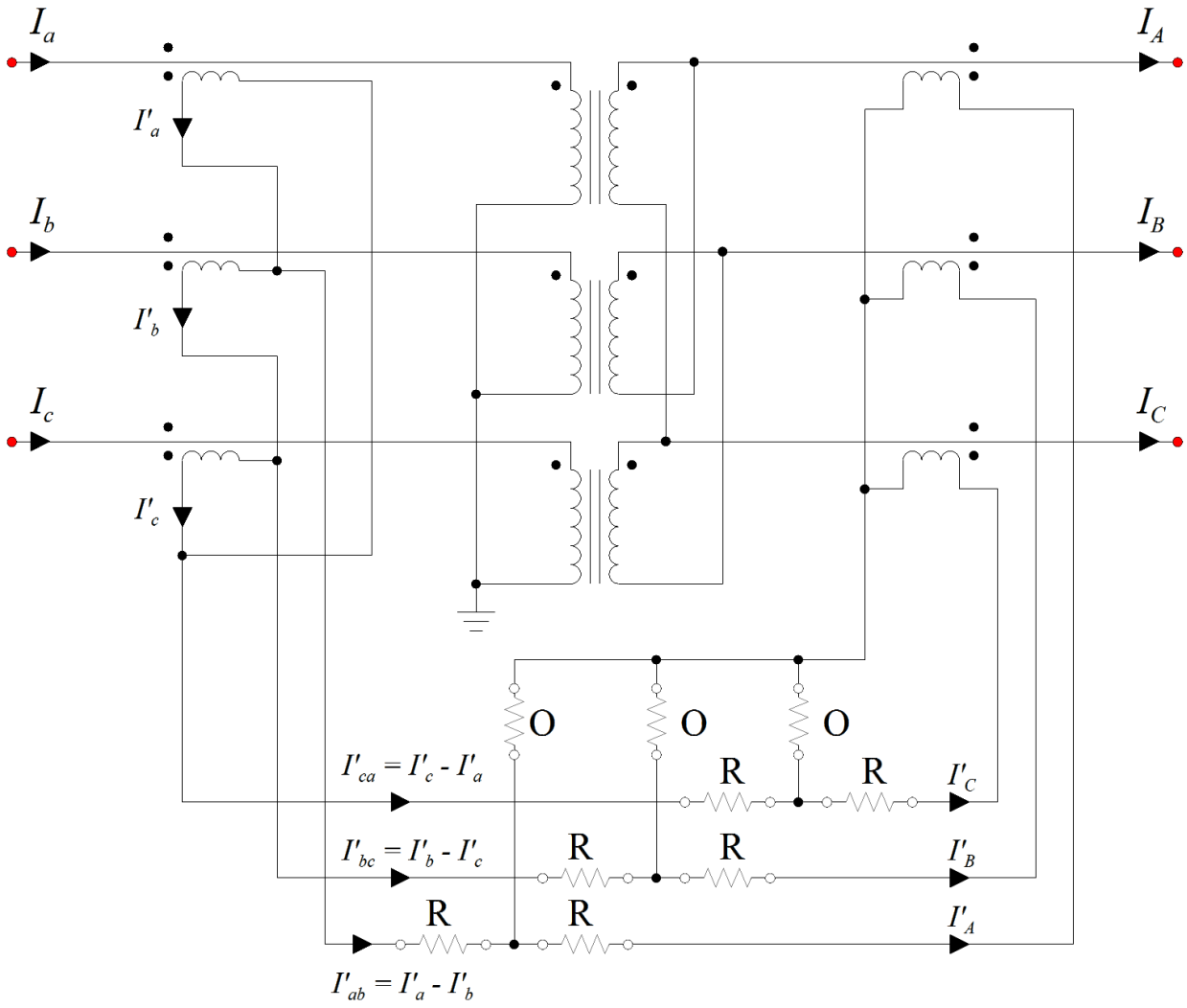


Figura P7.8b

Solución: El sistema se modela primero en el programa WinIGS. La falla de línea única a tierra

Los resultados para el caso de conexión a tierra sólida se dan a continuación.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

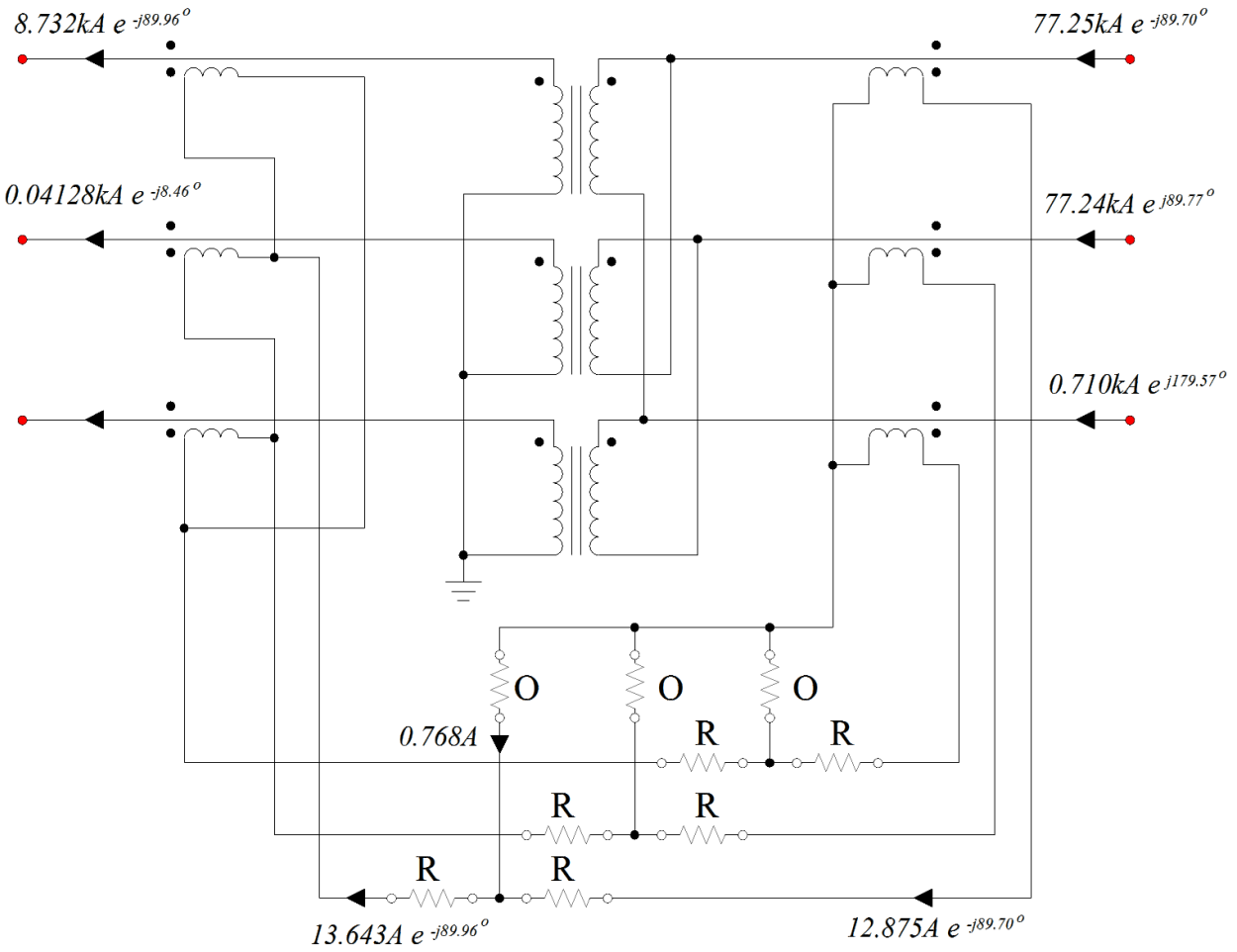
Para el caso de falla de línea única a tierra con una resistencia de tierra de 10 ohmios, se dan los resultados debajo.



Caso (a): El análisis del flujo de corriente se muestra en la figura. La corriente de la bobina de funcionamiento es de 0,768 amperios (por encima de la corriente de arranque) pero el porcentaje es

$$\% \quad \frac{0{,}768}{0{,}5\ (13{,}643\ 12.875)}(100)$$ 5.79% que está por debajo del 20% y, por lo tanto, el relé no funcionar.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Caso (b): En este caso, las corrientes son las mismas, excepto que la falla está antes del CT en el lado de alta tensión del transformador y, por lo tanto, la corriente a través de ese CT será prácticamente cero. Entonces, la corriente de la bobina de operación es 12,875 amperios (por encima de la corriente de arranque) y el porcentaje es

$$\% \quad \frac{12.875}{0,5 \quad 0 \quad 12.875)} \quad 100$$

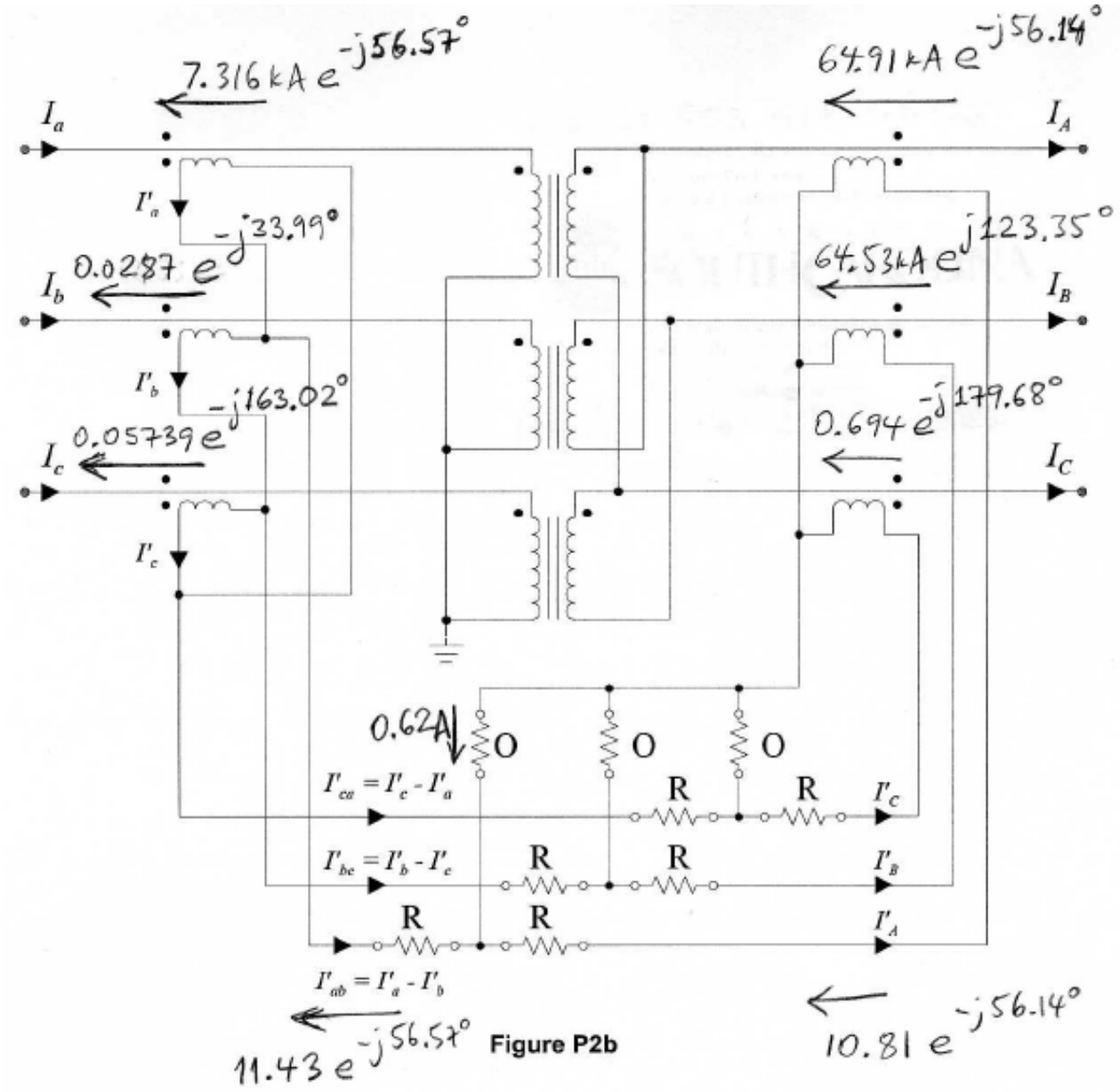
200% que está por encima del 20% y, por lo tanto, el relé funcionará.

Caso (c): El análisis del flujo de corriente se muestra en la figura. La corriente de la bobina de funcionamiento es de 0,62 amperios (por encima de la corriente de arranque) pero el porcentaje es

$$\% \quad \frac{0,62}{0,5 \quad 11.43 \; 10,81)} \quad 100$$

5,57% que está por debajo del 20% y, por lo tanto, el relé no funcionar.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Caso (d): En este caso, las corrientes son las mismas que en el caso (c) excepto que la falla está antes del CT en el lado de alta tensión del transformador y, por lo tanto, la corriente a través de ese CT será prácticamente cero. Entonces, la corriente de la bobina operativa es de 10,81 amperios (por encima de la corriente de arranque) y el porcentaje es

$$\% \quad \frac{10{,}81}{0{,}5\,(0 \;\; 10{,}81)}(100) \quad 200\%$$ que está por encima del 20% y, por lo tanto, el relé funcionará.

Problema P7.9: Considere un transformador trifásico con las siguientes especificaciones nominales: 116 kV / 13,8 kV, 36 MVA, 60 Hz. El transformador tiene las siguientes tomas:

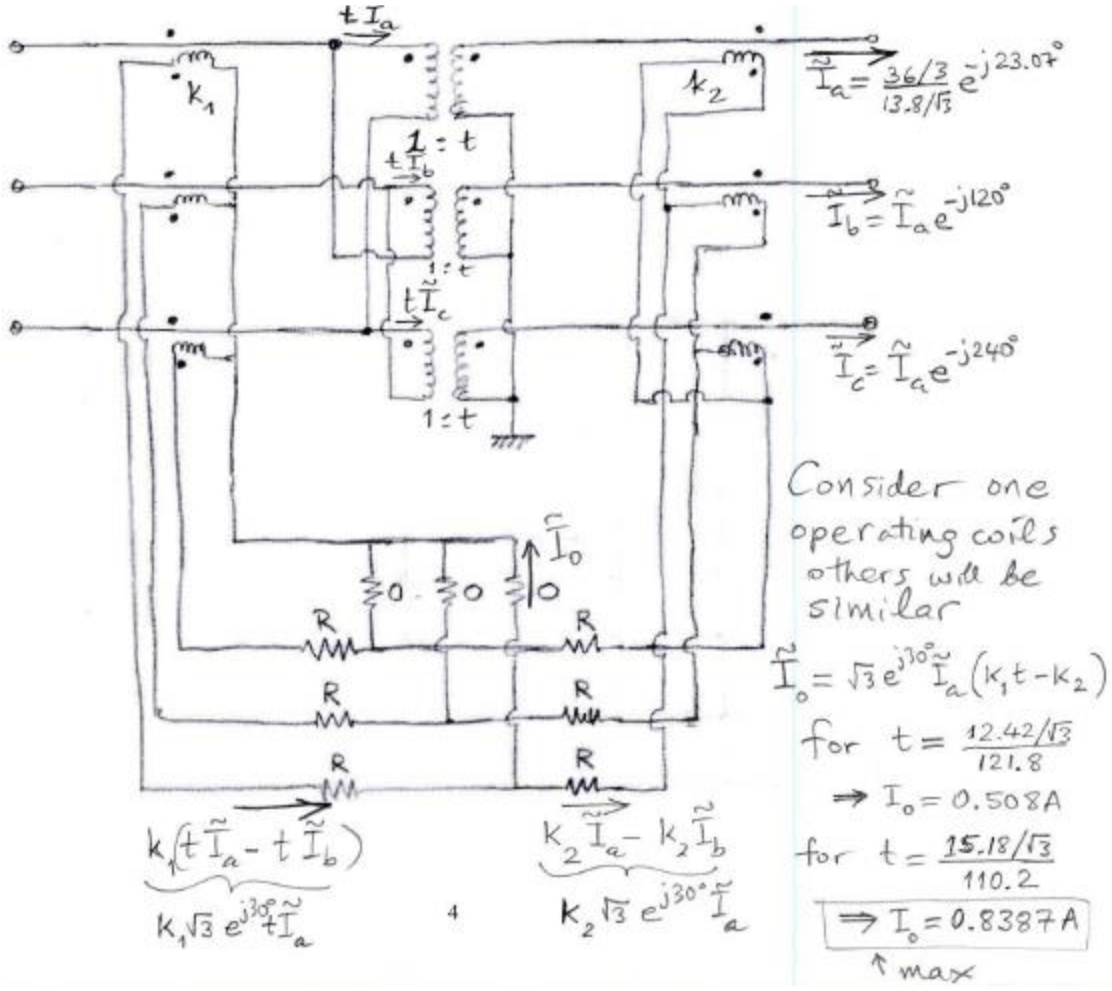
Lado de alto voltaje (conectado en triángulo): 110,2 kV a 121,8 kV (cinco tomas)
Lado de bajo voltaje (conectado en estrella): 12,42 kV a 15,18 kV (8 tomas de elevación y 8 tomas de bajada)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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, un ingeniero selecciona los siguientes CT: CT del lado de alto voltaje (lado del transformador conectado en triángulo): 200: 5, CT del lado de bajo voltaje (lado del transformador conectado en estrella): 3000: 5. El diagrama de cableado del sistema se muestra en la siguiente figura.

Calcule la corriente de operación máxima (corriente en la bobina de operación del relé) cuando la carga del transformador en el secundario es nominal, balanceada, a voltaje nominal y factor de potencia de 0.92 con retraso de corriente. (Sugerencia: considere los casos extremos de selección de tomas que producen las relaciones de transformación extremas: 110,2 kV / 15,18 kV y 121,8 kV / 12,42 kV).

Solución:



Problema P7.10: Un transformador de núcleo de hierro, monofásico, 14.4 kV / 240V, 75 kVA, 60 Hz se energiza desde una fuente de voltaje ideal. La fuente de voltaje produce un voltaje igual a:

e (t) 2 sin porque *t* 38 0) *voltios* donde: E = 14,44 kV, =377 segundos 1

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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

$$\text{eso)} \quad I_0 \frac{|\ (t)|^9}{0} \quad \text{firmar}(\ (t)\ )$$, donde$_0$ es igual a 0.01 pu y $_0$ es igual a 1.0 pu en el transformador calificaciones.

El transformador se energiza en el tiempo t = 0. Calcule el valor máximo de la corriente de magnetización en amperios.

Problema P7.11: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P7.xa. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la Figura. Tenga en cuenta que los parámetros por unidad indicados están siempre en las clasificaciones del dispositivo. La instalación de generación tiene una placa de tierra con una impedancia de tierra total de 0,25 ohmios. El transformador se conecta a tierra mediante la resistencia de puesta a tierra R. El transformador está protegido con un relé diferencial alimentado a través de transformadores de corriente (25.000: 5A en el lado del generador y 2.400: 5A en el lado de 345 kV). Las conexiones del relé diferencial se muestran en la Figura P7.xb. Los ajustes del relé diferencial son: corriente de activación mínima 0,5 amperios, diferencial de porcentaje del 10%.

Suponga que la resistencia de conexión a tierra es de 10 ohmios, R = 10 ohmios (impedancia conectada a tierra). Considere una falla monofásica a tierra en la ubicación A indicada en la Figura. La ubicación A está muy cerca del bus de 345 kV del transformador y prácticamente la impedancia entre el bus y la ubicación A es cero. Por simplicidad, descuide el sistema más allá de la ubicación de la falla A. Calcule la corriente en el bobina de funcionamiento del relé diferencial. ¿Se disparará el relevo?

Se recomienda el uso del programa WinIGS para el análisis de fallas.

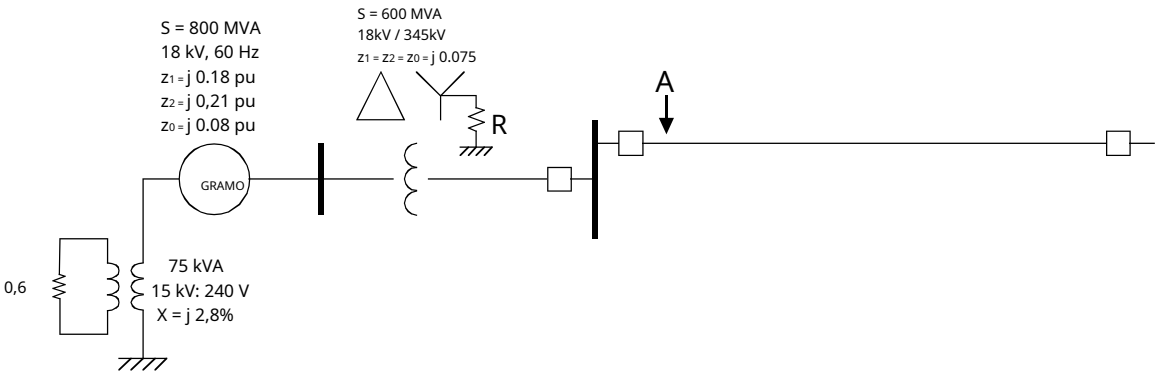


Figura P7.xa

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

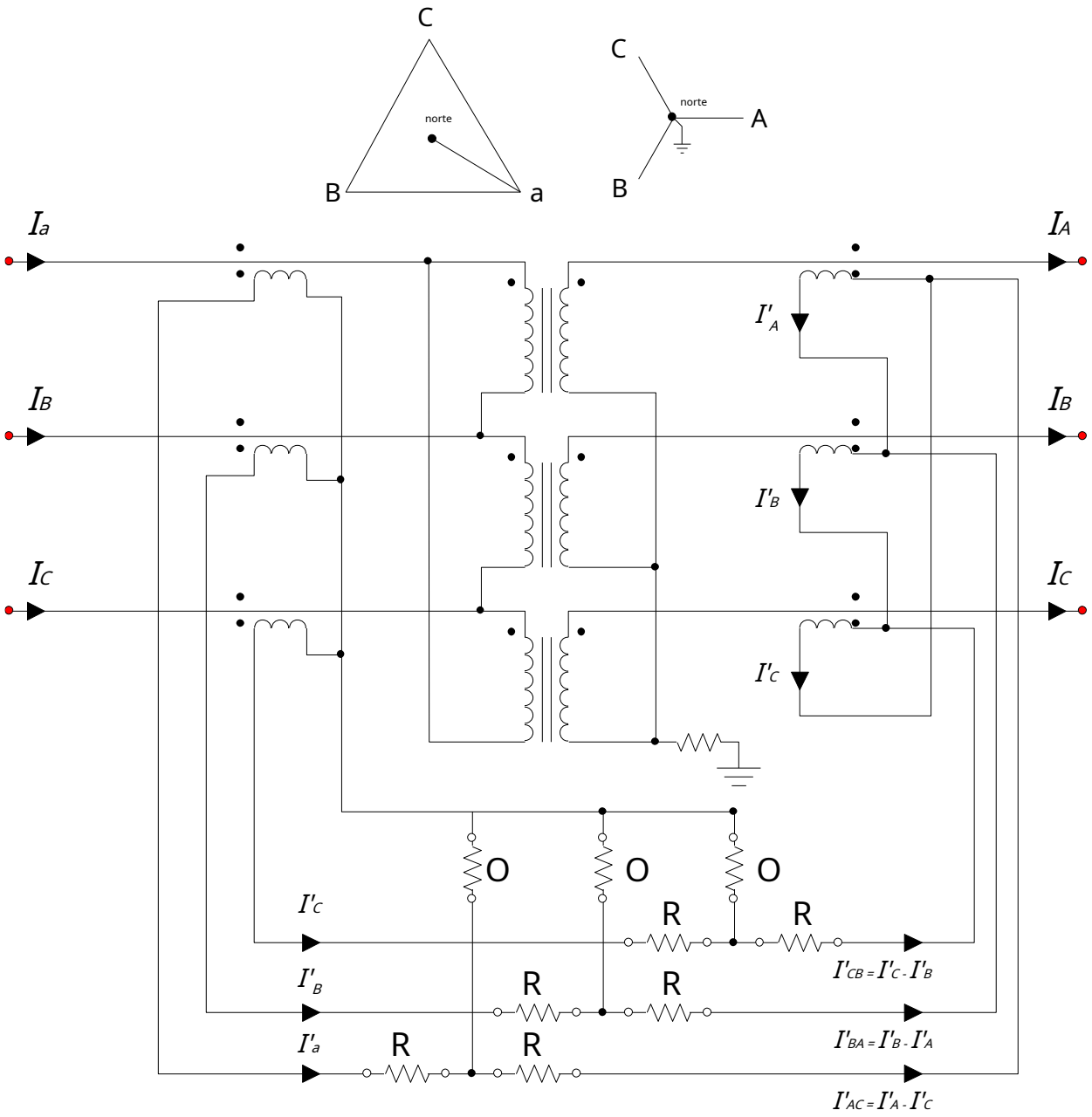


Figura P7.xb

Solución:

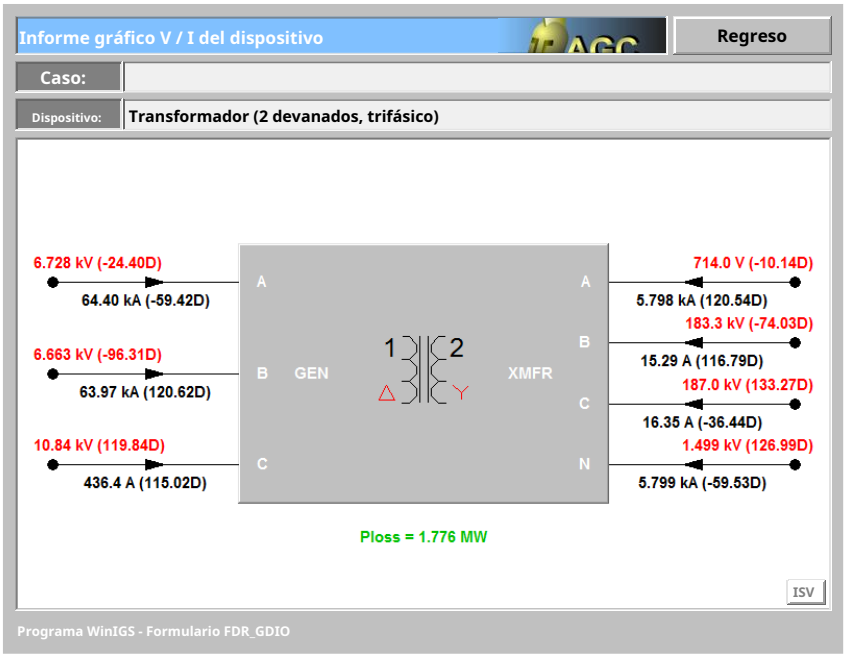
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución completada

Solución	Fallo del dispositivo interno	
Fallo de LN en la línea de transmisión aérea trifásica		
Corriente de falla	Magnitud (kA)	Fase (grados)
FAULTBUS_A	5.7992	120.5416
Relación X / R	72,3475	Diagrama
Frecuencia (Hz)	60.0000	Cerca

Programa WinIGS - Formulario SLV_FD03

La información actual del transformador es



La corriente en el lado del relé:

$$\tilde{I}'_a = \frac{5}{25000}\tilde{I}_a = \frac{5}{25000}(64{,}4\,mi^{j59{,}42^\circ}A)\ 12{,}88\,mi^{j59{,}42^\circ}A$$

$$\tilde{I}'_{C.A.} = \tilde{I}'_A - \tilde{I}'_C = \frac{5}{2400}(\tilde{I}_A - \tilde{I}_C)$$

$$= \frac{5}{2400}(5798\,mi^{j(120{,}54^\circ - 180)^\circ} - 16.35\,mi^{j(36{,}44^\circ - 180)^\circ})\,A\ 12.1105\,mi^{j59.397^\circ}A$$

$$\tilde{I}'_{OA} = \tilde{I}'_a - I^{\sim}_{C.A.}\ 12{,}88\,mi^{j59{,}42^\circ}\ 12.1105\,mi^{j\ 59.397^\circ}\ 0{,}769\ \ 5mi^{j\ 59.782^\circ}A$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{\frac{\tilde{I}'_{OA}}{\tilde{I}'_a \; \tilde{I}'_{C.A.}}}{2} \left| \frac{0{,}7695 mi^{j59.782^\circ}}{\frac{12{,}88 mi^{j59{,}42^\circ} \; 12.1105 mi^{j59{,}39^\circ}}{2}} \right| \; 100\% \quad 6{,}16\% \; 10\%$$

La fase A no se disparará.

$$\tilde{I}'_B \quad \frac{5}{25000} \quad \tilde{I}_B \quad \frac{5}{25000} \quad 63{,}97 mi^{j120{,}62^\circ} kA \; 12.794 mi^{j120{,}62^\circ} A$$

$$\tilde{I}'_{\text{licenciado en Letras}} \; \tilde{I}'_B \; \tilde{I}'_A \quad \frac{5}{2400} \; (\tilde{I}_B \quad \tilde{I}_A)$$

$$\frac{5}{2400} \; (15{,}29 mi^{j(116{,}79^\circ 180)} \; 5798 mi^{j(120.54^\circ 180))} A \; 12.0474 mi^{j120.5499^\circ} A$$

$$\tilde{I}'_{\text{transmisión exterior}} \; \tilde{I}'_B \; \tilde{I}'_{\text{licenciado en Letras}} \; 12.794 mi^{j120{,}62^\circ} \; 12.0474 mi^{j120.5499^\circ} \; 0{,}7468 mi^{j121.7508^\circ} A$$

$$\frac{\frac{\tilde{I}'_{\text{transmisión exterior}}}{\tilde{I}'_B \; \tilde{I}'_{\text{licenciado en Letras}}}}{2} \left| \frac{0{,}7468 mi^{j121.7508^\circ}}{\frac{12.794 mi^{j120{,}62^\circ} \; 12.0474 mi^{j120.549\,9^\circ}}{2}} \right| \; 100\% \quad 6{,}01\% \; 10\%$$

La fase B no se disparará.

$$\tilde{I}'_C \quad \frac{5}{25000} \quad \tilde{I}_C \quad \frac{5}{25000} \quad 436{,}4 mi^{j115.02^\circ} A \quad 0.0873 mi^{j115.02^\circ} A$$

$$\tilde{I}'_{CB} \; \tilde{I}'_C \; \tilde{I}'_B \quad \frac{5}{2400} \; (\tilde{I}_C \quad \tilde{I}_B)$$

$$\frac{5}{2400} \; (16{,}35 mi^{j(36\,.\,44^\circ 180)^\circ} \; 15.29 mi^{j(116{,}79^\circ 180))} A \quad 0.0641 mi^{j130.6381^\circ} A$$

$$\tilde{I}'_{jefe} \quad \tilde{I}'_C \quad \tilde{I}'_{CB} \; 0.0873 mi^{j115.02^\circ} \; 0.0641 mi^{j130.6381^\circ} \quad 0.0308 mi^{j84{,}9489^\circ} A \; 0{,}5A$$

$$\frac{\frac{\tilde{I}'_{OA}}{\tilde{I}'_a \; \tilde{I}'_{C.A.}}}{2} \left| \frac{0{,}7695 mi^{j59.782^\circ}}{\frac{12{,}88 mi^{j59{,}42^\circ} \; 12.1105 mi^{j59.397^\circ}}{2}} \right| \; 100\% \quad 41{,}06\%$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P7.12: Un transformador de núcleo de hierro, monofásico, 14.4 kV / 240V, 75 kVA, 60 Hz se energiza desde una fuente de voltaje ideal. La fuente de voltaje produce un voltaje igual a:

$e(t) = 2\sqrt{}$ porque t 38₀) *voltios* donde: E = 14,44 kV, =377 segundos₁

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

eso) $I_0 \frac{|(t)|}{0}^9$ *firmar(* (*t)),* donde₀ es igual a 0.01 pu y ₀ es igual a 1.0 pu en el transformador calificaciones.

El transformador se energiza en el tiempo t = 0. Calcule el valor máximo de la corriente de magnetización en amperios.

Solución: Tras la activación del transformador, la siguiente ecuación proporciona la relación del enlace de flujo magnético del transformador y el voltaje del transformador:

$\frac{D(t)}{dt} = e(t)$, con condición inicial: (0) 0. La solución es:

$$(t) = e(t)\,dt = \frac{\sqrt{2}mi}{\text{pecado}(t \quad 0{,}6632)} \quad \frac{\sqrt{2}mi}{\text{pecado}(0{,}6632)}$$

$$\frac{\sqrt{2}mi}{\text{pecado}(t \quad 0{,}6632)} \quad \frac{\sqrt{2}mi}{\text{pecado}(0{,}6632)}$$

$$54.019 \text{ pecado}(t \quad 0{,}6632) \quad 33.2563 Wb$$

La corriente magnetizante máxima *eso)* se obtiene en m enlace de flujo máximo

$$_{\max}(t) = 54.019 \quad (1) \quad 33.2563 = 87.2753 Wb$$

$$I_{metro,\max}(t) = 0{,}01 \quad \frac{75k}{14{,}4k} \quad \frac{87.2753}{54.019}^9 \quad (1) = 3.9066 \text{ Amperios}$$

Problema P7.13: Considere un transformador trifásico, conectado delta-estrella, toma variable (en el lado bajo), con clasificaciones nominales $36 MVA, 138 kV / 13{,}8 kV, z = j0{,}08 pu$ indicado en la Figura P7.xa. 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, como se indica en la figura.

En cierto momento, el transformador opera en la toma de 138kV / 12.45kV mientras ocurre una falla en el sistema de bajo voltaje, fuera del transformador. Las corrientes en el lado bajo del transformador se muestran en la figura. Tenga en cuenta que para este toque la relación de transformación de cada uno de los tres transformadores monofásicos es 138kV / 7.188kV (138kV: 12.45 / sqrt (3.0) kV).

(a) Calcule la corriente eléctrica en las tres bobinas operativas del relé.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Determine si el relé diferencial disparará el transformador.

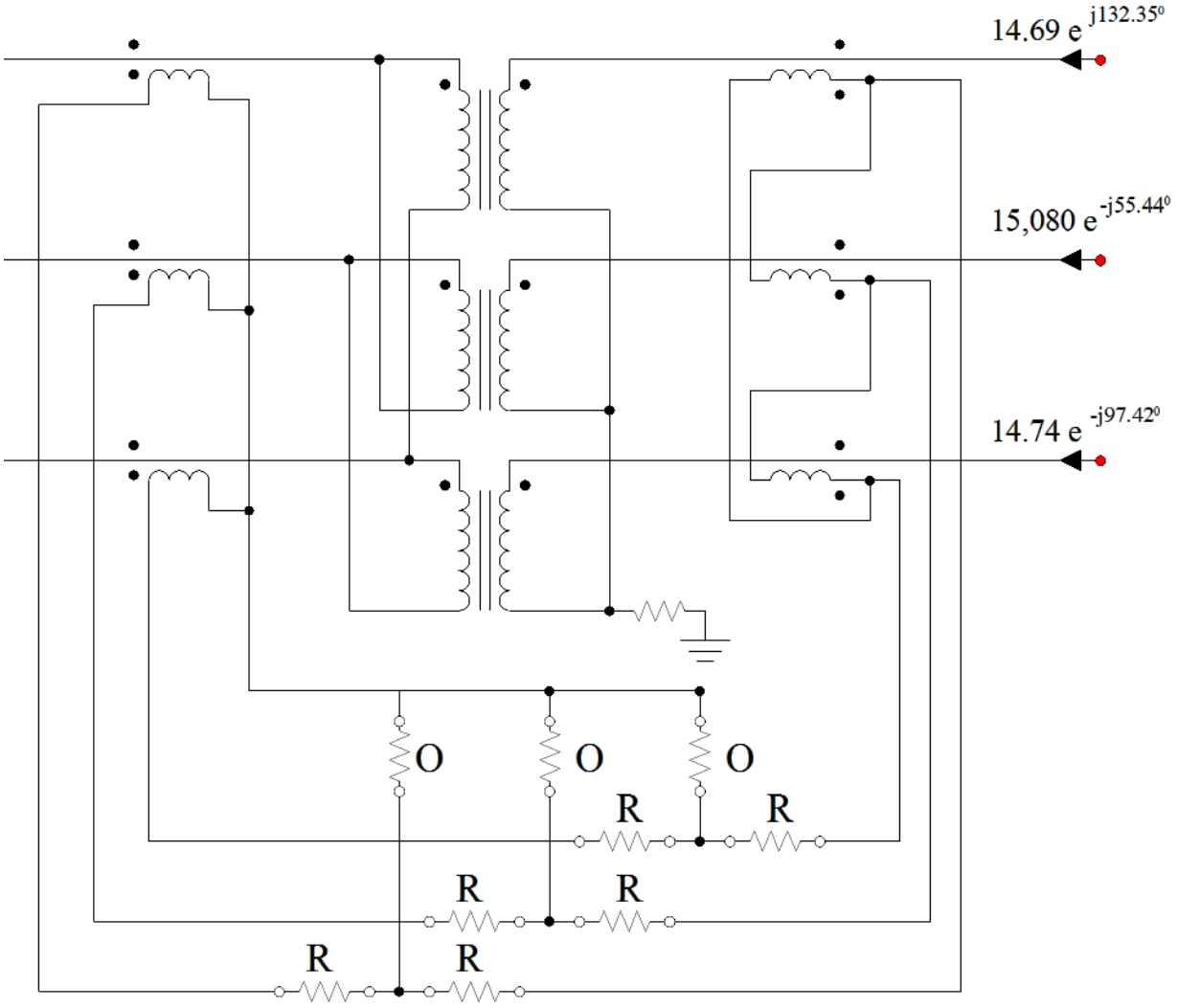


Figura P7.13a: Transformador trifásico conectado en triángulo y esquema diferencial Configuración

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 8 ***3 Protección del generador*** ***3***

8.1 Introducción 3

8.2 Filosofía de protección del generador 7

8.3 Protección de falla a tierra del generador 9

8.3.1. Detección de fallas a tierra 11

8.3.2. Selección de la instrumentación de retransmisión 13

8.4 Protección contra fallas de fase del generador 13

8.5 Protección de falla a tierra del generador 15

8.5 Protección contra desequilibrio del generador 17

8.6 Protección contra sobrecargas 19

8.7 Fallos del rotor 19

8.8 Sobre / Subtensión y Sobre / Subfrecuencia 21

8.9 Pérdida de excitación 22

8.9.1 Límite de estado estable del generador 23

8.9.2 Respuesta del generador a la pérdida de campo 25

8.9.3 Límites de funcionamiento del generador 25

8.9.4 Protección contra pérdida de excitación del generador con relés de impedancia modificada 27

8.10 Protección de potencia inversa (32) 33

8.11 Energización accidental 33

8.12 Retransmisión fuera de paso 34

8.12.1 Oscilaciones estables e inestables 34

8.12.2 Diagramas de impedancia 40

8.12.3 Fenómenos de colapso de voltaje durante cambios de potencia 41

8.12.3 Fenómenos transitorios de recuperación 43

8.12.4 Esquemas de protección fuera de paso 45

8.12.5 Otros esquemas de protección para condiciones fuera de sintonía 51

8.12.6 Discusión 51

8.13 Reconexión y sincronización 52

8.14 Resumen y discusión 52

8.15 Problemas _____ 52

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Capítulo 8
Protección del generador

8.1 Introducción

En este capítulo, nos enfocamos en los esquemas de protección para generadores. La mayoría de las unidades generadoras son grandes máquinas síncronas. La protección de los generadores síncronos es un tema crítico para el sistema de energía eléctrica por muchas razones que incluyen: (a) los generadores síncronos son equipos muy costosos y (b) impactan la estabilidad del sistema y, en consecuencia, la confiabilidad del sistema de energía en general. Debido a la importancia de los generadores, los esquemas de protección de los grandes generadores síncronos son bastante completos y complejos. La filosofía de la protección del generador es que el generador debe estar protegido contra todas las condiciones que puedan dañar el generador o pueden afectar la estabilidad y seguridad del sistema. Al mismo tiempo, el generador no debe dispararse por condiciones anormales que no amenacen la salud del generador, la seguridad del personal o la seguridad del sistema. Tales fenómenos pueden ser una oscilación transitoria pero estable de un generador después de una falla en el sistema de transmisión y la eliminación exitosa de la falla del sistema de transmisión, bajo voltaje debido a fallas cercanas y baja frecuencia debido a las condiciones generales de operación del sistema.

Tenga en cuenta que hemos discutido dos clases distintas de condiciones anormales contra las cuales el generador debe protegerse: (a) condiciones anormales que pueden dañar el generador y (b) condiciones anormales que pueden comprometer la seguridad del sistema. Las anteriores condiciones anormales se refieren a fallas y perturbaciones dentro de la unidad generadora. Estos últimos se refieren a perturbaciones del sistema (externas o internas) que afectan el funcionamiento del generador, como las que pueden crear una oscilación inestable del sistema. Inicialmente, nos enfocamos en los primeros tipos de perturbaciones y los esquemas de protección asociados, es decir, protección de componentes. Más adelante en el capítulo, abordamos el tema de la protección del generador contra perturbaciones que amenazan la estabilidad y seguridad del sistema. Un esquema de protección común para este tipo de perturbaciones es la protección fuera de paso, que se analiza en este capítulo. Este esquema es parte de un enfoque más general de protección del sistema.

La filosofía de protección de los generadores contra fallas y perturbaciones internas ha evolucionado a lo largo de los años. Inicialmente, en la era de los relés electromecánicos, un generador estará protegido con varios relés, es decir, sobrecorriente, protección diferencial de las bobinas del estator, sobre y subfrecuencia, sobre y bajo voltaje, etc. red a través de un transformador elevador. La protección del transformador elevador también se proporcionó con un conjunto de relés individuales, por ejemplo, sobrecorriente, diferencial, voltios sobre Hertz y otros, como se discutió en el Capítulo 7. Muchos generadores tienen transformadores elevadores dedicados. En este caso, el generador / transformador se puede proteger como una unidad, si una parte de la unidad debe dispararse, ambos componentes se pueden disparar como una unidad. En otras palabras, el generador y el transformador se tratan como una zona de protección. Este enfoque es atractivo desde el punto de vista económico, ya que se puede Evite el uso de un costoso disyuntor de generador.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El desarrollo de relés numéricos en la década de 1980 y sus continuas mejoras dieron como resultado relés con múltiples funciones y múltiples elementos para cada función. Como resultado, se desarrollaron relés numéricos que admiten todas las funciones de protección recomendadas para un generador. Nos referimos a estos relés como relés de generador.

Cualquier esquema de protección de generador debe diseñarse para la configuración particular del sistema general y los componentes de soporte asociados para la operación del generador, tales como excitador, transformadores auxiliares, transformadores de arranque, etc. Las Figuras 8.1 y 8.2 ilustran dos configuraciones de ejemplo de unidades generadoras. . La figura 8.1 muestra una unidad generadora con un transformador elevador dedicado. Tenga en cuenta que en el bus del generador puede haber un transformador de servicio de la estación y posiblemente otro transformador para el sistema de excitación del generador. Para algunos generadores grandes, el transformador de servicio de la estación puede estar conectado directamente al bus de alta tensión de la planta generadora. La figura 8.2 muestra dos generadores que comparten un transformador elevador de tres devanados. La Figura 8.3 muestra una vista renderizada en 3D de una planta generadora (solo se ilustra un generador).

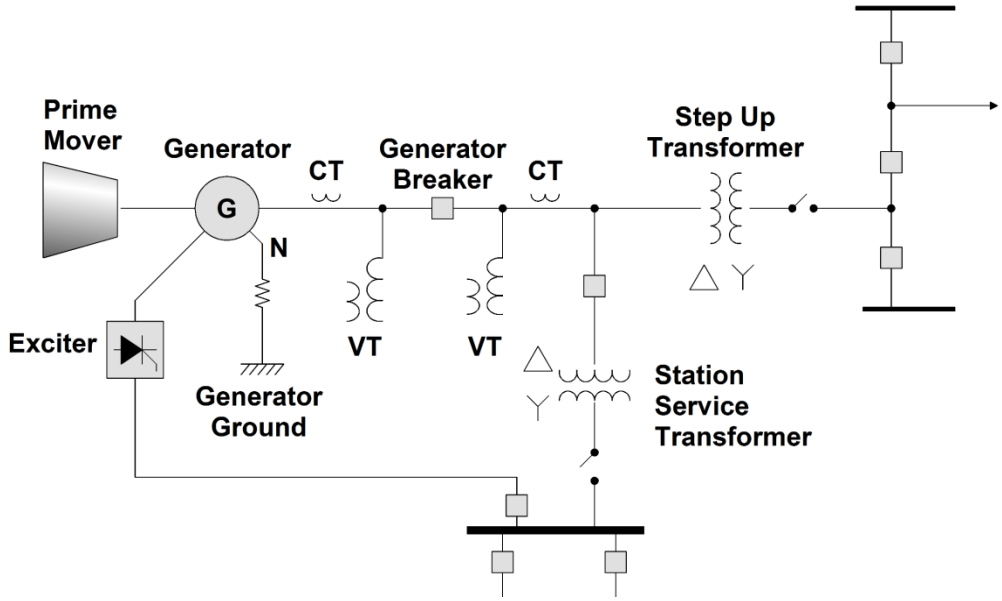


Figura 8.1 Generador único con estación y transformador elevador dedicado

Transformador de servicio

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

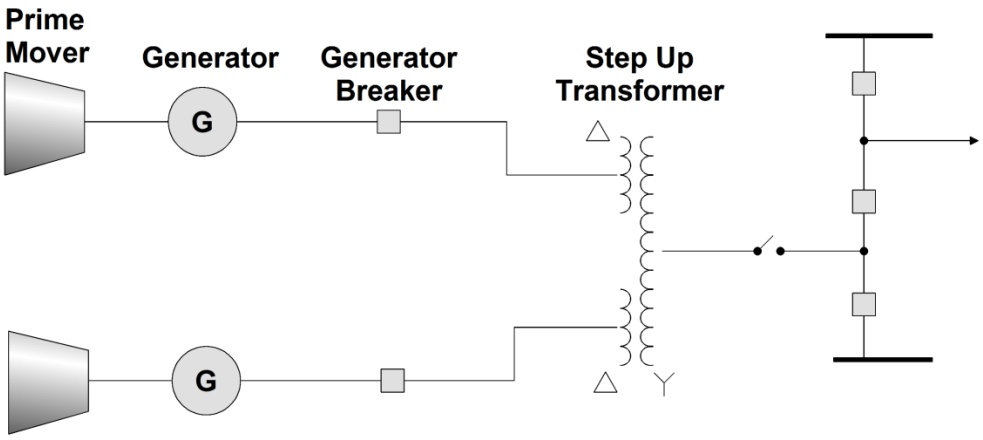


Figura 8.2 Dos generadores con transformador elevador de tres devanados

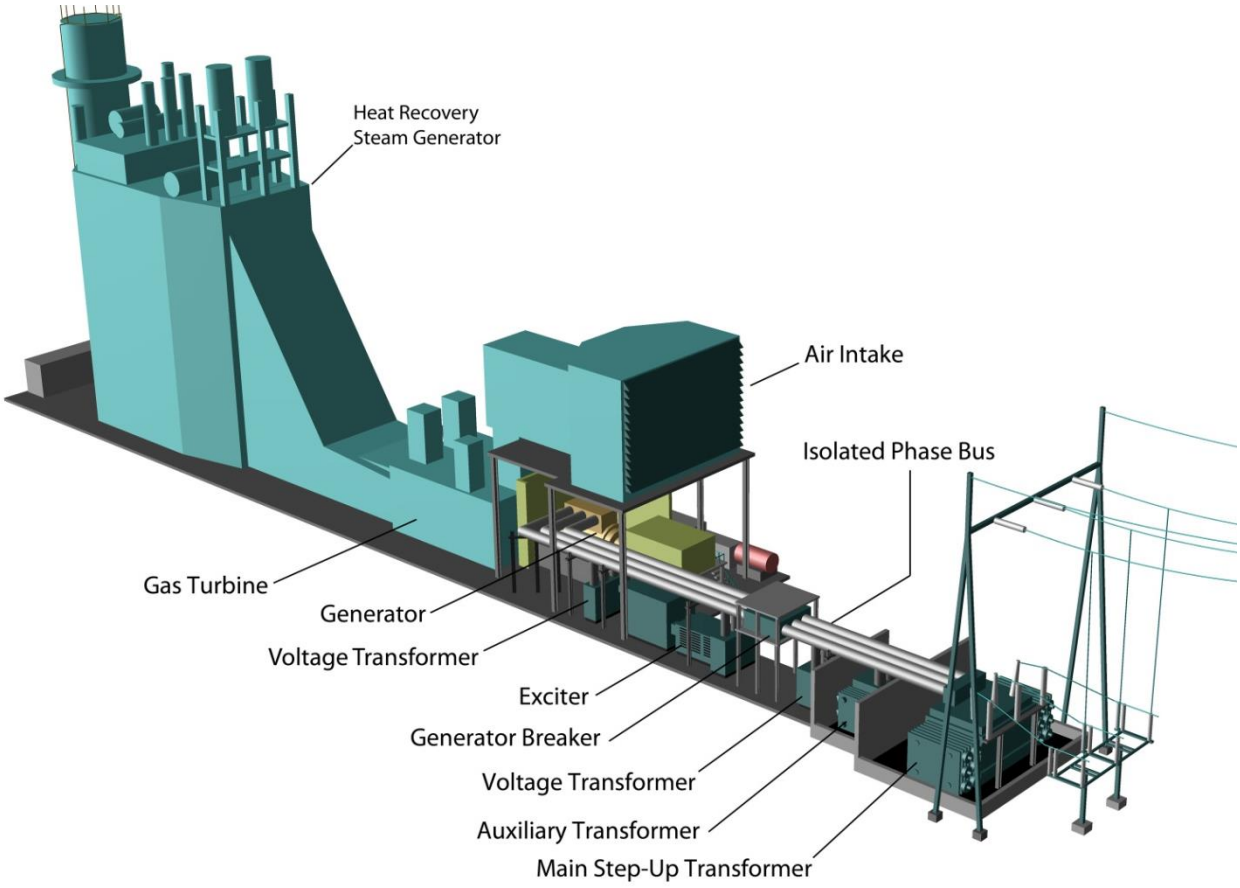


Figura 8.3 Vista renderizada en 3D de una unidad generadora

Debe entenderse que para ciertas perturbaciones, tanto el generador como el transformador deben desconectarse del sistema como una unidad. Este es el caso de los sistemas que se muestran en las Figuras 8.1 y 8.3. Si la perturbación / falla requiere que se dispare el generador, no hay razón para mantener energizado el transformador elevador. Del mismo modo, si la perturbación (falla) afecta al

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El transformador elevador y el transformador deben dispararse, entonces el generador también se disparará porque ya no puede suministrar energía al sistema. Además, el sistema de generador / transformador elevador puede conectarse a sistemas de soporte adicionales, como un transformador de arranque de la unidad o un transformador auxiliar. Para una mejor práctica, la protección del generador debe coordinarse con el transformador elevador y posiblemente con el transformador auxiliar y de arranque. Muchos sistemas modernos tratan al generador y al transformador elevador como una "unidad" y el sistema de protección está diseñado para proteger la unidad como una sola entidad y para disparar toda la unidad cuando esté justificado. Al mismo tiempo, los auxiliares de la unidad de generación deben tener sus sistemas de protección separados y deben poder activarse cuando la unidad de generación deba reiniciarse. Examinaremos las funciones de protección de la unidad generadora y luego discutiremos las filosofías de protección que brindan coordinación para la unidad de generación en general. La Tabla 8.1 proporciona una lista de los tipos de funciones de protección que son típicas en un sistema de protección de generación.

Tabla 8.1 Problemas de protección del generador

Protección contra fallas de fase
Protección de falla de fase a tierra (100% de protección)
Protección contra fallas del rotor
Desequilibrio (voltaje)
Subtensión
Sobretensión
Subfrecuencia
Sobrefrecuencia
Sobrecarga
Pérdida de excitación
Potencia inversa
Corrientes desequilibradas
Sobre / subexcitación
Automovilismo y puesta en marcha
Sincronización
Energización accidental

La figura 8.4 ilustra la práctica para la protección del generador de una empresa de servicios públicos específica. Se pueden identificar las diversas funciones de protección a partir de los números de función. El objetivo del conjunto de funciones de protección es proteger el generador contra todas las posibles condiciones de falla que puedan dañar el generador. La filosofía de la protección del generador es la siguiente: primero es necesario reconocer que cualquier falla en la armadura del generador dañará el generador si la corriente de falla es lo suficientemente alta y antes de que cualquier sistema de protección pueda responder, sin importar qué tan rápido. Por esta razón, el generador está diseñado para eliminar prácticamente las fallas de alta corriente de falla. Esto se consigue aislando las tres fases del generador para que se elimine prácticamente la posibilidad de fallas fase a fase y trifásicas. Las posibles fallas que pueden ocurrir es una fase a la envolvente puesta a tierra de la fase aislada, es decir, una falla a tierra. También las fallas del devanado del transformador a la estructura de acero del generador también son una falla a tierra. El nivel de corrientes que pueden desarrollarse durante las fallas a tierra se minimiza mediante una conexión a tierra de alta impedancia. Figura
8.3 ilustra el bus de fase aislada. La figura 8.4 muestra la típica conexión a tierra de alta impedancia de grandes generadores a través de un transformador monofásico. El secundario del transformador se carga con

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

una resistencia R. Este sistema normalmente proporciona una impedancia de conexión a tierra equivalente de unos pocos miles de ohmios. Con esta impedancia de tierra, una falla a tierra puede consumir solo unos pocos amperios. Un objetivo típico es mantener esta corriente por debajo de los 5 amperios. La protección del generador contra fallas en el generador está especializada para este sistema.

Los ajustes de las diversas funciones de protección se discutirán en los párrafos siguientes.

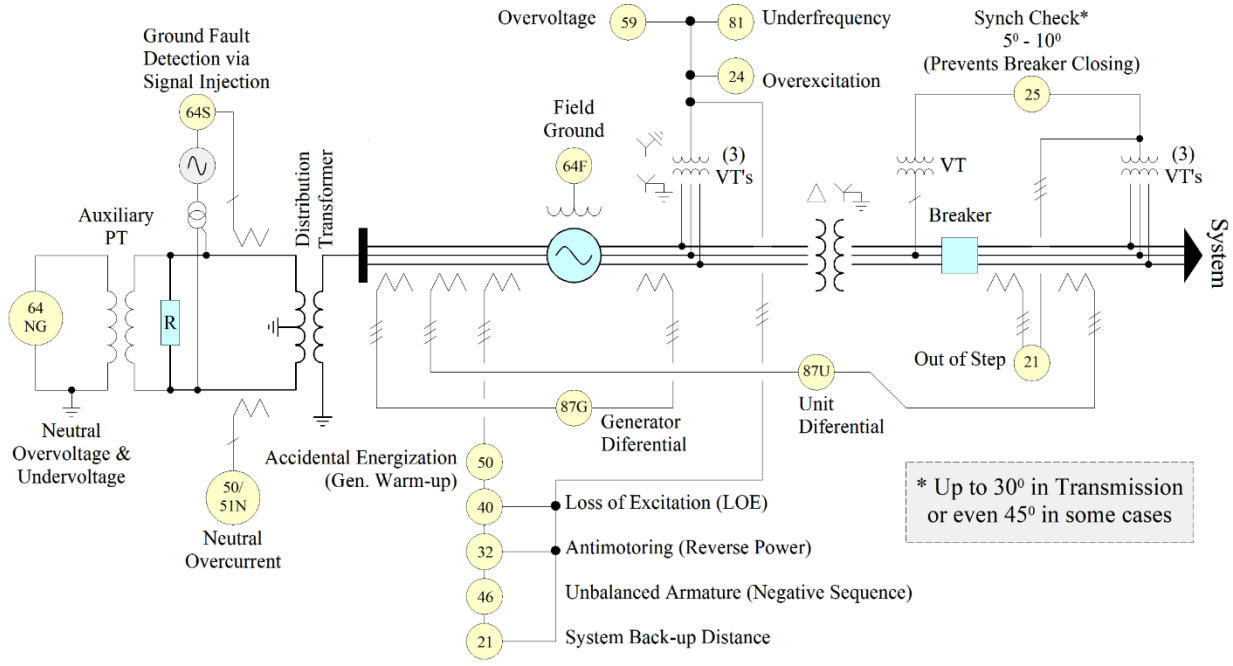


Figura 8.4 Funciones de protección típicas para un generador síncrono
(64NG usa un 59 sintonizado a 60Hz y un 27 sintonizado a 180Hz)

8.2 Filosofía de protección del generador

La figura 8.5 ilustra una configuración típica de una unidad generadora. Consiste en un generador conectado al sistema de energía a través de un transformador elevador delta-estrella, un transformador de servicio de estación e impedancia de puesta a tierra, que consta de una resistencia y un transformador de distribución. La filosofía de la protección del generador es la siguiente: primero es necesario reconocer que cualquier falla en la armadura del generador dañará el generador si la corriente de falla es lo suficientemente alta y antes de que cualquier sistema de protección pueda responder, sin importar qué tan rápido. Por esta razón, el generador está diseñado para eliminar prácticamente las fallas de alta corriente de falla. Esto se logra aislando las tres fases del generador (es decir, encerrando cada fase en un tubo metálico conectado a tierra) de modo que la posibilidad de fallas fase a fase y trifásicas sea prácticamente eliminada. Prácticamente cualquier falla será de la fase al gabinete con conexión a tierra, lo que resultará en una falla de fase a tierra. El nivel de corrientes que pueden desarrollarse durante las fallas a tierra se minimiza mediante una conexión a tierra de alta impedancia. La figura 8.3 ilustra el bus de fase aislada. La Figura 8.5 muestra la puesta a tierra de alta impedancia del generador a través de un transformador monofásico. El secundario del transformador se carga con un

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

resistencia R. Este sistema normalmente proporciona una impedancia de conexión a tierra equivalente de unos pocos miles de ohmios. Con esta impedancia de tierra, una falla a tierra puede consumir solo unos pocos amperios. Es importante mencionar que los generadores tienen una impedancia relativamente baja a las fallas a tierra (impedancia de secuencia cero baja) y esto da como resultado corrientes de falla a tierra muy altas para los generadores conectados a tierra sólidamente. Al poner a tierra por impedancia el neutro del generador, las fallas a tierra dan como resultado una corriente de falla baja y permite coordinar la protección del generador de una manera más ordenada. La corriente de falla de este tipo de falla estará limitada por la impedancia de conexión a tierra. El nivel de corriente de falla depende de la impedancia de conexión a tierra.

Otro objetivo importante en la protección de un generador es la capacidad de detectar y proteger contra fallas en el devanado del generador, dondequiera que ocurran. Resulta que la detección de fallas en los devanados cerca del neutro del generador es difícil de detectar. Se han desarrollado métodos para detectar de manera confiable fallas cerca del neutro del generador. Estos métodos se conocen como protección del estator al 100% porque brindan la capacidad de proteger el generador contra fallas del inducido en cualquier parte del devanado del estator. En este capítulo, examinaremos estos métodos.

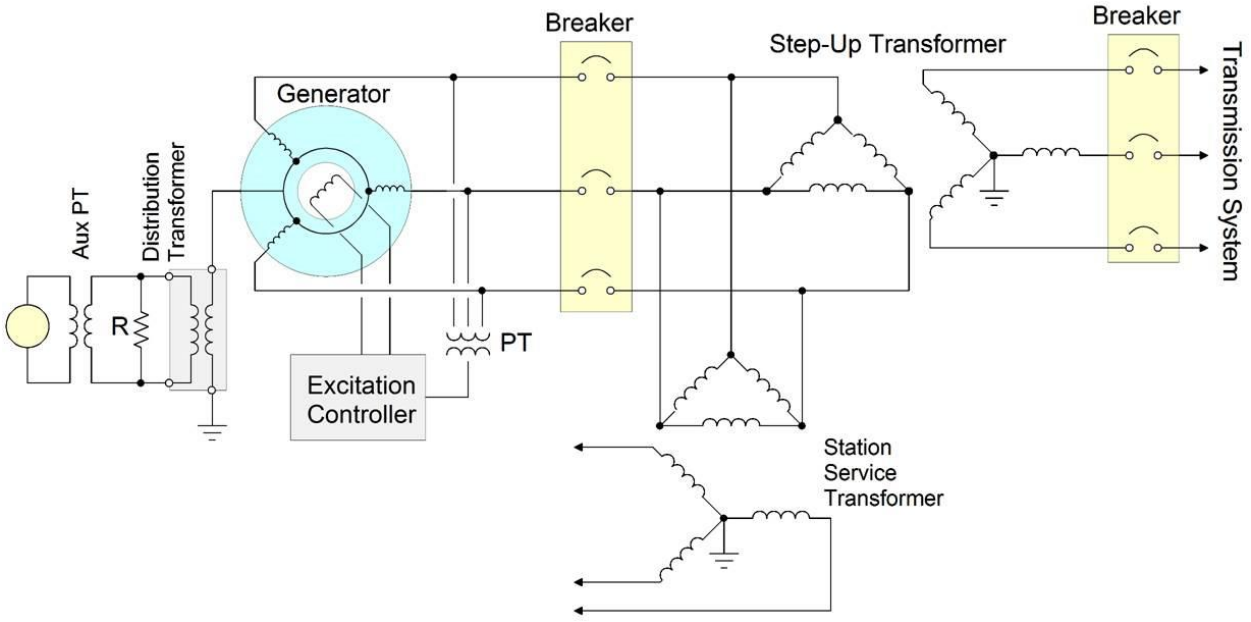


Figura 8.5: Configuración típica del generador

La zona de protección de generación puede contener solo el generador o tanto el generador como el transformador elevador. La última práctica es más común. La Figura 8.4 ilustra el esquema de protección general de las unidades generadoras. Dado que el costo de las grandes interrupciones de los equipos de generación es alto, la idea básica es brindar protección ante cualquier posible falla, con el fin de evitar daños mayores a los equipos. Además, las fallas del generador generalmente resultan en una aceleración de la unidad generadora durante la falla y la posibilidad de que si la falla persiste durante un tiempo prolongado, el generador se desviará del sincronismo de la red. Por esta razón, la práctica de protección de los generadores está sesgada hacia la confiabilidad. Esto se puede lograr coordinando la protección del generador y la protección de las líneas y transformadores en las proximidades del generador. Específicamente, Las fallas en las líneas y transformadores cercanos deben eliminarse lo más rápido posible para que los transitorios inducidos en el generador sean lo más mínimos posible. Además, si los transitorios que siguen al

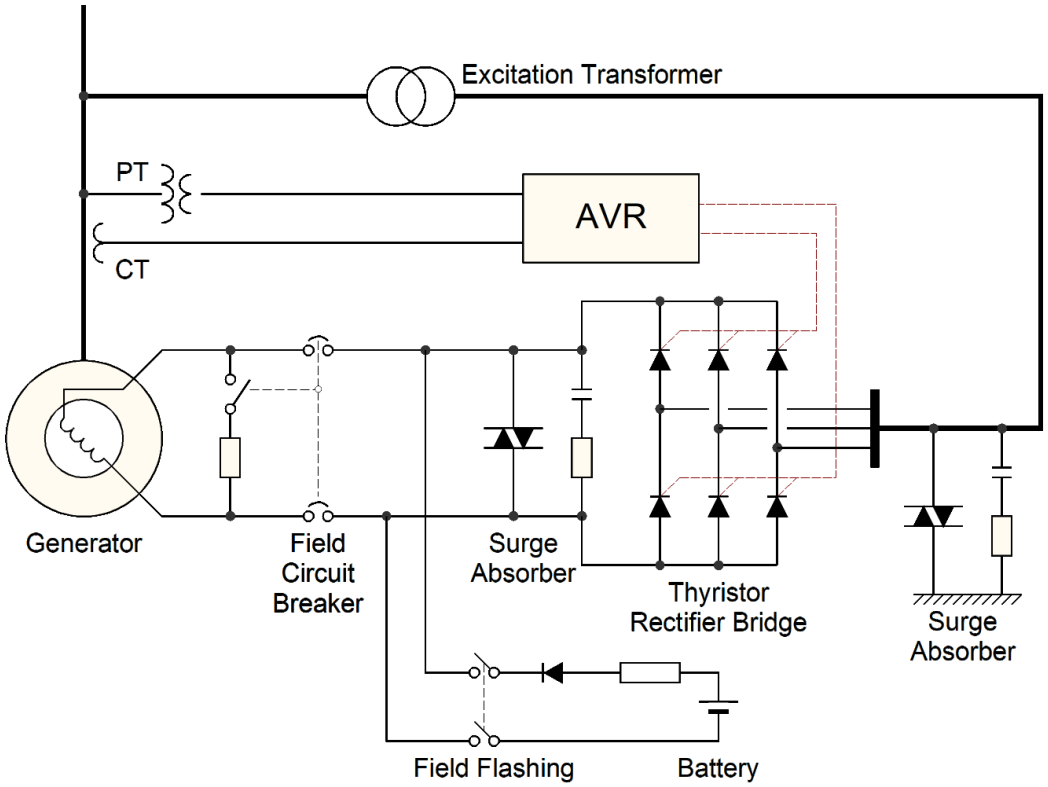
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La eliminación exitosa de fallas cercanas son severas hasta el punto que pondrán en peligro la estabilidad del generador, el generador también debe dispararse, incluso si no hay falla en el generador.

8.3 Protección de falla a tierra del generador

Los generadores normalmente están conectados a tierra por impedancia para minimizar las corrientes de falla eléctrica durante una falla a tierra y minimizar el daño al generador. La impedancia de tierra puede ser solo una resistencia o un reactor conectado al neutro del generador en un extremo y a la tierra del sistema en el otro extremo o un transformador monofásico con el primario conectado entre el neutro del generador y la tierra de la planta y el secundario cargado con una resistencia o un inductor de tamaño y clasificación adecuados. Los tres métodos de puesta a tierra se ilustran en la Figura 8.6 designados como puesta a tierra de impedancia alta, media y baja.

La razón por la que los generadores están conectados a tierra por impedancia es para minimizar la corriente de falla a tierra. La corriente máxima de falla a tierra dependerá del valor de la impedancia de conexión a tierra. A este respecto, clasificamos la conexión a tierra de un generador como baja impedancia (generalmente menos de 1 ohmio), impedancia media (típicamente limitando la corriente a menos de 400 amperios) y alta impedancia (típicamente algunos miles de ohmios) y limitando las corrientes de falla a tierra. a menos de 5 amperios. El esquema de protección de falla a tierra del generador dependerá de la impedancia de la conexión a tierra. En general, los generadores grandes e importantes están protegidos con puesta a tierra de alta impedancia. Solo
Los generadores más pequeños suelen estar conectados a tierra con una impedancia media o baja.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

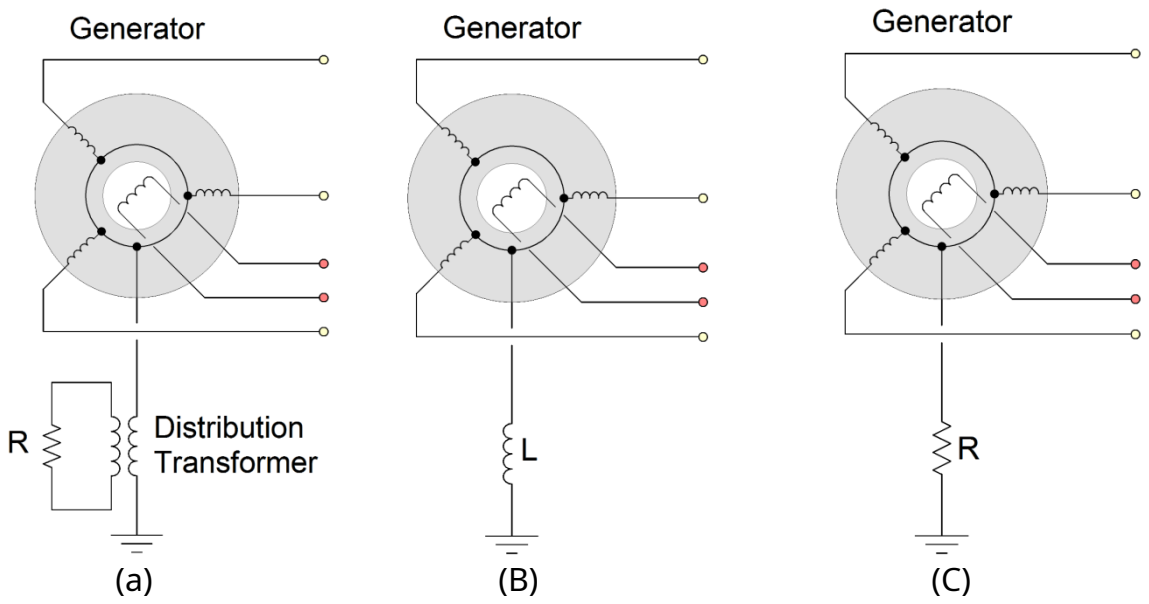


Figura 8.6: Ilustración de los métodos de puesta a tierra del generador
Conexión a tierra con (a) alta, (b) media y (c) baja impedancia de tierra

La selección del método de conexión a tierra depende de la importancia del generador y el nivel de protección que se proporcionará y las consideraciones de costo. La puesta a tierra de baja / media resistencia o inductancia es la menos costosa. Estos casos también tienen esquemas de protección simplificados para el generador. Nos centraremos en la protección más completa y sofisticada de las unidades generadoras que normalmente están conectadas a tierra a través de un transformador de distribución como se muestra en la Figura.
8.6a.

En el caso de puesta a tierra a través de un transformador con una resistencia secundaria (caso a), el tamaño de la impedancia de puesta a tierra del generador debe seleccionarse de manera que se eviten oscilaciones en caso de fallas a tierra por arco. Para este propósito, se debe considerar la capacitancia total del sistema que incluirá la capacitancia parásita del generador, la capacitancia parásita del transformador elevador y otros transformadores conectados a los terminales del generador como la capacitancia parásita del transformador de servicio de la estación. La resistencia de la resistencia de puesta a tierra debe ser menor que la magnitud total de la impedancia de las capacitancias parásitas.

La conexión a tierra del generador crea la capacidad de coordinar mejor la protección de fallas a tierra en el generador. Las selecciones para esta parte de la protección del generador se describen en el siguiente ejemplo.

Ejemplo E8.1: Considere un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 18 kV con los valores de los parámetros indicados en la Figura E8.1. El generador está conectado a una gran subestación a través de dos líneas de transmisión de 230 kV de 17,6 millas de longitud con cables de fase agrupados. La capacitancia parásita del generador, el transformador elevador y el transformador de servicio de la estación es de 0.45 microFaradios. El generador debe conectarse a tierra con un transformador de distribución con toma central de 14,4 kV: 240 V con una resistencia en el secundario del transformador. Seleccione el transformador de puesta a tierra y el tamaño de la puesta a tierra.
resistor.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

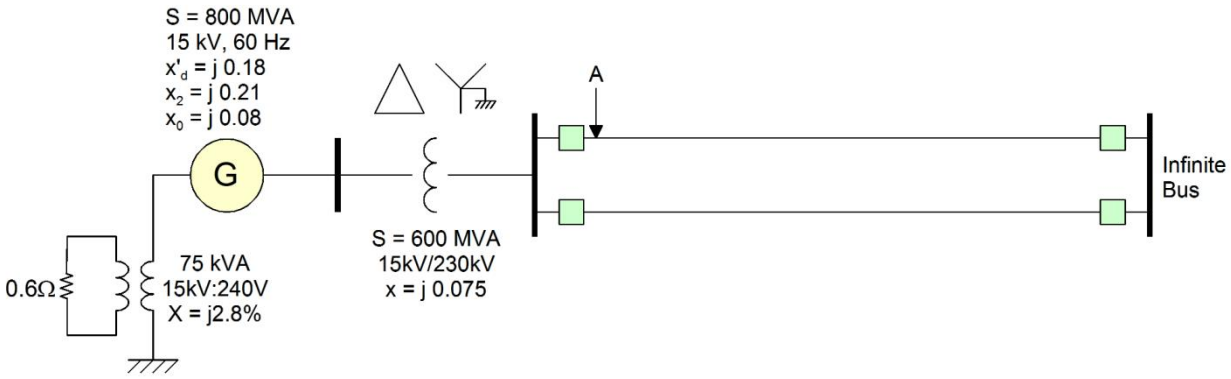


Figura E8.1: Ejemplo de disposición de puesta a tierra de un generador

Solución: El tamaño del transformador de puesta a tierra debe seleccionarse de manera que se eviten oscilaciones entre la capacitancia parásita del generador y la reactancia del transformador. Para este propósito, primero seleccionamos la resistencia en el secundario del transformador de la siguiente manera:

$3R\left(\frac{15.000}{240}\right)^2 \quad \frac{1}{C}$, que produce R = 0,5 ohmios

La potencia nominal del transformador se selecciona para que sea al menos la potencia reactiva consumida en la capacitancia parásita.

$S \quad 3\,CV_2 \quad 55.000\,Virginia$

Seleccionamos un transformador con potencia de 75 kVA.

Ejercicio: discuta el motivo de las selecciones anteriores.

8.3.1. Detección de fallas a tierra

Para generadores conectados a tierra, el circuito de conexión a tierra del generador se puede utilizar para detectar fallas a tierra cerca del neutro del generador. Estas fallas pueden ser detectadas por los armónicos en el circuito de puesta a tierra. Una falla a tierra cerca del neutro resultará en una reducción abrupta de armónicos en el circuito de tierra. Las corrientes armónicas pueden ser del 1% al 10% según el diseño y la carga. El circuito de puesta a tierra debe diseñarse para soportar los armónicos, especialmente el tercer armónico. Una de las funciones de protección se basa en monitorear los armónicos y disparar el generador cuando los armónicos se reducen repentinamente. El disparo instantáneo normalmente se establece en 50%.

Existe una pequeña cantidad de aplicaciones, generalmente en generadores de menor tamaño o generadores portátiles, en los que el generador no está conectado a tierra. Un generador sin conexión a tierra es uno sin conexión a tierra en la ubicación del generador. Esto no significa que el circuito no esté conectado a tierra. Se requiere al menos una tierra en algún lugar del circuito. Este punto de conexión a tierra puede estar a una distancia del generador. En la Figura 8.x se muestra un ejemplo.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

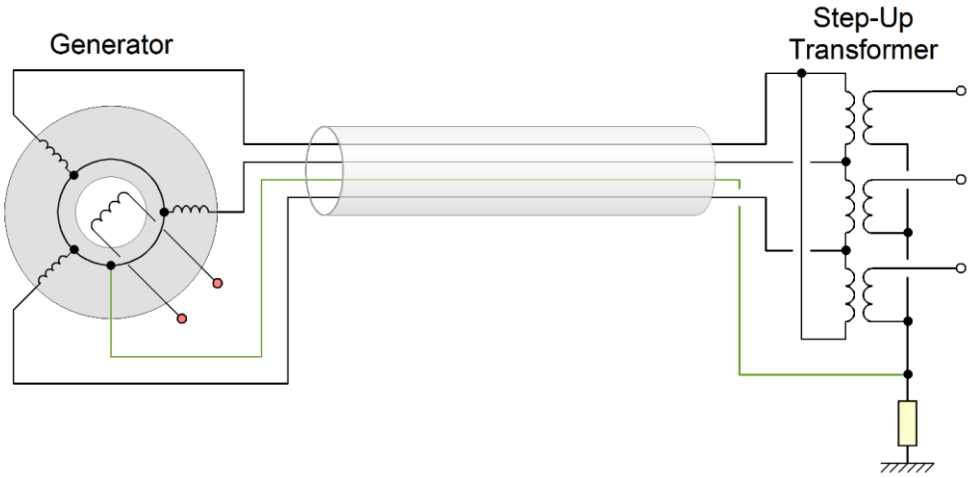


Figura 8.x: Ejemplo de generador sin conexión a tierra

Los generadores sin conexión a tierra requieren la detección de fallas a tierra. Una sola falla a tierra es inofensiva, pero una segunda es perjudicial. Se detecta una sola falla a tierra con un relé de voltaje de secuencia cero. Dicho relé se ilustra en la Figura 8.x.

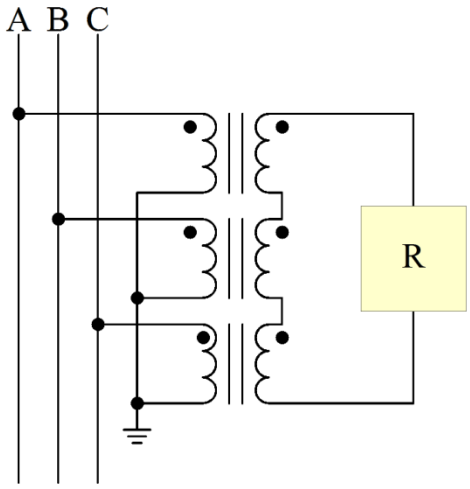


Figura 8.x: Relé de voltaje de secuencia cero

Ejemplo E8.2: Considere el circuito de la figura 8.x. Suponga que el generador no está conectado a tierra como se muestra en la figura (tenga en cuenta que está conectado a tierra en la tierra del transformador). La longitud del cable del generador al transformador es de 150 pies. Determine la señal que ve el relé de voltaje de secuencia cero, ubicado en los terminales del generador en caso de una falla de línea única a tierra en el lado del transformador de 4.16 kV. Los parámetros del sistema son los siguientes: Tensión nominal del generador:
4,16 kV, potencia nominal: 2,5 MVA, impedancias del generador: z1 = j0,18 pu, z2 = j0,20 pu, z0 = j0,09 pu. Las impedancias del cable son: impedancia en serie: z1 = z2 = xx, z0 = xx, desprecie la impedancia en derivación. El transformador tiene una potencia nominal de 2.5 MVA, 4.16kV / 25kV, z = j0.08 pu. El equivalente del sistema más allá del transformador tiene los siguientes parámetros: z1 = z2 = j0.01 pu, z0 = j0.02 pu.

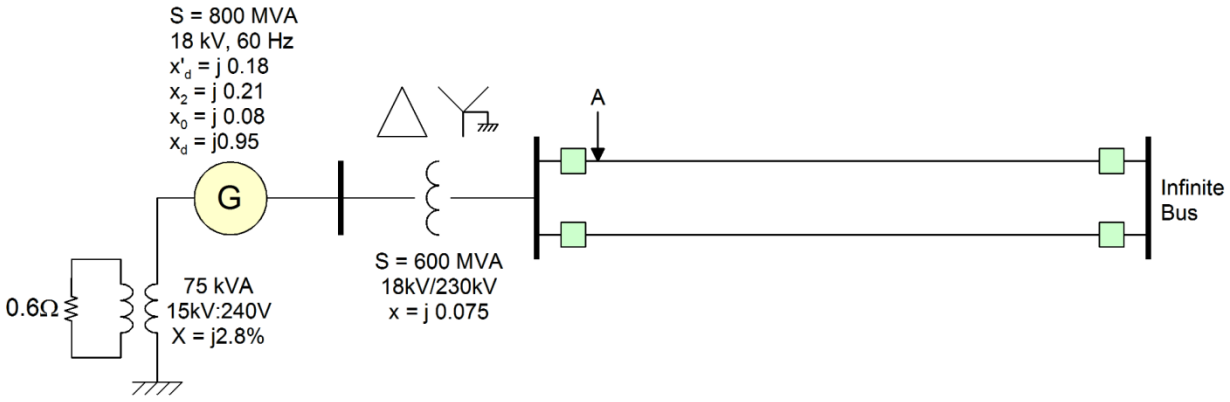
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: para ser agregado.

8.3.2. Selección de instrumentación de retransmisión

La selección de transformadores de voltaje y transformadores de corriente está dictada por la carga de estos dispositivos. Debido a que las corrientes pueden ser bastante altas en condiciones de perturbación y los voltajes transitorios también pueden ser altos, la selección de TT y TI debe ser tal que la instrumentación esté diseñada para operar de manera confiable en estas condiciones. Esto significa que los valores nominales de los TT y los TI deben estar por encima de los voltajes y corrientes más altos esperados, respectivamente. El proceso de selección se ilustra con un ejemplo.

Ejemplo E8.3: Considere un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 18 kV con los valores de los parámetros indicados en la Figura E8.1. El generador no está conectado a tierra. El generador está conectado a una gran subestación a través de dos líneas de transmisión de 230 kV de 17.6 millas de largo con cables de fase agrupados. El SCC en la subestación grande es de 3200 MVA (trifásico) y de 3100 MVA (monofásico). Seleccione la instrumentación de protección y puesta a tierra para este generador.



Solución: para ser agregado.

8.4 Protección contra fallas de fase del generador

Las fallas en los devanados de fase del generador son serias porque involucran altos niveles de energía que pueden dañar el generador. Por lo tanto, deben eliminarse lo antes posible. Es importante notar que la cantidad de energía almacenada en un generador durante las condiciones normales de operación es grande y cuando ocurre una falla, esta energía se vierte en la falla. Desconectar la unidad generadora del sistema no significa que la corriente de falla dejará de fluir inmediatamente. Los esquemas de protección no solo abordan la desconexión oportuna del generador, sino también los diversos enfoques para limitar el daño del generador durante la corta duración de la falla. Estas

Los temas se discutirán a continuación.

Las fallas de fase pueden ser de diferentes tipos. Los posibles tipos de fallas son:

1. Fallas monofásicas a tierra

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

2. Fallos de fase a fase
3. Fallas de doble fase a tierra
4. Gire para convertir fallas
5. Fallos trifásicos

Todas estas fallas tienen el potencial de generar corrientes de falla muy altas que dañarán el generador. Por esta razón, se están tomando todas las precauciones para limitar las posibilidades de estos fallos. El sistema de puesta a tierra puede limitar la corriente de falla de fase a tierra. Por lo tanto, la práctica común es conectar a tierra los generadores con una impedancia (normalmente alta impedancia) para limitar la corriente de falla a tierra a un valor bajo, para un generador grande de aproximadamente 5 amperios. Luego también diseñamos generadores de tal manera que otras fallas que puedan involucrar dos o más fases sean raras. Por ejemplo, los conductores de fase están encerrados en un conducto que está conectado a tierra y excluye la posibilidad de una falla de una fase a otra. Nos referimos a esto como el diseño de bus aislado o iso-bus.

Las fallas de fase de la unidad generadora deben eliminarse de inmediato. Por esta razón, se aplica el uso de relés diferenciales porcentuales. Normalmente, se aplican dos esquemas diferenciales superpuestos, uno en cada uno de los devanados trifásicos y otro en toda la zona de protección (generador y transformador elevador). Nos referimos a estos esquemas como diferencial de generador (87G) y diferencial unitario (87U).

La protección diferencial es del tipo porcentual debido a las corrientes potencialmente muy altas durante fallas externas y la posibilidad de saturar los TI.

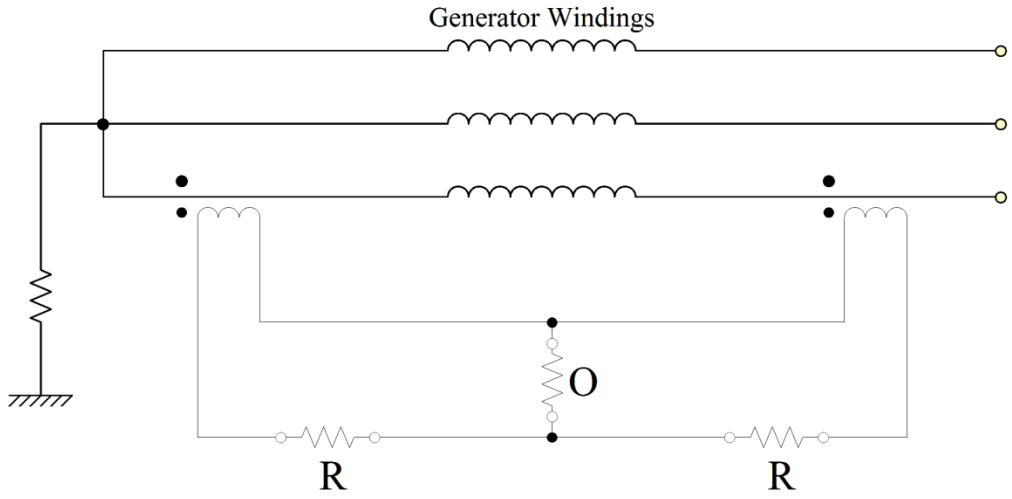


Figura 8.x: Protección de relé diferencial de bobinado del generador
(Protección mostrada en una fase solo por simplicidad)

Algunos generadores, debido a la construcción física, tienen devanados que constan de múltiples espiras adyacentes. Por lo tanto, es posible que se desarrollen fallas entre espiras en la misma fase (fallas entre espiras). Estas fallas no son detectadas por la protección diferencial del estator, ya que no hay diferencia entre las corrientes neutra y terminal. Se puede aplicar protección de fase dividida para detectar

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

fallas entre espiras en el caso de que el generador esté enrollado con dos devanados trifásicos, cada uno sacado por separado de la máquina y conectado en paralelo. Se comparan las corrientes en los dos devanados, cualquier diferencia indica una falla entre espiras.

El esquema de porcentaje diferencial que se muestra en la Figura 8.x puede proteger (detectar) fallas a lo largo de la mayor parte de la bobina del generador. Si la falla está cerca del neutro del generador, es posible que no se detecte porque producirá una corriente en la bobina de operación menor que la configuración típica de la configuración del relé diferencial porcentual. Por lo general, es posible que no se detecten fallas de hasta el 10% de la bobina del neutro del generador. Esto deja al generador desprotegido por estas fallas. Existen enfoques para proporcionar una protección de bobina del 100%. Estos se discuten a continuación.

8.5 Protección de falla a tierra del generador

Como ya se ha discutido, para la protección contra la falla más probable en las unidades generadoras, la falla de fase a tierra, limitamos la corriente de falla a tierra a valores bajos para evitar daños al generador. La baja corriente de falla también requiere métodos más sofisticados para detectar fallas con certeza. También es importante detectar fallas en cualquier lugar a lo largo de los devanados del generador.

La detección de falla a tierra primaria se realiza monitoreando la corriente en el secundario del transformador de tierra con un relé de sobrecorriente instantánea y un relé de sobrecorriente de tiempo. Tenga en cuenta que si hay una falla a tierra en cualquier parte del devanado del transformador, el neutro del generador se elevará a un voltaje y, por lo tanto, el transformador de tierra se excitará con ese voltaje. Por ejemplo, si la falla está en el medio de la bobina del generador, el voltaje en el primario del transformador de puesta a tierra será la mitad del voltaje nominal de fase a neutro del generador. La corriente será relativamente pequeña, para generadores conectados a tierra de alta impedancia del orden de 5 amperios. Sin embargo, la corriente en el secundario del transformador de puesta a tierra será alta. Los relés 50 y 51 verán esta corriente y responderán disparando el generador. Por seguridad, los ajustes de los relés 50/51 son tales que dispararán el generador por fallas que estén un 10 o 20% más lejos del neutro a lo largo de los devanados del generador. Esto significa que para fallas cerca del neutro, estos relés no responderán. Para proporcionar una protección del 100% en caso de fallas a lo largo de todo el devanado del generador, normalmente se utilizan otros dos relés adicionales; estos se describen a continuación.

Protección basada en armónicos del generador: Para comprender el funcionamiento de este esquema de relés, es importante considerar el funcionamiento normal de un generador. El generador, debido a la forma en que están construidos los devanados, generará armónicos. Los armónicos serán de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. De estos armónicos la secuencia cero sumará en el neutro del generador y aparecerán en el transformador de puesta a tierra. Tenga en cuenta que un generador normalmente está conectado a un transformador conectado en triángulo. El devanado delta del transformador bloqueará las corrientes de secuencia cero. Sin embargo, el generador tiene alguna capacitancia que proporcionará un camino para el flujo de las corrientes de secuencia cero. Por lo tanto, las corrientes armónicas de secuencia cero estarán circulando entre el transformador de puesta a tierra y la capacitancia del generador. Es de destacar que el tercer armónico generado por los generadores es principalmente de secuencia cero. A esta frecuencia, la impedancia capacitiva del generador es tres veces menor que la misma impedancia a 60 Hz. Las corrientes del tercer armónico generarán un voltaje del tercer armónico

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

en el secundario del transformador de puesta a tierra. Tenga en cuenta también que en caso de una falla cerca del neutro del generador, el primario del transformador de puesta a tierra estará prácticamente en cortocircuito y el voltaje del tercer armónico en el secundario del transformador se reducirá casi a cero. Por lo tanto, un relé de subtensión sintonizado al tercer armónico conectado al secundario del transformador se puede utilizar como detector de fallas cerca del neutro del generador. Esto se muestra en la Figura 8.4 como relé 64NG. El ajuste de este relé se determina examinando el nivel del tercer armónico en busca de fallas cerca del generador. En concreto, se realiza un estudio para determinar el nivel de tensión del tercer armónico en el secundario del transformador para fallas en el rango del devanado que necesitamos proteger, por ejemplo un 10%.

Protección basada en inyección de señal: Este método se basa en la inyección de una señal de baja frecuencia (20 a 40 Hz) en el neutro del generador a través del transformador de puesta a tierra. El principio del método se ilustra en la Figura 8.x. Se aplica un voltaje de baja frecuencia al secundario del transformador de puesta a tierra. Este voltaje aparecerá en el lado alto del transformador pero no generará ninguna corriente en condiciones normales de operación porque será bloqueado por la conexión delta del transformador elevador. Sin embargo, si hay una falla en cualquier parte del generador, una corriente eléctrica de la misma frecuencia fluirá desde el transformador de puesta a tierra hasta la falla y será detectada por el relé de sobrecorriente sintonizado a la misma frecuencia, como se muestra en la figura.

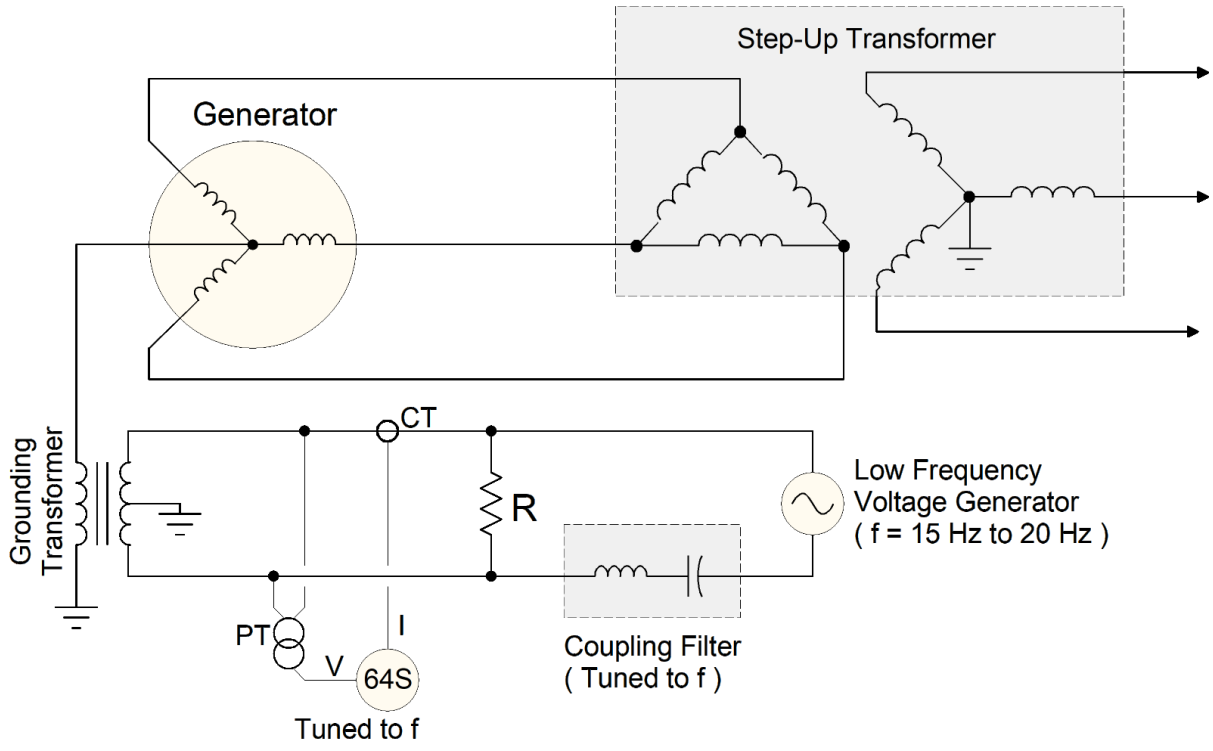


Figura 8.x: Inyección de señal de baja frecuencia en el neutro del generador

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

En resumen, la combinación de métodos descritos anteriormente brindará protección ante fallas en cualquier lugar de los devanados del generador, es decir, brindará una protección del 100%.

8.5 Protección contra desequilibrio del generador

Las fallas asimétricas generan corrientes de secuencia negativa que fluyen en los devanados del generador. El rotor del generador gira con una velocidad aproximadamente síncrona y las corrientes de secuencia negativa generan un flujo magnético rotatorio con una velocidad igual a la velocidad síncrona pero girando en dirección opuesta a la rotación del rotor. Por tanto, la velocidad relativa del flujo de rotación de secuencia negativa con respecto al rotor es el doble de la velocidad síncrona. De ello se deduce que las corrientes de secuencia negativa inducen corrientes en el rotor de frecuencia de 120 Hz. Estas corrientes producen pérdidas óhmicas excesivas en el rotor que elevan la temperatura del rotor y eventualmente pueden dañar el rotor. El diseño típico de un generador es tal que las corrientes de secuencia negativa se pueden tolerar solo durante un corto período de tiempo. Específicamente,

$$I_2^2 t \quad k$$

Dónde: *k* es una constante que depende del diseño del generador, la corriente de secuencia negativa se expresa en pu en los valores nominales del generador y el tiempo t se expresa en segundos.

Los valores típicos para la constante k proporcionados por los fabricantes se dan en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1 Valores k típicos para generadores síncronos

Tipo de generador	*k*
Polo saliente	40
Condensador sincrónico	30
Rotor cilíndrico	
Enfriado indirectamente	20
Motores enfriados directamente (menos de 800	10
MVA) enfriados directamente (más de 800 MVA)	10- (0,00625) (S-800)
	40

Hay muchas condiciones que pueden resultar en altas corrientes de secuencia negativa en un generador. Algunos de ellos son: (a) impedancias del transformador elevador no balanceadas, especialmente en el caso de que el transformador elevador esté compuesto por tres unidades monofásicas con impedancias inigualables, (b) condiciones de falla prolongada, (c) disparo monofásico, etc. Algunas de estas condiciones dan como resultado altas corrientes de secuencia negativa (disparo monofásico) y otras de secuencia negativa relativamente baja pero durante mucho tiempo. En cualquier caso, el generador debe protegerse contra el sobrecalentamiento y el daño potencial de las corrientes de secuencia negativa. El relé de secuencia negativa (relé de corriente de equilibrio de fase o fase inversa 46) se utiliza normalmente para proteger contra esta condición. La operacion
La región del relé 46 se ilustra en la Figura 8.x.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

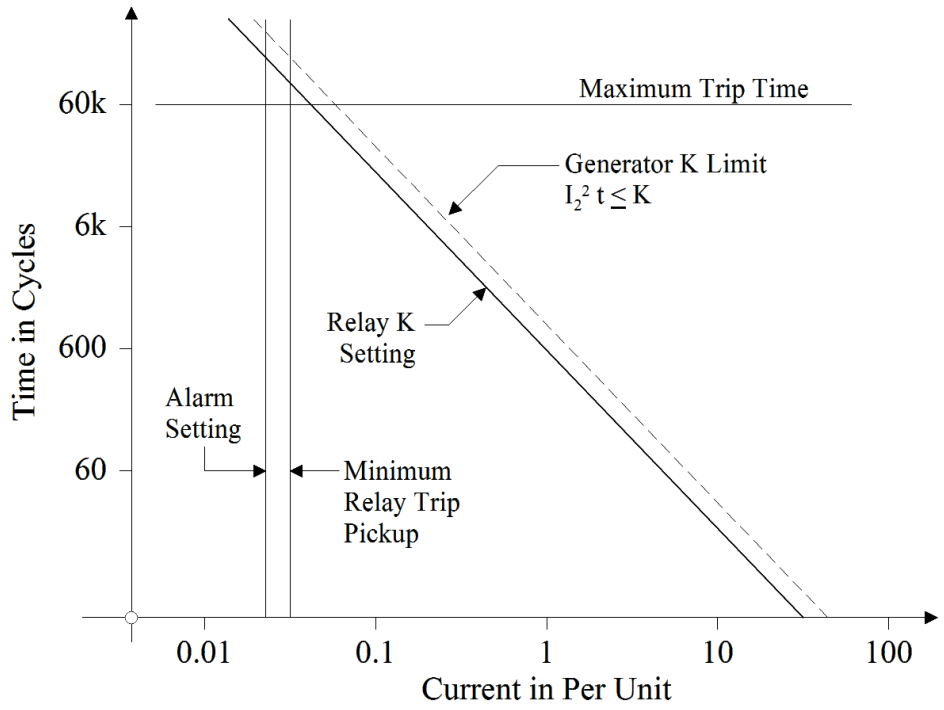


Figura 8.x: Región de funcionamiento del relé de secuencia negativa (46)

Ejemplo E8.x: Considere el generador síncrono de 60 Hz, 375 MVA, 18 kV conectado a un sistema de transmisión como se ilustra en la Figura E8.x. Suponga una falla de línea a línea en la ubicación indicada. Suponga además que el generador está protegido con un relé de secuencia negativa que se establece en el valor k = 6 seg. Suponga que la unidad no tiene ningún otro sistema de protección y depende del relé de secuencia negativa para su protección. ¿Cuál será el tiempo de funcionamiento del negativo? relé de secuencia?

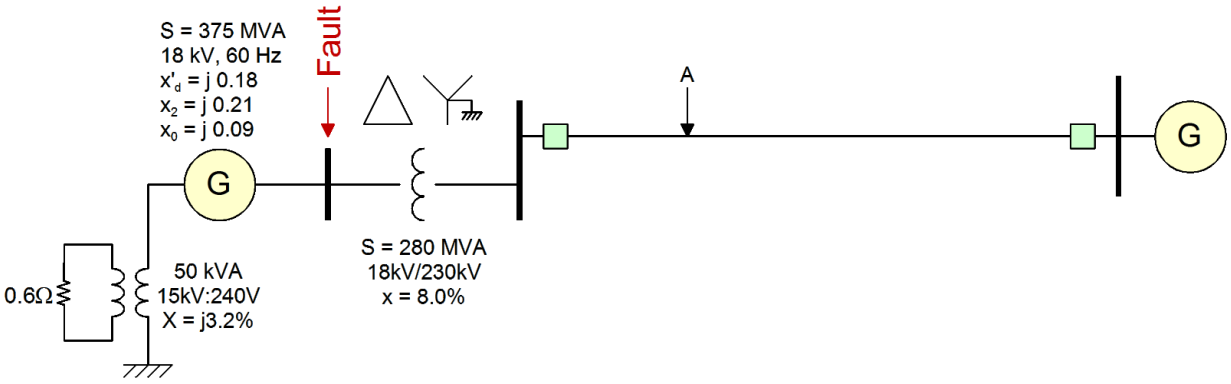


Figura E8.x Ejemplo de generador y transformador elevador

Solución: continuará.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Ejemplo E8.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E8.x. El sistema consta de un generador y un transformador elevador (conectados en estrella delta), un disyuntor del generador y un disyuntor del transformador. Los parámetros de la línea de transmisión son: parámetros de secuencia positiva / negativa: 1.0 + j12.5 ohms, y secuencia cero: 5.0 + j32.0 ohms. La capacidad de cortocircuito de la fuente equivalente es 2500 MVA. Suponga que el polo del disyuntor de la fase A del disyuntor del transformador está atascado abierto. Antes de este evento, el ángulo de fase del generador tenía un avance de 13,5 grados con respecto a la fuente equivalente (sin contar el cambio de fase del transformador). Suponga además que el generador está protegido con un relé de secuencia negativa que se establece en el valor k = 6 seg. Calcule cuándo se activará el relé de secuencia negativa y cuándo se disparará.

Solución: continuará.

8.6 Protección contra sobrecargas

La protección contra sobrecargas es necesaria para proteger contra el calentamiento de un funcionamiento prolongado en condiciones de carga por encima de la capacidad nominal del generador. Para los motores síncronos es complicado porque la impedancia síncrona es cercana o superior a 1,0 pu.

Es difícil intentar igualar los límites térmicos de la máquina giratoria con relés electromecánicos. Los relés digitales se pueden programar mejor.

Discuta varios problemas con la puesta en marcha.

Analice la dificultad para estimar las temperaturas a partir de la detección de corriente.

Discuta alternativas con sensores de temperatura suplementarios.

8.7 Fallos del rotor

Los circuitos de campo de los generadores síncronos funcionan sin conexión a tierra. En realidad, esto significa que el circuito de campo solo está conectado a tierra a través de la alta impedancia de los circuitos de instrumentación y control. En la Figura 8.x se muestra un circuito de rotor típico y su instrumentación. Tenga en cuenta que lo positivo y los polos negativos están conectados a tierra a través de la impedancia del circuito de instrumentación.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

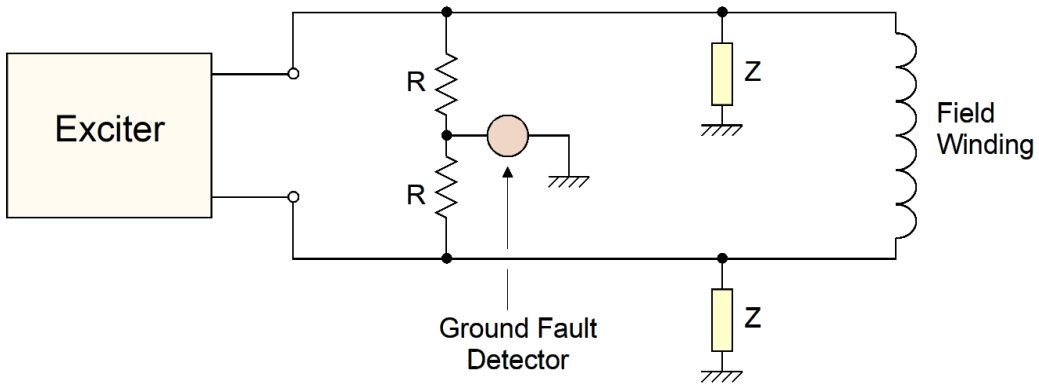


Figura 8.x Conexión a tierra del circuito del rotor mediante instrumentación y detector de falla a tierra del rotor

Una falla a tierra en los circuitos del rotor permitirá el funcionamiento normal ya que el circuito está prácticamente sin conexión a tierra y la falla se convierte en el único punto de conexión a tierra del circuito de campo. Una segunda falla provocará corrientes de falla muy altas. Por lo tanto, la primera falla debe detectarse y corregirse lo antes posible. Los esquemas de detección para detectar fallas son relativamente simples.

El método anterior tiene la desventaja de que las fallas del devanado de campo cerca del centro del devanado no son detectables. El método de inyección de señal (CA o CC) es un método más seguro para detectar fallas a tierra en el devanado de campo.

En caso de que las fallas del rotor puedan causar un mal funcionamiento del circuito de campo, esta condición se puede identificar como condición de pérdida de campo. Los esquemas de protección por pérdida de campo se analizan más adelante en este capítulo.

Analice las limitaciones de los excitadores en el eje del generador (circuito de campo sin escobillas). Discuta la detección de problemas de campo con relés en los terminales del generador, como secuencia negativa y pérdida de relé de excitación.

Ejemplo E8.x: Considere el generador síncrono de 60 Hz, 375 MVA, 18 kV conectado a un sistema de transmisión como se ilustra en la Figura E8.x. Suponga una falla del rotor. Suponga además que el generador está protegido con un relé de campo. Suponga que la unidad no tiene ningún otro sistema de protección y depende del relé de campo para su protección. Cual sera el tiempo de operacion del relé de campo?

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

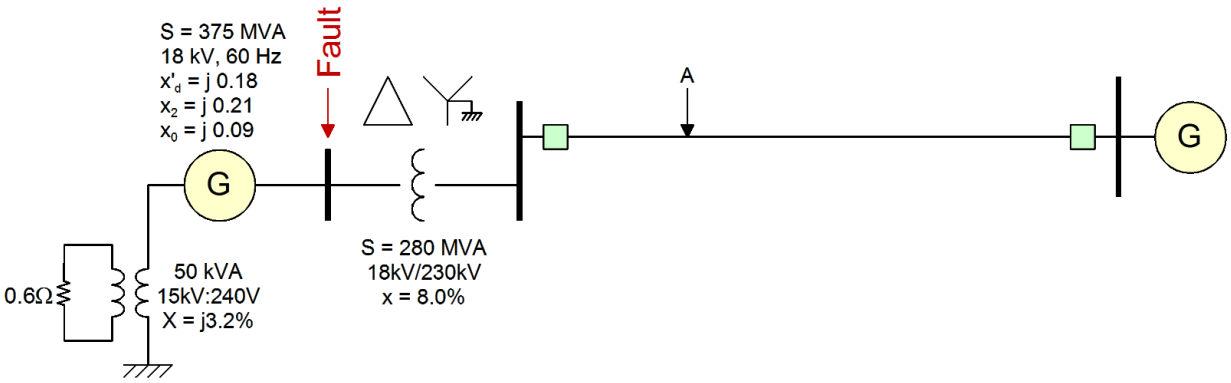


Figura E8.x Ejemplo de generador y transformador elevador

8.8 Sobre / Subtensión y Sobre / Subfrecuencia

Un generador presenta sobretensión cuando está sobreexcitado o con exceso de velocidad. Recuerde que el voltaje está relacionado con el enlace de flujo magnético mediante la ecuación simple (en condiciones casi sinusoidales):

$$V \quad 2 \; F$$

o

$$\frac{V}{F} \quad 2$$

En condiciones normales de funcionamiento, la relación de voltios sobre hercios es constante y conocida. Si la velocidad del generador aumenta mientras el flujo permanece igual, el voltaje también aumentará de tal manera que la relación “Voltios sobre Hertz” permanece constante. Si la frecuencia cae mientras el voltaje permanece constante, la relación "Voltios sobre Hertz" aumentará, lo que indica un aumento proporcional del flujo magnético en el generador. En otras palabras, la relación "Voltios sobre Hertz" indica el nivel del enlace de flujo magnético en el generador sobre el valor de saturación magnética. Los generadores están diseñados de tal manera que funcionen cerca de la rodilla de magnetización en condiciones normales de funcionamiento. Si aumenta el enlace de flujo magnético en el generador, el núcleo de hierro del generador se saturará. En este caso,

Protegemos contra esta condición con un relé V / Hz que lleva el número 24. Este relé monitorea la relación de “Voltios sobre Hertz” y se disparará cuando la relación exceda la configuración del relé. Los ajustes típicos para el relé 24 son:

Generadores: 105%
Transformador: 110%

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Habla sobre la saturación. Si la máquina se satura, se generan armónicos, aumento de calentamiento, etc. En los generadores, la subtensión es normalmente un problema para los auxiliares.

Para los motores, están protegidos contra subtensión. Esto genera un problema de calidad de la energía. El sistema de protección responde a las caídas de tensión.

La sobrefrecuencia está relacionada con la velocidad de la máquina giratoria y por lo tanto está protegida con el relé de sobrevelocidad. Muchas veces se proporciona protección contra sobrefrecuencia como respaldo para la protección contra sobrevelocidad.

La subfrecuencia es importante para la turbina. El sistema está protegido contra subvelocidad. La subfrecuencia es una protección de respaldo. El deslastre de carga se utiliza normalmente como protección de subfrecuencia.

8.9 Pérdida de excitación

Un generador normalmente opera con un factor de potencia rezagado y ocasionalmente con un factor de potencia líder, según los requisitos de control de voltaje de la red. El punto de operación debe estar restringido dentro de ciertas curvas de capacidad para evitar daños a la unidad. La pérdida de excitación, total o parcialmente, conducirá el punto de operación del generador fuera de la región de capacidad del generador. En caso de que se pierda la excitación, un generador síncrono funcionará como generador de inducción. Inmediatamente después de que se pierde la excitación y debido a que la transmisión mecánica seguirá proporcionando el mismo par mecánico, el generador acelerará bastante rápido. La aceleración continuará hasta que el gobernador limite la velocidad típicamente de 3% a 6% sobre la velocidad síncrona, dependiendo de la característica de caída del gobernador. La máquina seguirá funcionando como generador de inducción. El diseño típico de los generadores síncronos es tal que esta condición conduce a un calentamiento excesivo del rotor y al eventual daño del generador. En general, un generador con devanados amortiguadores puede soportar esta condición durante un tiempo relativamente más largo que los generadores de rotor cilíndrico sin devanados amortiguadores. Se deben consultar los datos del fabricante para determinar estos tiempos. En cualquier caso, es importante que el generador se dispare si persiste esta condición. un generador con devanados amortiguadores puede soportar esta condición durante un tiempo relativamente más largo que los generadores de rotor cilíndrico sin devanados amortiguadores. Se deben consultar los datos del fabricante para determinar estos tiempos. En cualquier caso, es importante que el generador se dispare si persiste esta condición. un generador con devanados amortiguadores puede soportar esta condición durante un tiempo relativamente más largo que los generadores de rotor cilíndrico sin devanados amortiguadores. Se deben consultar los datos del fabricante para determinar estos tiempos. En cualquier caso, es importante que el generador se dispare si persiste esta condición.

El funcionamiento de un generador síncrono sin excitación es una condición indeseable que solo puede tolerarse durante un corto período de tiempo. Por este motivo, es aconsejable que la primera acción automática tras la detección de la pérdida de excitación sea iniciar una alarma. La alarma atraerá la atención de un operador que puede remediar la situación en un corto período de tiempo. Si el problema no se puede corregir dentro de un período de tiempo aceptable, la unidad debe dispararse automáticamente.

La pérdida de excitación puede detectarse mediante varios esquemas que incluyen (a) monitoreo directo de la corriente de campo, (b) monitoreo del factor de potencia en los terminales de la máquina o (c) monitoreo de impedancia en los terminales del generador. El esquema de detección más común es considerar la impedancia "vista" en los terminales del generador. Esto requiere el uso de un relé de distancia de tipo mho (función 21). El monitoreo directo de la corriente de campo se logra con transformadores de corriente especiales (TC de efecto Hall) que miden la corriente en los terminales del campo; un desequilibrio en las corrientes en los dos terminales indica una falla en el circuito de campo (parcial

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

pérdida de campo), la ausencia de corriente indica pérdida de la fuente de CC (pérdida total de campo). En los sistemas más antiguos, el voltaje en los dos terminales del campo también se monitorea con bombillas (sistemas antiguos reales) o voltímetros. Tanto las bombillas como los voltímetros proporcionan una imagen visual del estado del campo. El sistema se ilustra en la Figura 8.x. El caso habitual es que la fuente de CC (excitador) sea un centro conectado a tierra; en este caso, los voltajes de los terminales de campo son iguales y opuestos. Para comprender los otros métodos de detección, examinaremos los fenómenos asociados con la pérdida de campo. Los fenómenos que intervienen en una pérdida de excitación son complejos. Consideramos primero los modelos aproximados durante un efecto de pérdida de campo y luego discutimos los métodos de detección de pérdida de campo a medida que dictan las prácticas de retransmisión.

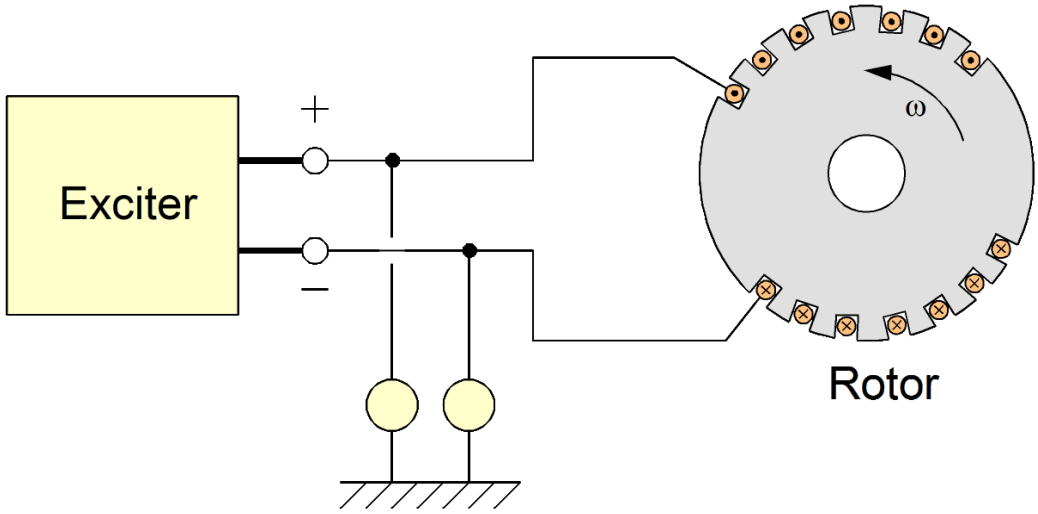


Figura 8.x Monitoreo del voltaje del terminal de campo

8.9.1 Límite de estado estable del generador

El límite de estabilidad en estado estacionario se calcula con la ayuda de la Figura 8.x. Tenga en cuenta que el circuito externo se representa con un circuito equivalente de Thevenin.

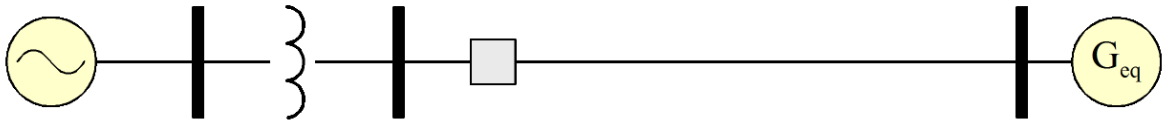


Figura 8.x. Ejemplo de sistema para la evaluación del límite de estabilidad en estado estacionario

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

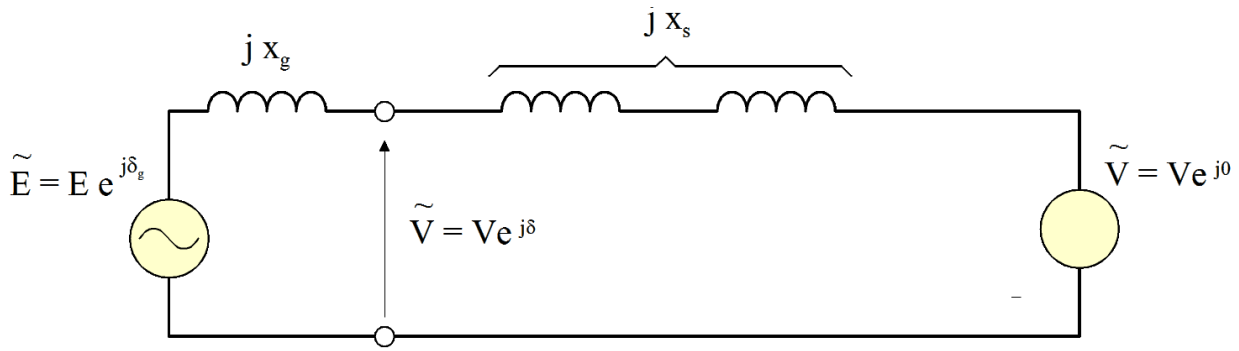


Figura 8.x. Circuito equivalente del sistema de la figura 8.x

La potencia real y reactiva transmitida es:

$$P_{AG} = \frac{1}{2}\frac{V^2}{X_s}\text{pecado} \quad \frac{EV}{X_{gramo}}\text{pecado}(\quad)$$

$$Q = \frac{1}{2}\frac{V^2}{X_s} \quad \frac{V^2}{X_s}\text{porque} \quad \frac{V^2}{X_{gramo}} \quad \frac{EV}{X_{gramo}}\text{porque}_{gramo}\quad)$$

Las ecuaciones anteriores se pueden manipular para producir lo siguiente:

$$P_{AG}^2 + \left(Q + \frac{V^2}{2}\frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_{gramo}}\right)^2 = \frac{1}{4}V^2\frac{V^2}{X_s^2} + \frac{mi^2}{X_{gramo}^2} + 2\frac{VE}{xx_{sg}}\text{porque}_{gramo})$$

Transferencia máxima en estado estacionario ocurre cuando el término coseno se vuelve cero (o el ángulo $_{gramo}$ se convierte en 90 grados. Esto produce la ecuación:

$$P_{AG}^2 + \left(Q + \frac{V^2}{2}\frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_{gramo}}\right)^2 = \frac{1}{4}V^2\frac{V^2}{X_s^2} + \frac{mi^2}{X_{gramo}^2} + 2\frac{V^2}{\sqrt{\frac{1}{X_s^2} - \frac{1}{X_{gramo}^2}}}$$

Esta ecuación representa un círculo con centro en:

$$P_{AG} = 0, \quad y \quad Q_C = \frac{V^2}{2}\frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_{gramo}}$$

y radio de:

$$R = \frac{V^2}{2}\sqrt{\frac{1}{X_s^2} - \frac{1}{X_{gramo}^2}}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

8.9.2 Respuesta del generador a la pérdida de campo

Al perder el campo, el generador comenzará a acelerar hasta alcanzar una velocidad que respalde el funcionamiento de la máquina como generador de inducción. En realidad, tras la pérdida de campo, el voltaje interno generado no colapsará inmediatamente a cero. El flujo magnético del rotor tiene cierta inercia que provocará una disminución gradual del voltaje generado. Denotamos la constante de tiempo de la flujo en descomposición, una. A medida que disminuye el voltaje, el par electromagnético generado disminuye. Esto acelerará la máquina. Ahora la máquina está funcionando por encima de la velocidad síncrona y por lo tanto generará un par electromagnético por inducción. La evolución del punto de operación de la máquina se caracteriza por transiciones lentas de una condición de operación a otra. En la figura 8.x se muestra un circuito equivalente aproximado. En el circuito equivalente, el voltaje generado E y el deslizamiento, s, cambian con el tiempo hasta que la máquina pasa a una condición de funcionamiento de estado estable. En cada punto de funcionamiento, la potencia entregada por la tensión generada en decadencia y la potencia producida por inducción será igual a la potencia mecánica suministrada.

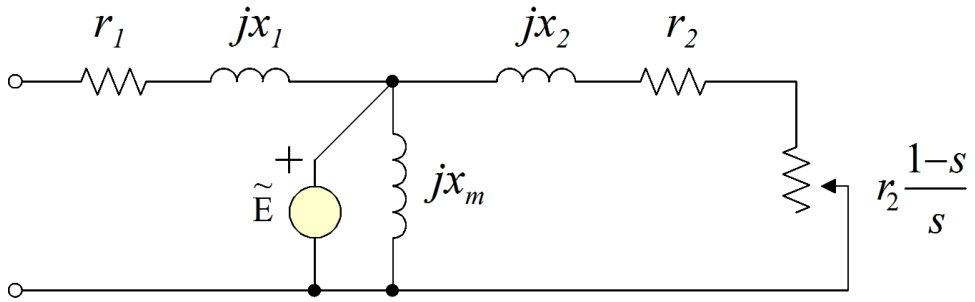


Figura 8.x Circuito equivalente de una máquina síncrona cuando se pierde el campo

El modelo matemático que describe cada punto operativo es:

$$PAG_{mech} \quad \frac{EE_2}{X_T} \text{ pecado } (t) \quad r_2 \quad \frac{1}{s} \quad \frac{s}{\left| \frac{mi}{\frac{r_2}{s} \; jx} \right|^2} \quad PAG_{elec}$$

$$s \quad \frac{s}{s}$$

8.9.3 Límites de funcionamiento del generador

Los generadores síncronos están diseñados para operar en una región de operación normal específica como se ilustra en la Figura 8.xa. La figura ilustra los factores limitantes. Hay tres regiones limitantes: una determinada por el calentamiento de los devanados del estator, otra determinada por el calentamiento del devanado del rotor y otra determinada por el calentamiento del devanado del estator del punto final y los extremos del circuito magnético del estator. El generador normalmente opera dentro de la región "normal" especificada del factor de potencia. Esta región operativa también se puede definir en el diagrama de impedancia ilustrado en la Figura 8.xb. Cuando ocurre una pérdida de campo, la impedancia aparente vista en los terminales del

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El generador se mueve a lo largo de la trayectoria indicada como se muestra en la Figura 8.y. La trayectoria de la impedancia depende de la condición de operación del generador antes de que ocurra la pérdida de campo. La Figura 8.y muestra dos trayectorias de impedancias diferentes, una para una condición de operación inicial cerca de la carga nominal y el factor de potencia rezagado y otra para una condición inicial con aproximadamente la mitad de la carga y el factor de potencia principal. En general, el punto final caerá en el zona indicada. Si la pérdida de campo es parcial, la trayectoria de impedancia será más compleja.

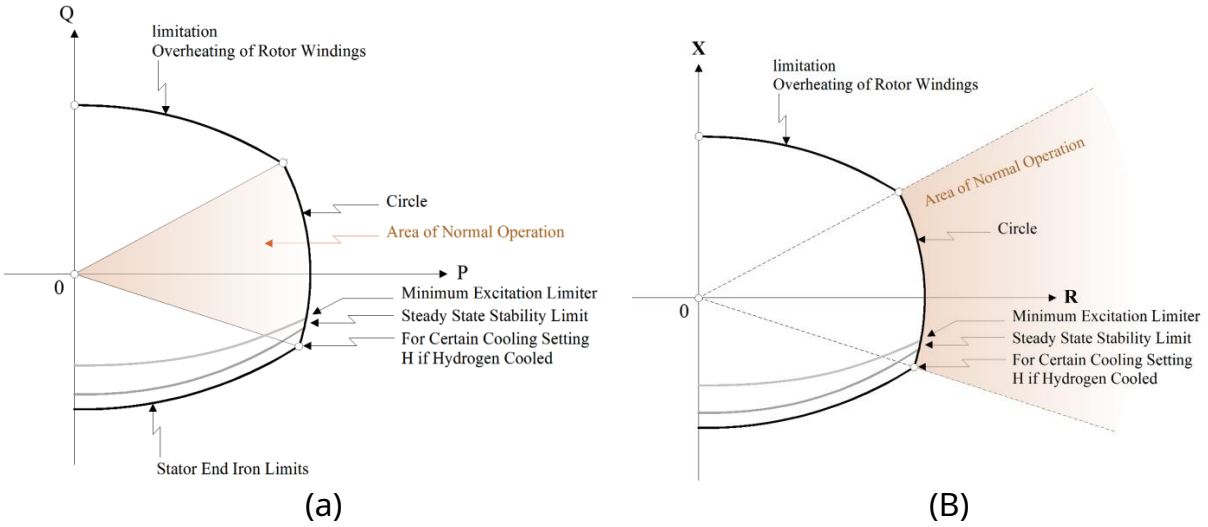


Figura 8.x Curvas de capacidad del generador
(a) Plano P, Q, (b) Plano R, X

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

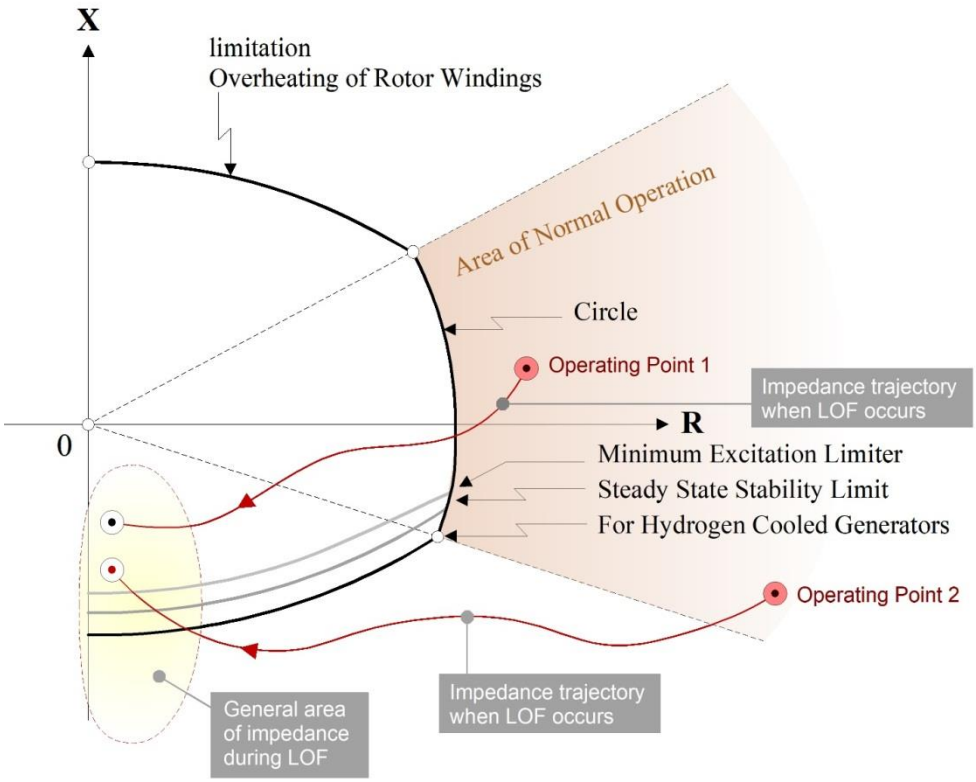


Figura 8.x Trayectoria de impedancia del generador ante un evento de pérdida de campo

8.9.4 Protección contra pérdida de excitación del generador con relés de impedancia modificada

Considerando el rendimiento del generador durante un evento de pérdida de campo, se deduce que el generador puede protegerse con un relé que tiene una característica que abarca el área general de la impedancia como se ve en los terminales del generador. Esto se puede lograr con un relé de impedancia modificado. La selección de los ajustes se puede determinar con simulaciones exhaustivas para determinar el rendimiento del relé. En general, un relé de impedancia modificado con una característica circular, como se muestra en la Figura 8.x, es un método de protección preferido para generadores que tienen una reactancia síncrona de eje directo cercana a la unidad en las clasificaciones de la máquina. El diámetro del círculo es igual a la reactancia síncrona del eje directo del generador. El círculo está compensado por la mitad de la Reactancia transitoria de eje directo del generador.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

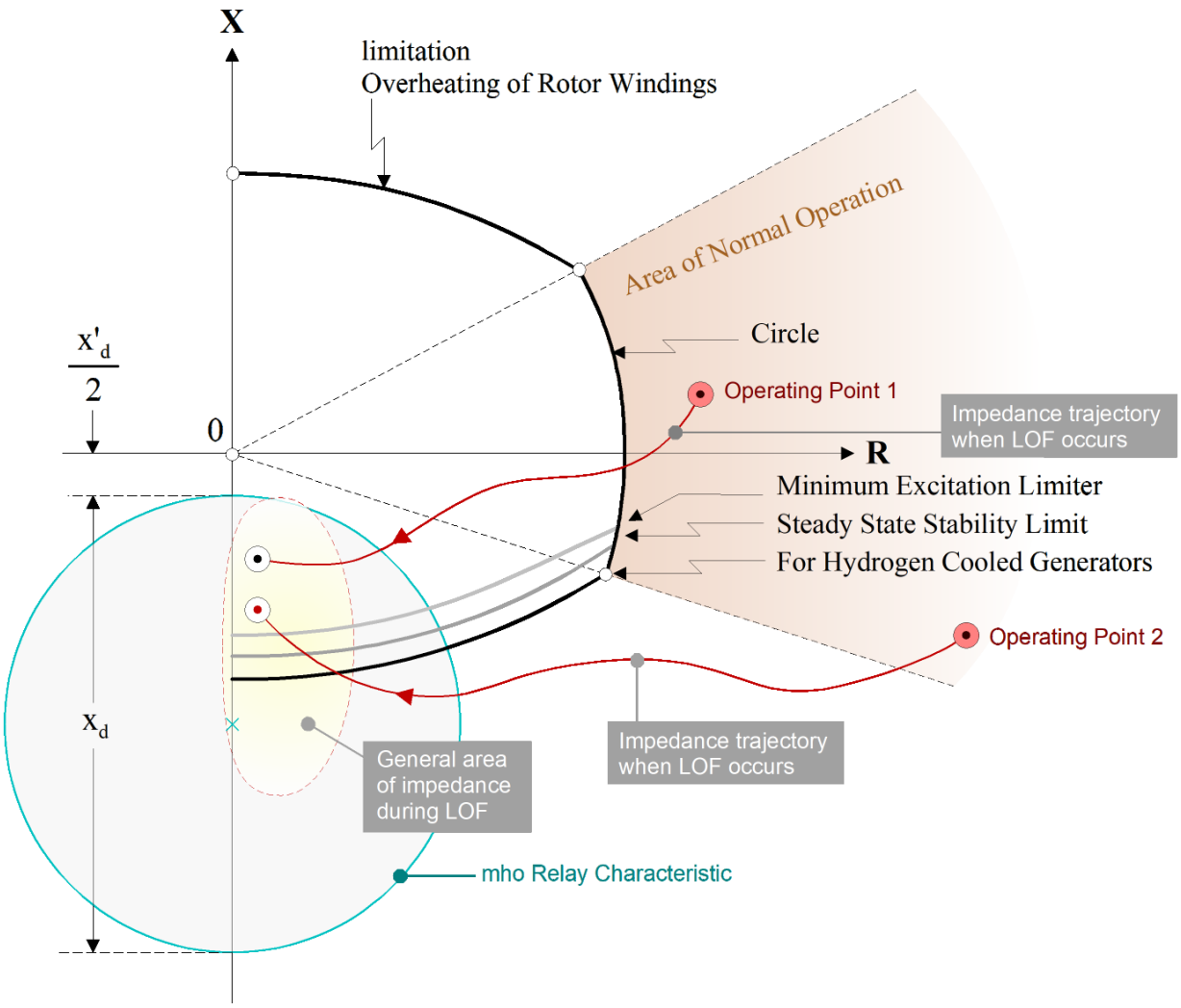


Figura 8.x Protección contra pérdida de campo del generador con un relé de impedancia modificada

El método de un círculo funciona bien para máquinas con reactancia síncrona alrededor de 1 pu o un poco por encima, siempre que la máquina esté conectada a un sistema relativamente rígido. Para otros casos, es posible que las oscilaciones transitorias puedan causar un mal funcionamiento de estos relés, por ejemplo, la pérdida del relé de campo puede operar y disparar el generador durante una oscilación estable como se muestra en la Figura 8.x.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

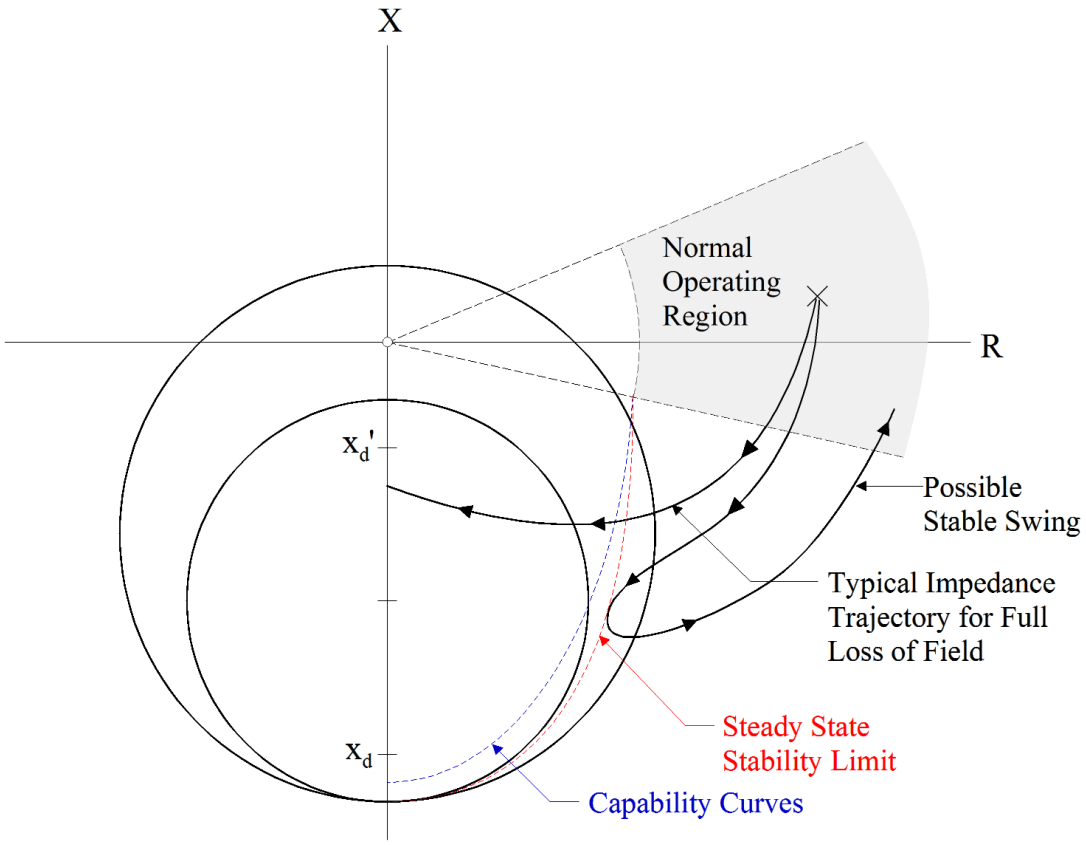


Figura 8.y Protección contra pérdida de campo con un relé Mho de compensación de dos zonas

Para evitar esta posibilidad, se utiliza un conjunto de dos relés mho. El primero está configurado para dispararse siempre que la impedancia caiga dentro del círculo pequeño ilustrado en la Figura 8.x. Tenga en cuenta que el círculo pequeño es definido con un diámetro en el eje de impedancia negativa que comienza en $\frac{X'_{D,}}{2}$ y el otro extremo en aproximadamente del 100% al 125% de la reactancia sincrónica. El retardo de tiempo para esta zona se selecciona normalmente para que sea de aproximadamente 0,25 segundos. El retardo de tiempo es necesario para evitar disparos falsos para oscilaciones estables que pueden llevar la impedancia al círculo pequeño. El círculo más grande se selecciona con un diámetro más grande y un retardo de tiempo del orden de 1 segundo. Este círculo está configurado para detectar la pérdida parcial de excitación y para proporcionar protección de respaldo a la zona 1. El retardo de tiempo de 1 segundo se selecciona para evitar un mal funcionamiento durante una oscilación estable. Para evitar tropezar con columpios estables, utilizamos un dos mho relé caracteristicas. La primera característica del relé mho tiene diámetro $j\frac{X'_{D,}}{2}$ $j1.1X_{D}$. Thmi segundo relé mho tiene diámetro $jx_{t,}$ $j1.1X_{D.}$

En general, la configuración correcta de este relé debe decidirse después de simulaciones completas para determinar el rendimiento del relé para una variedad de fallas y perturbaciones. Estos estudios coordinarán el relé con el límite de estabilidad en estado estacionario del generador, estabilidad transitoria oscilaciones, así como el límite mínimo de excitación de la unidad.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Otro método de protección para la pérdida de campo es mediante el uso de un relé tipo VAR como se muestra en la Figura 8.x. Este método no es el preferido porque necesita coordinarse con límites de estabilidad, estabilidad transitoria, etc. y conduce a configuraciones complicadas.

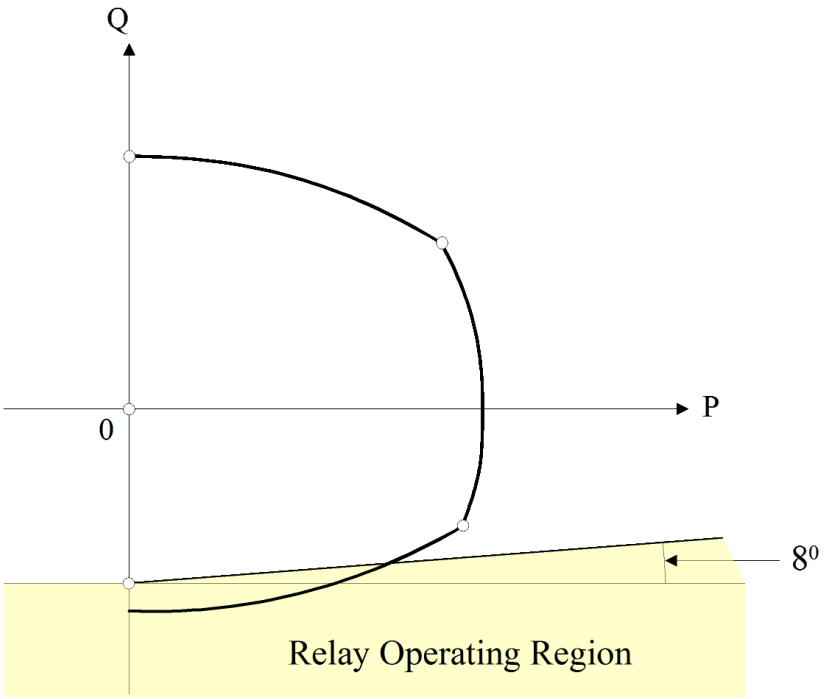
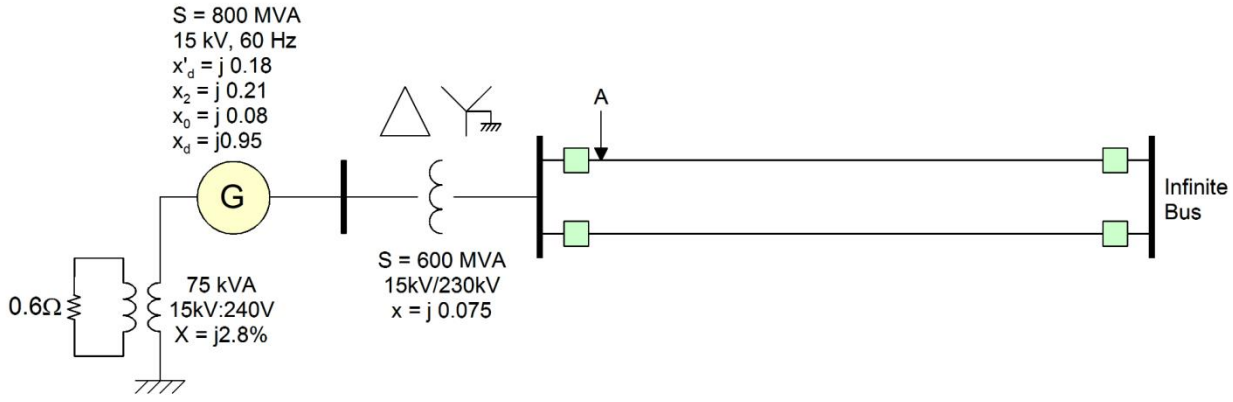


Figura 8.x Protección contra pérdida de campo con un relé tipo VAR (retardo típico de 0,2 segundos)

Ejemplo E8.x: Considere un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 15 kV con los siguientes parámetros. El generador debe protegerse con un relé de distancia de dos zonas aplicado a los terminales del generador. Seleccione CT y PT para esta aplicación. Luego, seleccione la configuración de un relé de pérdida de excitación de campo.



Solución: La protección contra la pérdida de campo se logrará con dos tipos de distancia mho elementos.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La corriente nominal en el generador es:

$$I_{calificado} \quad \frac{\frac{800\,MVA}{3}}{\frac{15\,kV}{\sqrt{3}}} \quad 30{,}79\ kA,$$

Seleccione un CT con una relación de 35.000: 5

La tensión nominal es:

$$V_{calificado} \quad \frac{15\,kV}{\sqrt{3}} \quad 8{,}66\ kV,$$

Seleccione un PT con relación: 15.000: 115

Círculo pequeño:

seleccione el diámetro en $j\frac{X'_{D,}}{2}\ j1.1X_{D}$.

Por lo tanto, el centro está en

$$z_C \quad j0.5675\ pu$$

$$R_C \quad 0.4775\ pu$$

Conversión en ohmios en el lado del generador:

$$z_{c,\,g} \quad j0{,}1596\,ohmios$$

$$R_{c,\,g} \quad 0.1343\,ohmios$$

Conversión en el lado del relé:

$$z_{c,\,r} \quad j8.5657\,ohmios$$

$$R_{c,\,r} \quad 7.2\ ohmios$$

Seleccione:

- j9.0 y 7.5

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Círculo grande:

seleccione el diámetro en $jx_{T,}$ $j1.1X_{D.}$

Por lo tanto, el centro está en

$$z_C \quad j0.4725\ pu$$

$$R_C \quad 0.5725\ pu$$

Conversión en ohmios en el lado del generador:

$$z_{c,\,g} \quad j0.1329\,ohmios$$

$$R_{c,\,g} \quad 0.1610\,ohmios$$

Conversión en el lado del relé:

$$z_{c,\,r} \quad j7.1322\,ohmios$$

$$R_{c,\,r} \quad 8.6411\,ohmios$$

Seleccione: -j7.5 y 9.0

Importante: Verifique para asegurarse de que no se disparen las condiciones normales de funcionamiento.

La impedancia "vista" por los relés durante la condición de funcionamiento con un factor de potencia principal de 0,92 en carga completa:

$$Z \quad \frac{8{,}66\ kV}{30{,}79\ kA\ e^{\,j23.07^{\circ}}} \frac{PT_{proporción}}{Connecticut_{proporción}} \quad 15.09\,mi\ _{j23.07^{\circ}}$$

Este punto de operación está ubicado fuera del círculo grande (ver Figura 8.x)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

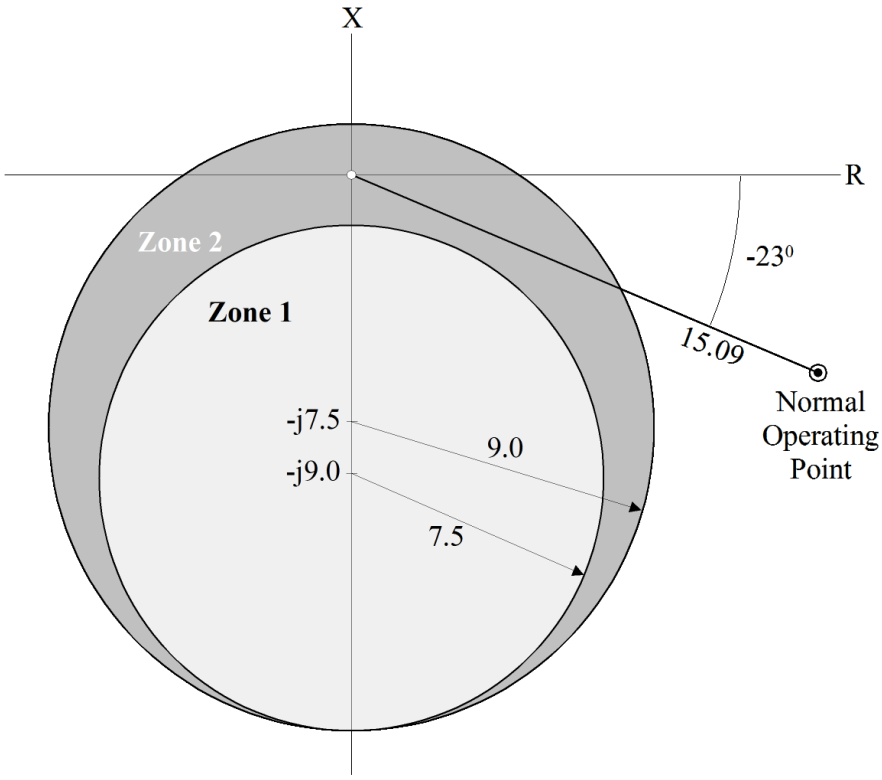


Figura E8.x: Configuración del relé Mho para el ejemplo E8.x, valores en el lado del relé

8.10 Protección de potencia inversa (32)

Un generador debe estar protegido contra el motor, es decir, contra el funcionamiento como motor síncrono. El funcionamiento prolongado como motor síncrono indica la pérdida del motor primario y puede resultar en una potencia reactiva excesiva y sobrecalentamiento.

8.11 Energización accidental

Un generador puede ser energizado accidentalmente cuando está parado o girando a muy baja velocidad. Esta condición puede dar lugar a corrientes excesivas a través del generador durante mucho tiempo, ya que la máquina funcionará como un motor síncrono que acelera muy lentamente (inicial muy pequeña

esfuerzo de torsión).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

8.12 Retransmisión fuera de paso

Los efectos de la inestabilidad del generador son graves y, por lo tanto, el generador debe desconectarse del sistema si esta condición es eminente. Esta protección de una máquina síncrona contra la inestabilidad se denomina normalmente protección fuera de paso. Este esquema de protección comprende un relé que monitorea e identifica la condición y luego toma la decisión de desconectar la unidad. Se han propuesto varios esquemas para retransmisión fuera de paso. El esquema más común hoy en día es un esquema que monitorea la trayectoria de impedancia del sistema durante una oscilación utilizando relés de impedancia. Se han propuesto otros esquemas y se han implementado ocasionalmente a modo de prueba. Discutiremos algunos de estos esquemas.

Durante las fallas, se altera el equilibrio entre la entrada de energía mecánica y la salida de energía eléctrica en uno o más generadores. Esto hace que los generadores se aceleren o desaceleren dando como resultado transitorios adicionales del sistema. Nos referimos a estas perturbaciones como cambios de estabilidad o cambios de generador. Durante un cambio de estabilidad, la corriente eléctrica que fluye a través de varios circuitos del sistema variará y puede adquirir valores altos. Si los transitorios son temporales, el sistema de protección no debería responder.

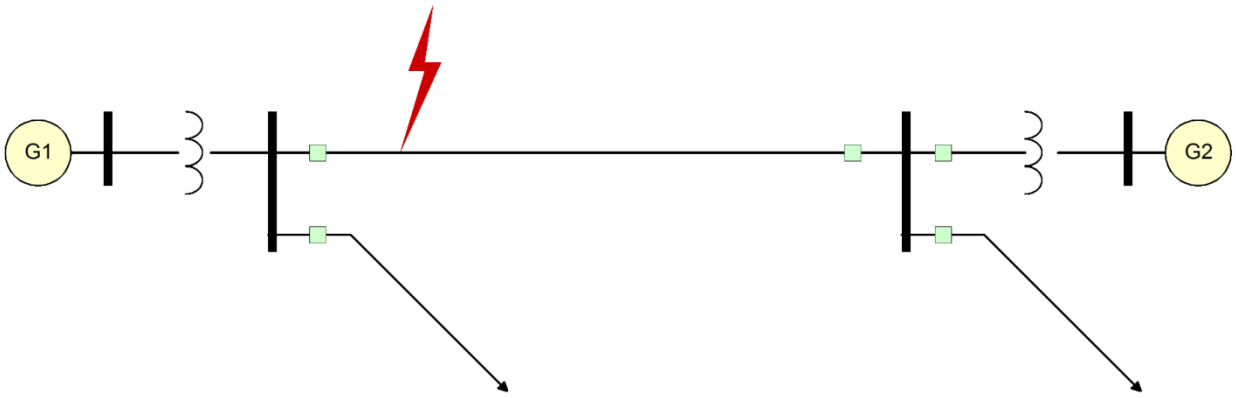


Figura 8.x Inicio de una oscilación de estabilidad por una falla

8.12.1 Columpios estables e inestables

Las oscilaciones del generador pueden ser estables o inestables. Las oscilaciones estables son tales que los ángulos de fase entre los generadores del sistema varían dentro de un rango estrecho y finalmente se estabilizan en valores constantes. En oscilaciones inestables, uno o más ángulos de fase del generador pueden aumentar indefinidamente dando como resultado una pérdida de sincronismo. Este fenómeno también se conoce como "deslizamiento de polos del generador" o condición de desfase. El objetivo básico de la retransmisión fuera de paso es disparar el generador antes de que se produzca un deslizamiento de polo. Discutiremos los fenómenos que determinan y diferencian una oscilación estable de una inestable.

Consideraciones importantes:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

1. El esquema de relés debe poder distinguir entre fallas, cambios de estabilidad estable y cambios de estabilidad inestable. La discriminación se basa en las siguientes observaciones: (a) las fallas provocan un cambio brusco de impedancia; (b) la mayoría de las fallas son asimétricas, es decir, involucran solo una o dos fases, lo que provoca tensiones y corrientes muy desequilibradas. Por el contrario, los cambios de estabilidad ocurren mientras los voltajes y corrientes del sistema permanecen equilibrados. La detección de cambios de estabilidad inestables se implementa generalmente mediante relés mho.

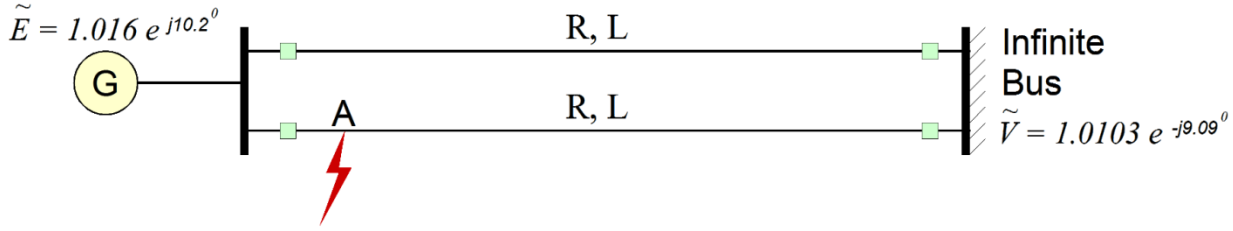
2. El esquema de relés no debe dispararse por cambios de estabilidad estables.

3. Una vez que se detecta una condición eminente fuera de sintonía y se toma la decisión de disparar, el área aislada debe seleccionarse cuidadosamente (isla controlada).

4. Se deben tener en cuenta los voltajes de recuperación transitorios (TRV). Es posible que un TRV alto cause múltiples reencendido cuando se abren los interruptores, dañándolos. La secuencia de disparo debe diseñarse de tal manera que se eviten las TRV elevadas.

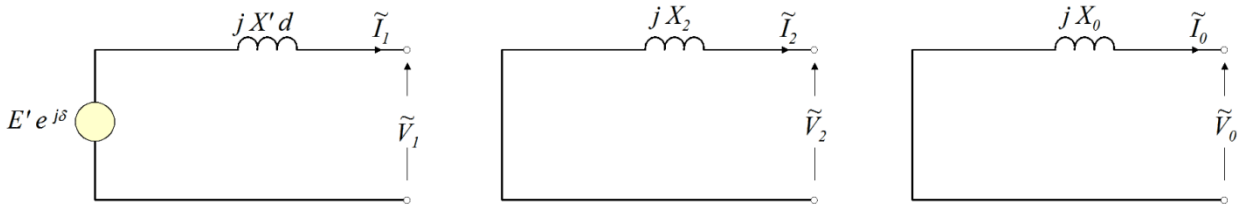
Analizamos a continuación los parámetros importantes de:

ángulo de despeje crítico, y
tiempo crítico de limpieza



El modelo del sistema es:

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{mG} - \mathrm{Re}\{\tilde{V}_1\tilde{I}_1^* + \tilde{V}_2\tilde{I}_2^* + \tilde{V}_0\tilde{I}_0^*\}$$



A COMPLETAR...

Ejemplo E8.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E8.x. El generador es un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 15 kV, con una constante de inercia del rotor H de 2,8 segundos. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando 0,9 pu de potencia con 0,9 de retraso

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Factor de potencia. En el tiempo t = 0, ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en 0.18 segundos abriendo los interruptores de la línea fallada.

(a) Determine el ángulo de despeje crítico para esta falla.

(b) Determine el tiempo crítico de limpieza para esta falla.

(c) Grafique la impedancia vista por un relé fuera de sincronismo conectado en el lado alto del transformador elevador. Los relés PT y CT tienen las siguientes relaciones: 15,000V: 115V y 30.000 A: 5 A. Realice los cálculos con un intervalo de tiempo de 0,06 segundos hasta el tiempo final de 0,6 segundos.

(d) Establezca el esquema de retransmisión fuera de sintonía para esta unidad utilizando un único relé mho con anteojeras simples.

(e) Determine el voltaje de recuperación transitorio máximo del interruptor en caso de un disparo debido a condiciones fuera de sincronismo.

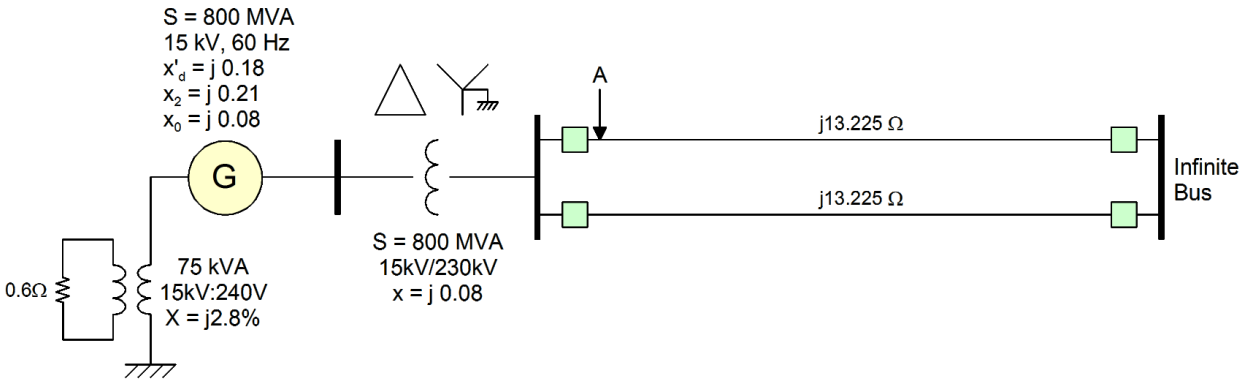


Figura E8.x

Solución: Para la solución de este problema, consideramos el circuito equivalente de secuencia positiva del sistema antes de la falla, durante la falla y después de que se despeja la falla:

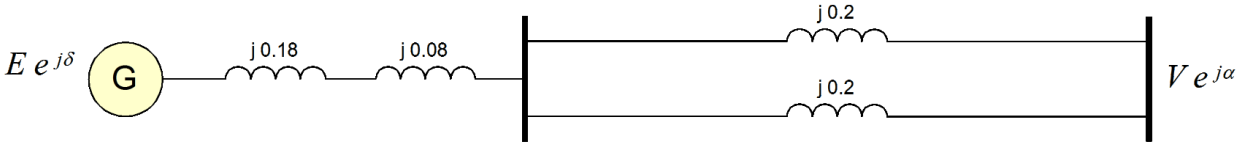


Figura E8.x. Sistema de energía eléctrica simplificado: sistema antes de la falla

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

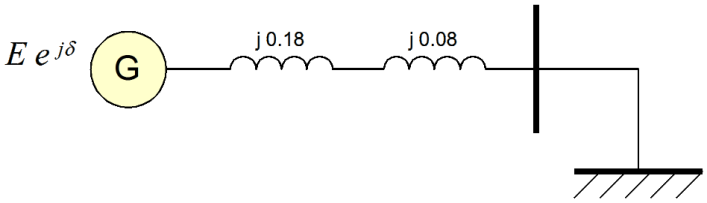


Figura E8.x. Sistema de energía eléctrica simplificado: sistema durante la falla

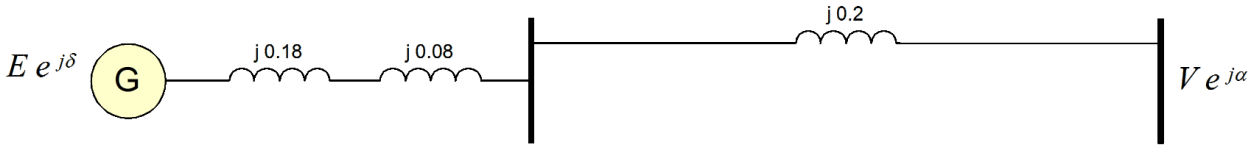


Figura E8.x. Sistema de energía eléctrica simplificado: sistema después de una falla

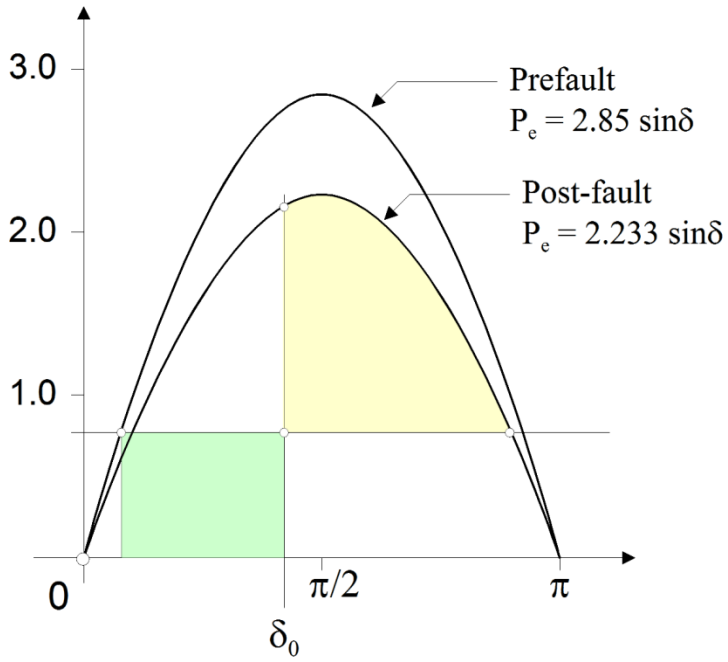


Figura E8.x. Potencia eléctrica y mecánica versus ángulo
(Criterio de igual área)

$$(t \quad 0) \quad 20.54_0 \quad 0.3585 rad$$

$$_1 \quad 153,39_0 \quad 2.6772 \ rad$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El ángulo de despeje crítico está determinado por el criterio de igual área:

$$0{,}9\ (\ _{C}\ \ _{0)}\quad (2.233\ \text{pecado}\quad 0{,}9)D$$

La solución de la ecuación anterior produce:

$$_{C}\ \ 87{,}68_{0}\ \ 1.5303 rad$$

Este es el ángulo de despeje crítico. Durante la falla:

$$(t)\ \ 30.294 t_{2}\ \ 0.3585$$

El momento en que el ángulo alcanza el ángulo crítico es:

$$t_{C}\quad \sqrt{\frac{1.5303\ \ 0.3585}{30.294}}\quad 0{,}1967$$

La trayectoria del sistema, asumiendo que la falla se borra a los 0.19 segundos después de la falla. la iniciación se da en las tres figuras siguientes (oscilación estable).

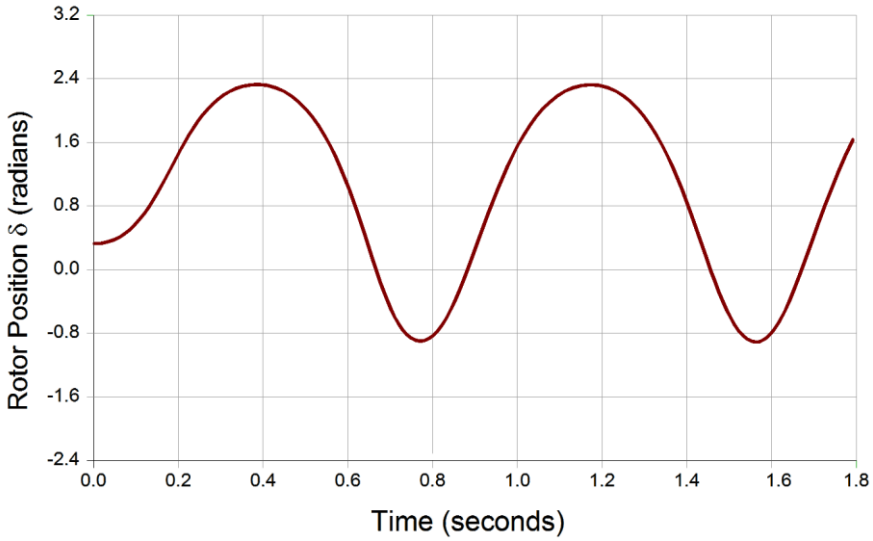


Figura E8.x.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Figura E8.x.

Figura E8.x.

La trayectoria del sistema cuando la falla se borra después de 0.2 segundos se da a continuación (inestable oscilación).

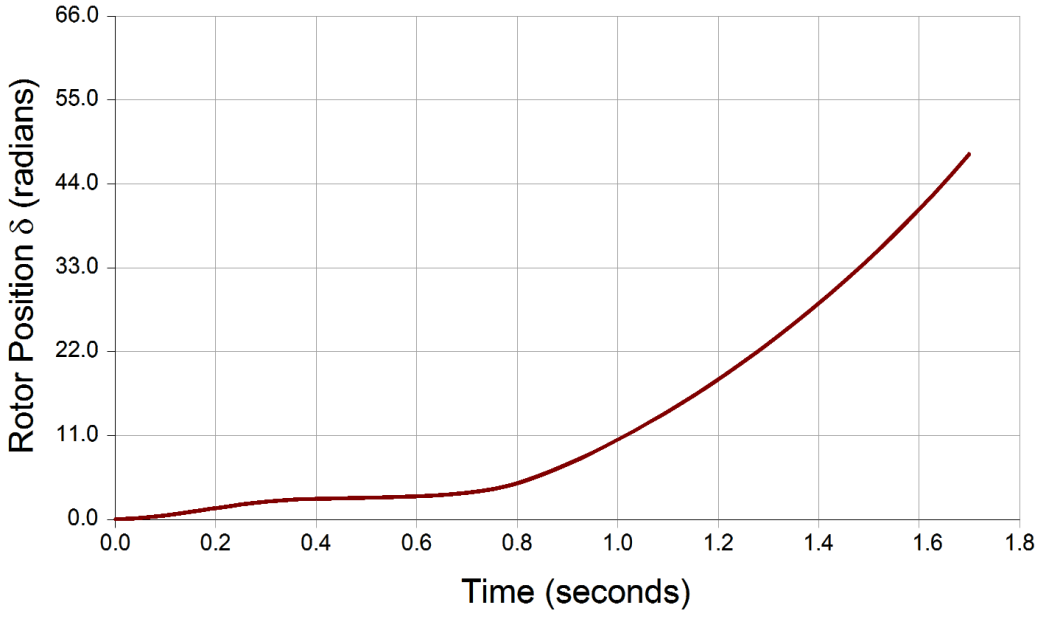


Figura E8.x.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

8.12.2 Diagramas de impedancia

Una técnica de visualización de uso frecuente para el estudio de los fenómenos de oscilación del generador, así como la configuración del relé mho, es el diagrama de impedancia aparente. En la Figura se ilustra un ejemplo de diagrama de impedancia aplicable para un sistema simple de generador / transformador / línea de transmisión. 8.x. Un punto en este diagrama representa la impedancia aparente vista por un relé de impedancia en el bus B, es decir, el voltaje en el bus B dividido por la corriente que fluye en el bus B, desde el transformador. hacia la línea de transmisión:

$$\text{Punto B:} \qquad Z \sim \frac{\tilde{V}}{I}$$

Al configurar los relés de impedancia, es útil trazar la trayectoria de la impedancia aparente en un diagrama de impedancia, durante la oscilación del generador. Suponga que durante una oscilación la magnitud de voltaje de la fuente del generador E_1 y la magnitud de voltaje del bus remoto E_2 permanecen constantes, mientras que el ángulo de fase entre estas fuentes varía. El lugar de la impedancia aparente para estas condiciones se determina como sigue.

Punto de la trama **A** en el negativo de la impedancia mirando hacia la izquierda del relé, es decir, el negativo del generador más la reactancia de fuga del transformador. Esta impedancia también se puede expresar como sigue:

$$\text{Punto A:} \qquad X_{gramo} \; X \; \frac{\tilde{V} \quad \tilde{m}i_1}{\tilde{I}}$$

Punto de la trama **C** en la impedancia mirando a la derecha de la relé, es decir, la línea de transmisión impedancia. Esta impedancia también se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Punto C:} \qquad Z_S \quad \frac{\tilde{V} \; \tilde{m}i_2}{\tilde{I}}$$

De las definiciones anteriores, los vectores $\overline{CB}$ y AB en el diagrama se puede evaluar como:

$$\overline{AB} \quad B \; A \sim_{1,} \frac{\tilde{m}i}{I} \qquad\qquad \overline{CB} \quad B \; C \quad \frac{\tilde{m}i}{\tilde{I}^2}$$

Así, el ángulo entre vectores $\overline{CB}$ y $\overline{AB}$ es el ángulo de fase entre fasores de voltaje $\tilde{m}i_1$ y $\tilde{m}i_{2,}$ y las longitudes de estos vectores son proporcionales a las mismas magnitudes fasoriales. De estas observaciones se puede concluir que por igual $\tilde{m}i_1$ y $\tilde{m}i_2$ magnitudes, el lugar geométrico de la impedancia aparente (punto B en el diagrama de impedancia) es la bisectriz perpendicular del segmento AC. Para todos los demás casos, el lugar geométrico de la impedancia aparente es un círculo cuyo diámetro se encuentra a lo largo de la dirección AC y sus puntos extremos cortan el segmento AC en una cierta proporción (El hecho de que este lugar geométrico sea un círculo lo mostró Apolonio de Perga en la 3d Siglo aC). En el diagrama de la Figura 8.x se muestran dos de estos círculos de ejemplo, uno para una relación de magnitud fasorial de voltaje de 1,25 y otro para 0,8.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El valor de impedancia en el medio del segmento AC se conoce como ***centro electrico*** del sistema. Esta es la impedancia aparente vista por el relé cuando el ángulo de fase entre el voltajes $\tilde{m}_1$ y $\tilde{m}_2$ es de 180 grados.

Otra observación útil es que si el ángulo de fase se mantiene constante mientras varía la relación de magnitud fasorial de voltaje, entonces el lugar geométrico de la impedancia aparente también es un círculo. Estos constantes los círculos pasan por los puntos A y B como se ilustra en la Figura 8.x.

Usando estas observaciones, se puede determinar una región dentro de la cual se puede esperar que la impedancia aparente vista por un relé en el punto B se encuentre durante el funcionamiento normal del sistema. Esta región es encerrado por dos constantes círculos y dos círculos de relación de magnitud de voltaje constante. la Obviamente, región de disparo del relé no debe cruzarse con la región de funcionamiento normal.

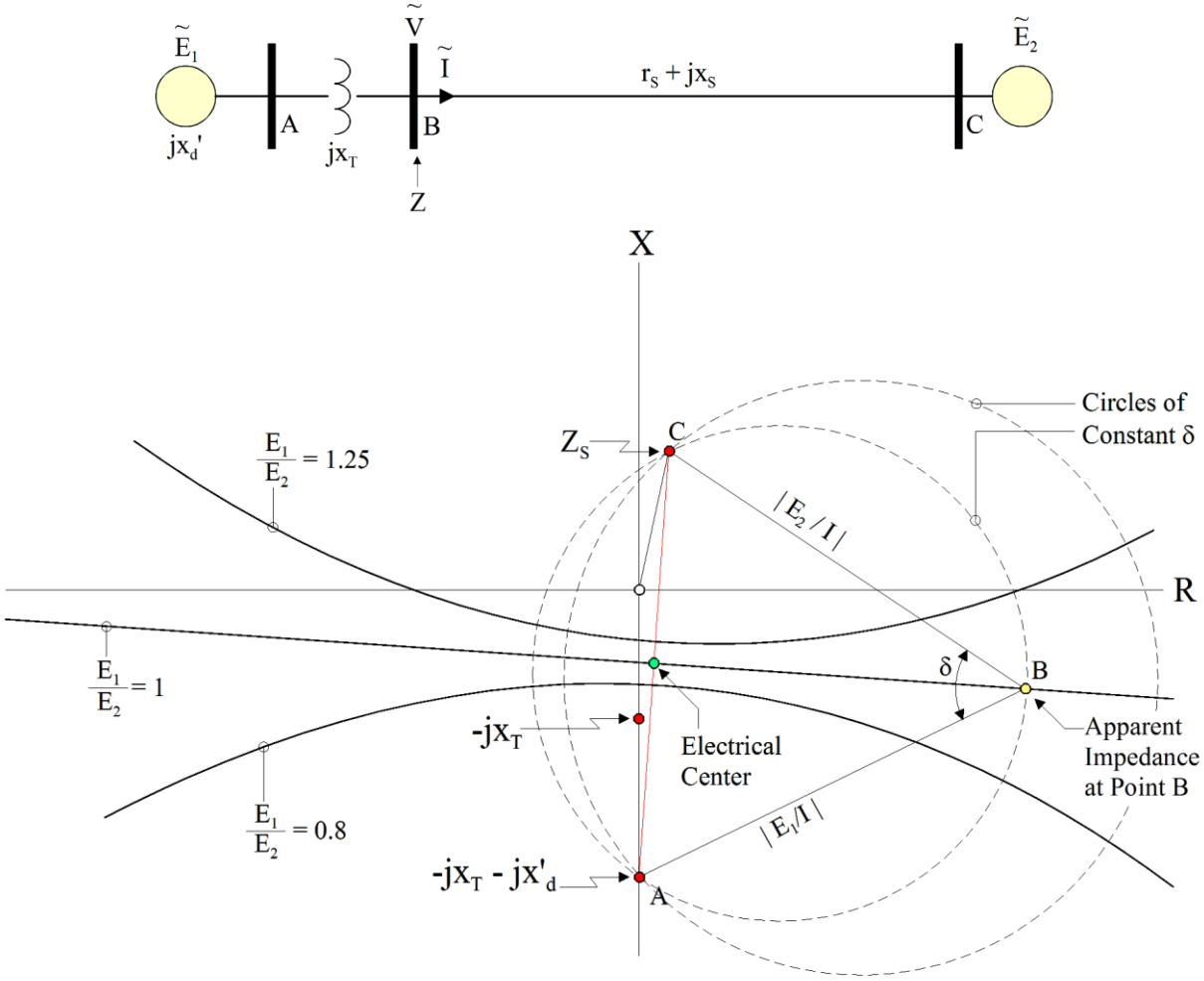


Figura 8.x. Ilustración del diagrama de impedancia

8.12.3 Fenómenos de colapso de voltaje durante cambios de potencia

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Las oscilaciones del generador pueden generar fenómenos temporales de colapso de voltaje que pueden "engañar" a los relés de distancia para que se disparen. Aquí, describimos los fenómenos y discutimos métodos para evitar operaciones de disparo en falso.

Ejemplo E8.x: Considere el sistema de energía eléctrica del ejemplo E8.x. Considere las mismas condiciones que en ese ejemplo. Calcule y grafique la magnitud del voltaje en las terminales del generador y en el lado alto del transformador por un período de hasta 0.6 segundos usando un intervalo de tiempo de 0.06 segundos.

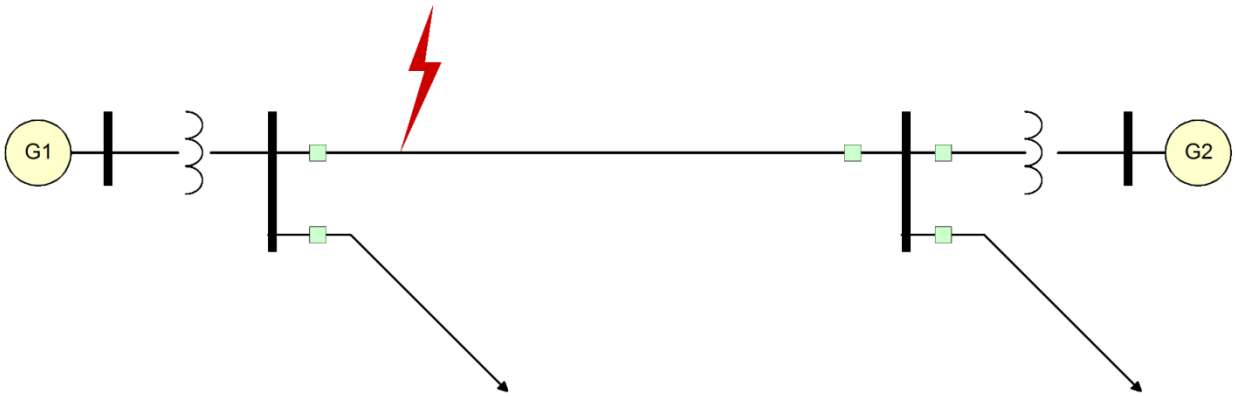


Figura E8.x: Ejemplo de sistema para colapso de voltaje en el centro de oscilación

Solución: Para la solución de este problema consideramos el funcionamiento del sistema antes de la falla, durante la falla y después de que se solucione.

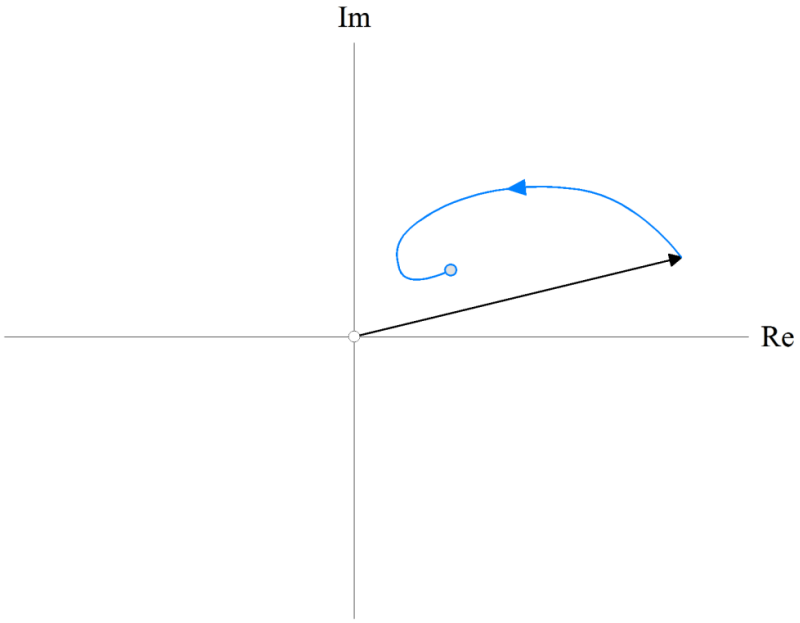


Figura E8.x: Variación de voltaje durante la oscilación de estabilidad

Continuará.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

8.12.3 Fenómenos transitorios de recuperación

El voltaje de recuperación transitorio en los interruptores cuando funciona un relé fuera de paso puede ser mucho más alto que los voltajes de recuperación transitorios habituales. Esto se explica a continuación. El modelo matemático que describe el voltaje acumulado a través de las placas de un interruptor se describe con la ayuda de la Figura 5.x. El sistema ilustra dos unidades generadoras y un interruptor intermedio. Los condensadores indicados representan las capacidades parásitas de los dos sistemas respectivamente.

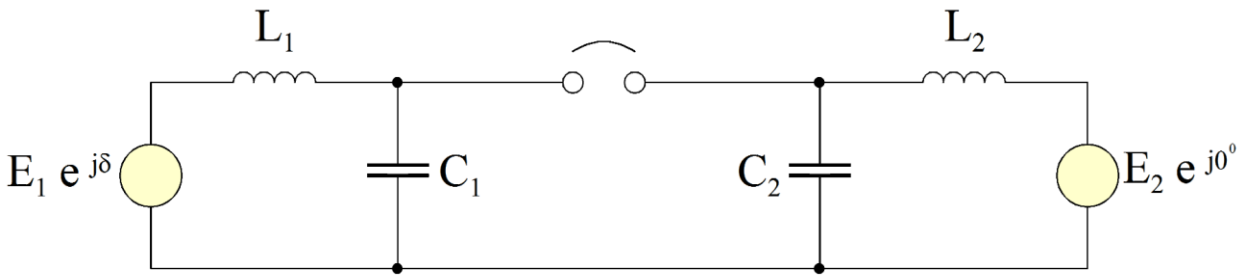


Figura 8.x: Circuito equivalente para análisis de voltaje de recuperación transitoria

Suponga que durante una oscilación de estabilidad, el interruptor se dispara en un momento en que el ángulo de fase relativo entre los dos generadores es d. Ahora considere el período anterior al disparo. Esta condición está cerca del estado estacionario sinusoidal. La corriente eléctrica es:

$$\tilde{I} \quad \frac{\tilde{m}i_1 \quad \tilde{m}i_2}{j\ (L_1 \quad L_2)}$$

Cuando la corriente se vuelve cero y asumiendo que para ese momento las placas del interruptor tienen separados, tendremos el siguiente modelo:

$$mi_1(t) \quad L_1 \frac{di_1(t)}{dt} \quad v_{C1}(t)$$

$$eso) \quad C \frac{dv_C(t)}{dt}$$

y condiciones iniciales: $I_1(t \quad 0) \quad 0$, $v_{C1}(t \quad 0) \quad v \quad _{0.}$

La solución a este problema es:

$$I_1(t) \quad \frac{\sqrt{2}mi_1}{L_1} \frac{1}{1 \quad \frac{1}{2}} \text{ pecado}(t) \quad \frac{1}{1}\text{pecado}(t), \text{ dónde } _1 \quad \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$$

y el voltaje a través del capacitor es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$v_d(t) \quad e(t) \quad L_1 \frac{D\text{esde}\,\phi}{dt} \quad \sqrt{2}\,m_i \text{ porque } t \;) \quad \frac{1}{1 \quad \frac{1}{2}} \text{ porque } t \;) \quad \frac{1}{} \;^{2} \text{ porque } t \;)$$

Una solución similar existirá en el otro lado. S

Considere el caso en el que las dos fuentes están separadas 180 grados. En este caso, los voltajes transitorios de recuperación estarán separados por 180. La figura 8.x ilustra el desarrollo del voltaje de recuperación transitorio. Tenga en cuenta que, en general, las frecuencias pueden ser diferentes y, por lo tanto, los máximos se producirán en momentos diferentes. Esto significa que se deben utilizar simulaciones numéricas para estudiar e identificar el peor de los casos.

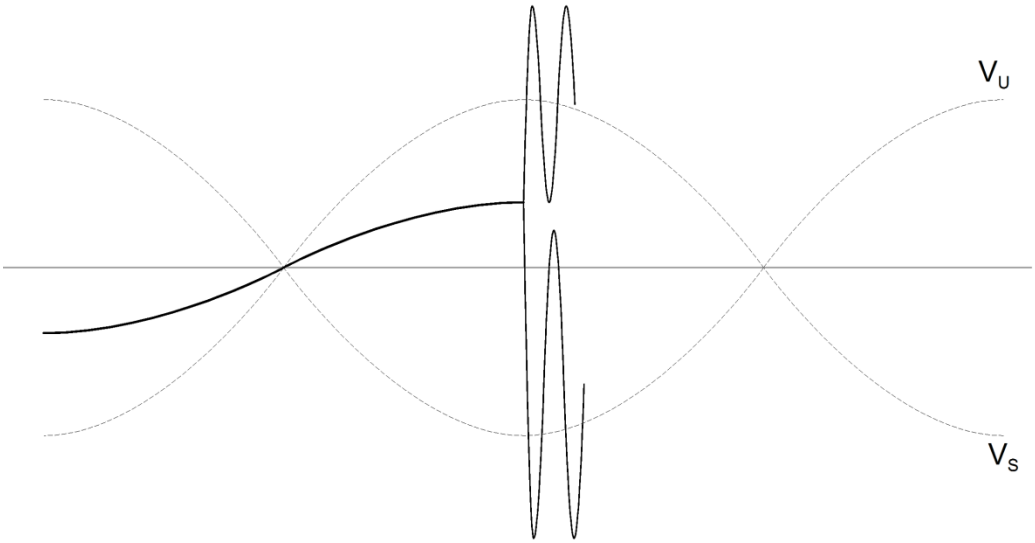


Figura 8.x: Voltaje de recuperación transitorio cuando el interruptor funciona cuando los sistemas están a 180 grados Aparte

Ejemplo E5.x: Considere un sistema de dos unidades del ejemplo E8.x. Suponga que durante una oscilación de estabilidad los ángulos de fase de las dos unidades se separan 180 grados. En este momento, el interruptor en el lado alto del transformador se dispara. Determine el voltaje de recuperación transitorio máximo del interruptor. La capacitancia parásita equivalente en el lado del transformador es 1.25 nanoFarads y la La capacitancia equivalente en el lado de la línea es de 14,6 nanoFarads.

Solución: El circuito equivalente es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

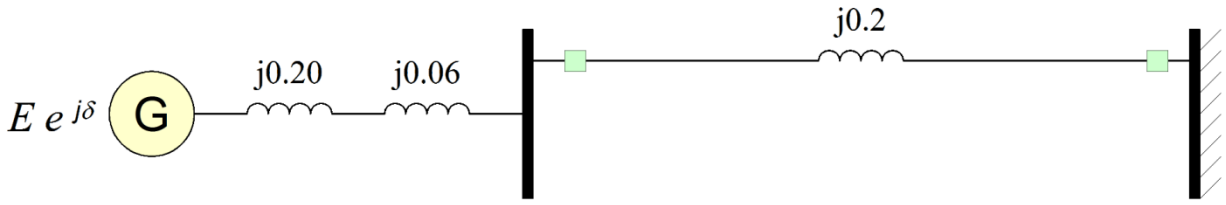


Figura 8.x:

$$Z_{B\,LL} \frac{V_2}{S_3} \quad 66.12 \ Ohmios$$

$$L_1 \quad \frac{(0,26)\,(66,12)}{377} \quad 45,6\,1\ \ 0^{\ 3} \quad Enrique\,s$$

$$L_2 \quad \frac{(0,20)\,(66,12)}{377} \quad 35.1\ \ 10^{\ 3} \quad Henries$$

Las frecuencias angulares son:

$$_1 \quad \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad 132.400\ (s^{\ 1})$$

$$_2 \quad \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad 44.170\ (s^{\ 1})$$

El voltaje a través del interruptor es:

$$V_B(t) \quad \sqrt{2}V \ \text{porque}\ t \ \frac{1}{1\ (\ /\ )^{\ 2}} \ \text{porque}\ t \ \ \frac{}{}^{\ 1} \ ^{2} \ \text{porque}\ t \quad \sqrt{2}V \ \text{porque}\ t \ \frac{1}{1\ (\ /\ )^{\ 2}} \ \text{porque}\ t \ \ \frac{}{}^{\ 2} \ ^{2} \ \text{porque}\ t$$

$$V_B(t) \quad 2\sqrt{(132,8\ 10^{3})\,(\ C \quad os\ t \ \text{porque}\ t \ \text{porque}\ t \ \text{porque}\ t \ televisor\ olts)}$$

Un gráfico ilustra la evolución de los voltajes. El máximo ocurrirá en el medio ciclo de la forma de onda lenta:

$$t \quad \frac{}{2} \quad 71,12\ 10^{\ 6} \quad (s)$$

$V_B(t)$ es máximo en $t \quad 71,12\ 10^{\ 6}$. El voltaje máximo es:

$$V_B(t) \quad \sqrt{2}\,(132,8\ 10^{3})\,(4) \quad 751.23\ 10^{3}\ Voltios$$

Muestre la forma de onda real para este ejemplo.

8.12.4 Esquemas de protección fuera de paso

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Se puede implementar un esquema de protección efectivo para condiciones de desfase con relés de distancia que monitorean la impedancia como se ve en el lado de alto voltaje del transformador elevador. Para este propósito, es importante considerar la trayectoria de la impedancia durante una oscilación de estabilidad. Considere el sistema de la Figura 8.x.

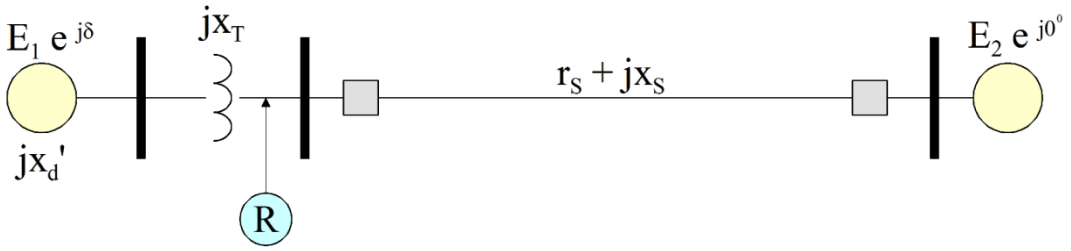


Figura 8.x. Un sistema simplificado de una unidad conectada a un sistema grande

La impedancia "vista" por el relé en el lado alto del transformador elevador es:

$$Z_{relé} \quad \frac{k_1 V}{k_2 yo} \quad \frac{k_1}{k_2} \; j\,(x_{gramo} \;\; X_{t)} \;\; j\,(x \;\; X \;\; X\,)_{gramo} \quad t \quad s \quad \frac{mi\,\sim}{mi \quad mj}$$

A medida que cambia el ángulo de fase del generador 1, la impedancia aparente puede tomar las trayectorias indicadas en la figura.

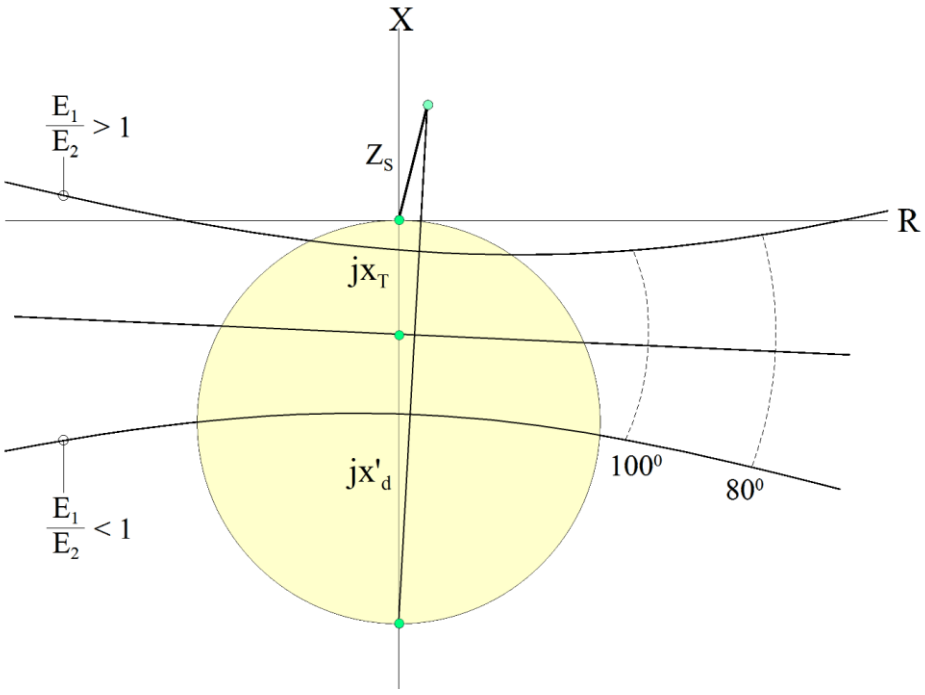


Figura 8.x. Trayectorias de impedancia para un sistema simplificado

A continuación se presenta una discusión de algunos esquemas de protección fuera de sintonía.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Relé mho único: Este esquema utiliza un solo relé mho en el lado alto del transformador elevador y configurado para alcanzar la impedancia del generador y el transformador combinado.

Relé mho con una sola persiana: Este esquema....

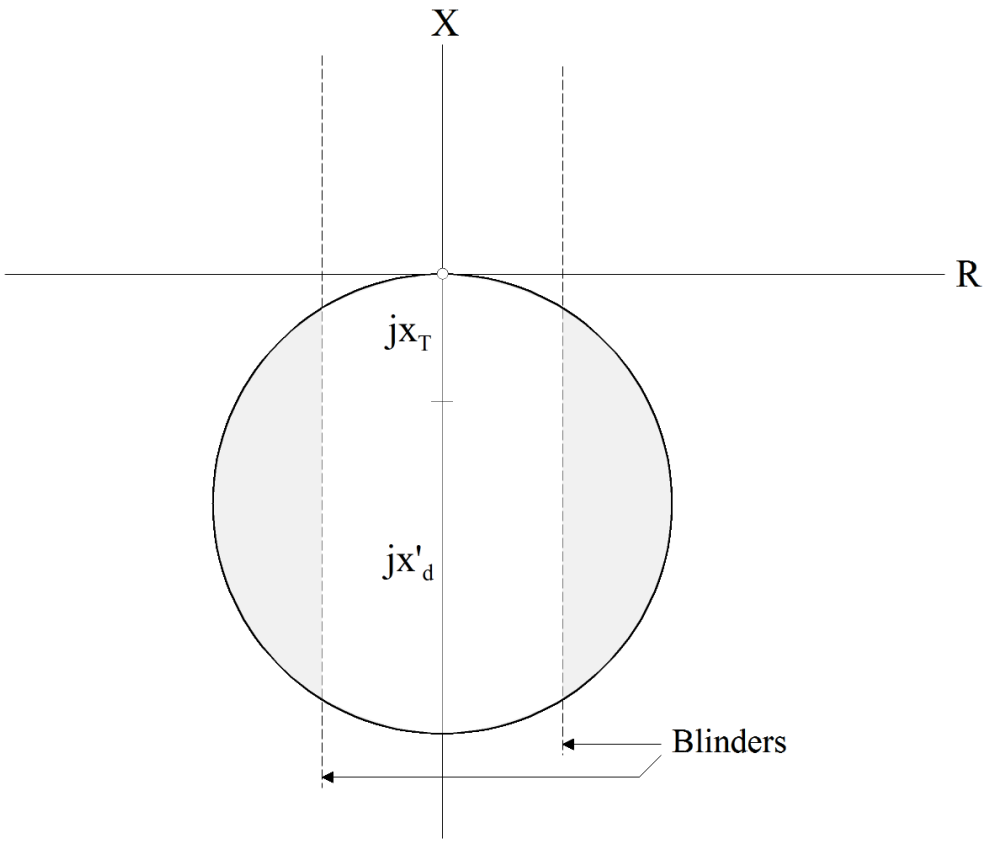


Figura 8.x. Relé mho único con anteojeras individuales

Relé mho con doble anteojeras: Este esquema....

Relé de lente única: Este esquema....

Relé de doble lente: Este esquema....

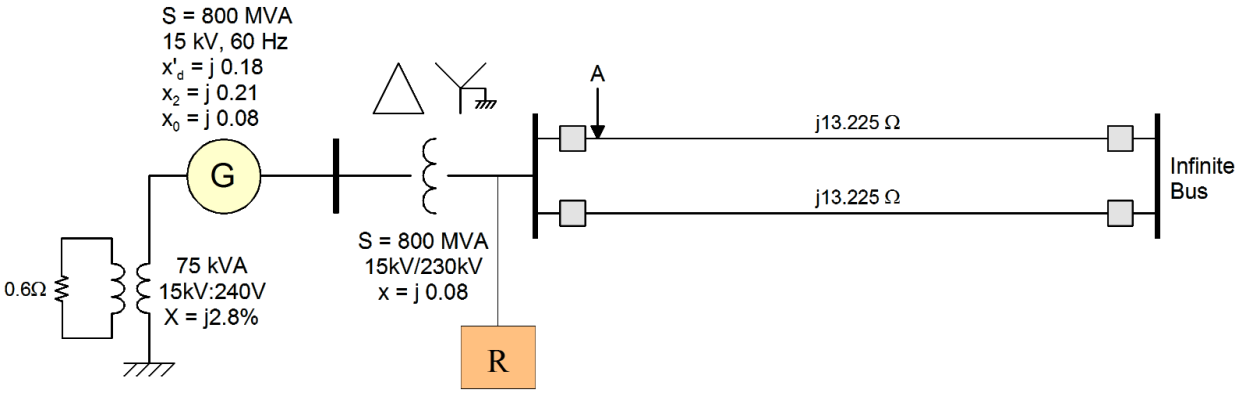
Ejemplo E8.x: Considere un sistema de dos unidades y determine la oscilación del sistema y la impedancia que un relé mho "verá" durante la oscilación. Utilice el mismo ejemplo que antes.

Solución: El modelo.... A completar.

Ejemplo E8.x: Considere el sistema de energía eléctrica que se muestra a continuación. El parámetro de inercia del rotor del generador**H** es **2.8** segundos. El generador opera a voltaje terminal nominal entregando**0,90**

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

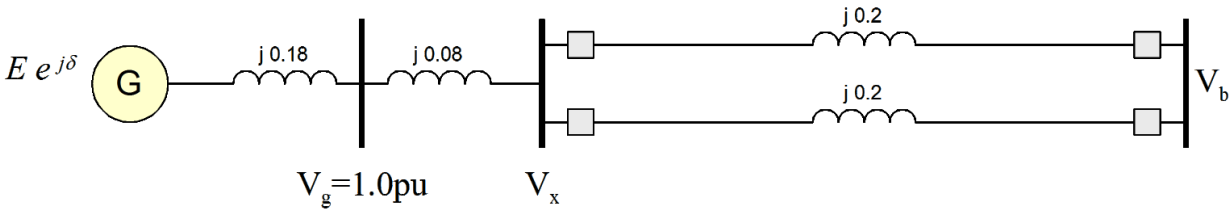
pu potencia al factor de potencia unitario. En el tiempo t = 0, ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en t = 0.19 segundos abriendo los interruptores de la línea de transmisión con falla.



(a) Grafique la impedancia vista por un relé fuera de sincronismo en el lado alto del transformador. (Suponga que hay un relé fuera de paso en los terminales del lado alto del transformador elevador. El relé PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 135,000V: 115V y 2,400A: 5A. Realice los cálculos con un paso de tiempo de 0.03 segundos hasta el tiempo final de 0,6 segundos).

(b) Determine la configuración del esquema de retransmisión fuera de sintonía para esta unidad utilizando un único relé mho con anteojeras simples

Solución: Consulte el circuito equivalente que representa el sistema antes de la falla:



Dado el flujo de energía especificado en los terminales del generador, la corriente del terminal del generador es:

$$\tilde{I} \quad 0{,}9 mi_{j0}$$

Por lo tanto, el voltaje de fuente equivalente interno del generador es:

$$\tilde{mi} \quad 1.0 \quad (j0{,}18)\,(0{,}9) \quad 1.0 \quad 0{,}162 \quad 1.013 mi_{j9{,}20}$$

Y el voltaje del bus remoto es:

$$\tilde{V}_B 1.0 \quad (j0{,}18)\,(0{,}9) \quad 1.0\ 0{,}162\ 1.013 mi_{j} \qquad 9{,}20$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Por lo tanto, el ángulo entre la fuente equivalente del generador y el bus infinito es:

$$(0) \ 18{,}4_0 \ o \ 0.3211 \ rad$$

El voltaje en el lado alto del transformador es:

$$\tilde{V}_X 1.0 \quad (j0{,}08)(0{,}9) \ 1.0 \ j0.072 \ 1.0026 \ mi^{j4.12}$$

Por lo tanto, la impedancia (en pu) vista por el relé es:

$$Z \quad \frac{\tilde{V}_X}{\tilde{I}} \quad \frac{1.0026 mi^{j4.118}}{0{,}9} \quad 1{,}114 mi^{j4.12_0}$$

Recuerde que el ángulo de fase está determinada por la ecuación diferencial:

$$\frac{2H}{s}\frac{d^2 (t)}{dt^2} \quad P_{mu} \ A_G \ \mathrm{Re}\{\tilde{V}_1 \tilde{I}_{1\,2}^{*} \ \tilde{V}_0 \tilde{I}_{2}^{*} \quad \tilde{I}_{0}^{*}\}$$

Durante la falla trifásica, la energía eléctrica colapsa a cero y produce:

$$\frac{2H}{s}\frac{d^2 (t)}{dt^2} \quad P_{A_{Gmu}}$$

La solución de lo anterior es:

$$(t) \quad \frac{{}_s P_{A_{Gmu}} t^2}{H} \quad (0) \ 4$$

Sustituyendo los coeficientes apropiados:

$$(t) \ 30.29 t^2 \ 0.3211$$

$$\frac{D (t)}{dt} \quad 60{,}58 t$$

Por tanto, en t = 0,19 s:

$$(0{,}19) \ 1.4146 rad \ \text{o} \ 81.05 \ \text{grados}$$

$$\frac{D}{dt}(0{,}19) \ 11.51 \text{rad / seg}$$

Una vez que la falla desaparece, el ángulo de fase está determinada por la ecuación diferencial:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{2H}{s}\frac{D_2(t)}{dt_2} \quad P_{mu} - \frac{EV_b}{X}\text{pecado}(\ )$$

dónde

x = 0.18 + 0.08 + 0.20 = 0.46 pu, (una línea ahora está desconectada) H = 2.8 seg

$_s = 377$ rad / seg $P_{mu} = 0,9$ pu

E = 1.013 pu

Vb = 1.013 pu

Por lo tanto, la ecuación anterior se convierte en

$$\frac{D_2(t)}{dt_2} \quad 60.589\ 150,19\ \text{pecado}(\ )$$

La ecuación anterior se integra utilizando el método de Euler modificado de t = 0,19 a t = 0,34 segundos con un intervalo de tiempo de 0,01 segundos y las condiciones iniciales:

$$1.4146 rad, \quad \frac{D}{dt} \quad 11.51 \text{rad / seg}$$

Dado el ángulo en cada iteración, la impedancia aparente vista por el relé se calcula como sigue:

$$\tilde{I} \ (1.013 mi_j \ 1.013) / j0,46$$

$$\tilde{V} \ \tilde{1}.013 \ j0,26 I$$

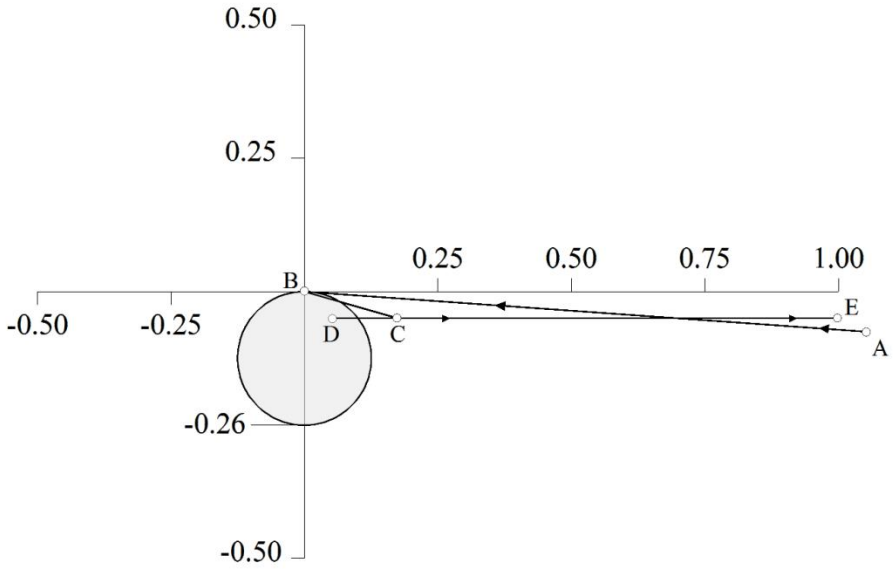
$$Z \ \tilde{V} / \tilde{I}$$

A continuación se proporciona un subconjunto de los resultados (se informa una vez cada cinco pasos de tiempo):

Hora		D /dt	Re {Z}	Soy {z}
0,200	1.525	10.621	0,241	- 0.030
0,250	1.946	6.321	0,157	- 0.030
0.300	2.170	2.786	0,121	- 0.030
0.350	**2.234**	**- 0,185**	**0,112**	**- 0.030**
0.400	2.151	- 3.197	0,124	- 0.030
0.450	1.904	- 6.836	0,164	- 0.030
0.500	1.455	- 11.194	0,258	- 0.030
0.550	0,794	- 14.874	0.548	- 0.030
0,600	0,030	- 14.780	15,56	- 0.030

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tenga en cuenta que el ángulo más grande alcanzado es de 2,234 radianes a los 0,35 segundos. En ese momento el aparente
la impedancia es la más cercana al origen en 0.112 - j0.03 pu. La figura 7E.x ilustra la impedancia swing y la característica del relé.



Anteojeras en ±0,05 pu

Conversión a ohmios a nivel de relé:

$$Z_{línea} \quad 0{,}26\frac{230kV_2}{800MVA} \quad 17.19$$

$$Z_{relé}\ 17.19 \qquad \frac{PT}{Connecticut}\ 17.19 \quad \frac{115/135000}{5/2400} \quad 7.029$$

$$\text{Anteojeras en: } Z_{relé}\ 0{,}05 \quad \frac{230_2}{800}\frac{115/135000}{5/2400} \quad 1{,}35$$

8.12.5 Otros esquemas de protección para condiciones fuera de sintonía

Para generadores muy importantes, se han desarrollado y utilizado varios otros esquemas para evitar condiciones fuera de paso del generador durante una falla que debería ser despejada por otra zona de protección. Ejemplos de estos esquemas son: (a) válvulas rápidas, (b) frenado dinámico, (c) reenganche, etc.

8.12.6 Discusión

Cuando la condición de desfase se detecta a través de anteojeras, el sistema está cerca de los 180 grados. En este caso, TRV estará a aproximadamente 4 veces el voltaje nominal. Para evitar el riesgo de reencendido, algunos esquemas esperen hasta que el ángulo se reduzca antes de disparar. Este disparo retardado aumenta el riesgo de daños.
a la máquina síncrona.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Si es posible, se deben aplicar controles para minimizar los disparos y mantener el equilibrio de la red.

Disparo en ángulos pequeños para minimizar la tensión TRV en los interruptores.

Otros elementos útiles:

1. relés de alta velocidad
2. resistencias de ruptura
3. válvulas rápidas
4. disparo de poste independiente

8.13 Reconexión y sincronización

La restauración de un generador disparado requerirá resincronizar el generador con el sistema antes de conectar la unidad a la red.

Las precauciones típicas que se deben tomar son:

Corrientes transitorias

Corrientes de irrupción

Fuerzas sinuosas

Retrasos necesarios (es decir, desionización: 10,5 + kV / 34,5 ciclos)

Comprobación de sincronismo

Voltaje de sincronización
automática
Frecuencia
Fase

8.14 Resumen y discusión

En este capítulo hemos discutido los esquemas de protección para varias condiciones de falla del generador. El generador es un activo muy importante y costoso. Por esta razón, los esquemas de protección desarrollados para generadores son muy sofisticados, confiables y seguros. La filosofía es disparar el generador antes de que ocurra algún daño en el generador.

8.15 Problemas

Problema P8.1: En una determinada ubicación del sistema trifásico, un ingeniero mide las siguientes corrientes de fase y voltajes de fase a neutro:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P8.2: Un generador de 800 MVA, 18 kV, 60 Hz está conectado a tierra por resistencia. La corriente de falla máxima durante una falla de fase a tierra es de 200 amperios. Las impedancias del generador son 18%, 21% y 9% para las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente. El generador está protegido con un esquema diferencial en cada devanado de fase y protección de falla a tierra en los terminales del generador.
Los ajustes del relé son los siguientes:
Diferencial: arranque mínimo de 0,1 amperios, pendiente del 10%, los CT son 30000: 5 A.
Relé de tierra: instantáneo: 50% de los 200 Amperes (del lado del generador), captación del 8% de los 200 Amperes (del lado del generador).
Considere una falla a tierra en una bobina en una ubicación aproximadamente al 5% del neutro. Determine si se activará el relé diferencial o el relé de falla a tierra.

Solución: La resistencia de tierra es: R_{gramo} $\frac{18kV/\sqrt{3}}{200A}$ 52,0 *Ohmios*

La corriente de falla para una falla a tierra al 5% de la bobina será:

$$I_F \quad \frac{(0,05)\,(18kV)/\sqrt{3}}{52,0Ohmios} \quad 10\ A$$

Relé diferencial:

Figura

Relé de falla a tierra

NO HAY VIAJE

Problema P8.3: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P8.3a. El generador está equipado con un esquema de retransmisión de pérdida de campo que se basa en un relé de impedancia que "mira" los terminales del generador. Suponga que el generador opera bajo voltaje nominal terminal, entregando 0.9 pu de potencia real con un factor de potencia de 0.97 con retraso de corriente cuando de repente se abre el circuito de campo. Grafique la trayectoria de la impedancia durante 2.0 segundos después de la pérdida de campo. Para simplificar, suponga que el modelo del generador tras la pérdida del campo se ilustra en la figura P8.3b. Los parámetros del circuito equivalente del generador cuando se pierde el campo son:

r_1 0,0005 *pu,* r_2 0,01 *pu* X_1 X_2 0,195 *pu* X_{metro} 3,56 *pu* $_a$ 1,2 segundos

Sugerencia: simule el funcionamiento del sistema con un paso de tiempo de 0,1 segundos. En cada punto, Calcule la fuente de voltaje decaído y la velocidad de la máquina. Posteriormente calcule el impedancia "vista" en los terminales de la máquina.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

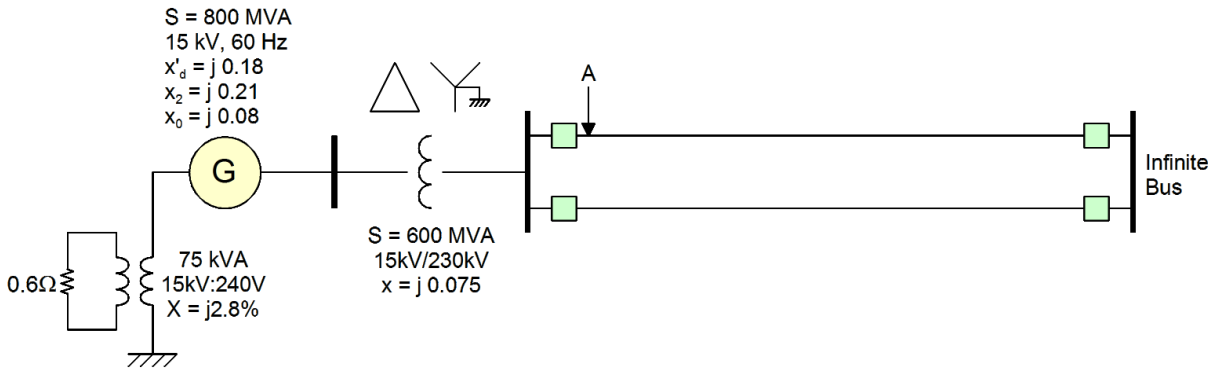


Figura P8.3a

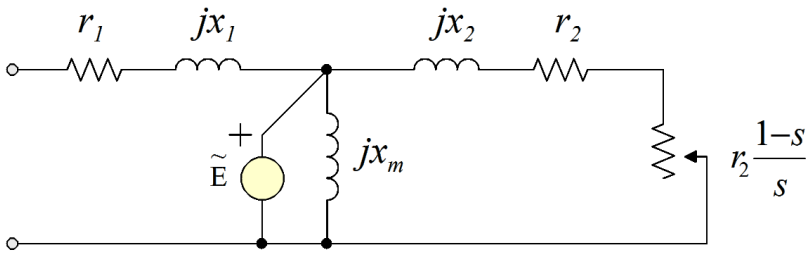


Figura P8.3b

Problema P8.4: Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la Figura P8.4. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.98 con retraso de corriente. En el tiempo t = 0, ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en 0.18 segundos abriendo los interruptores de la línea.

Suponga que hay un relé fuera de paso en los terminales del lado alto del transformador elevador. Los relés PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 135,000V: 115V y 600A: 5A. Calcule y grafique la impedancia "vista" por el relé. Realice los cálculos con un intervalo de tiempo de 0,03 segundos hasta el tiempo final de 0,6 segundos.

La constante de inercia por unidad del generador es de 2,2 segundos. La impedancia de cada transmisión.
la línea es j13,225 ohmios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

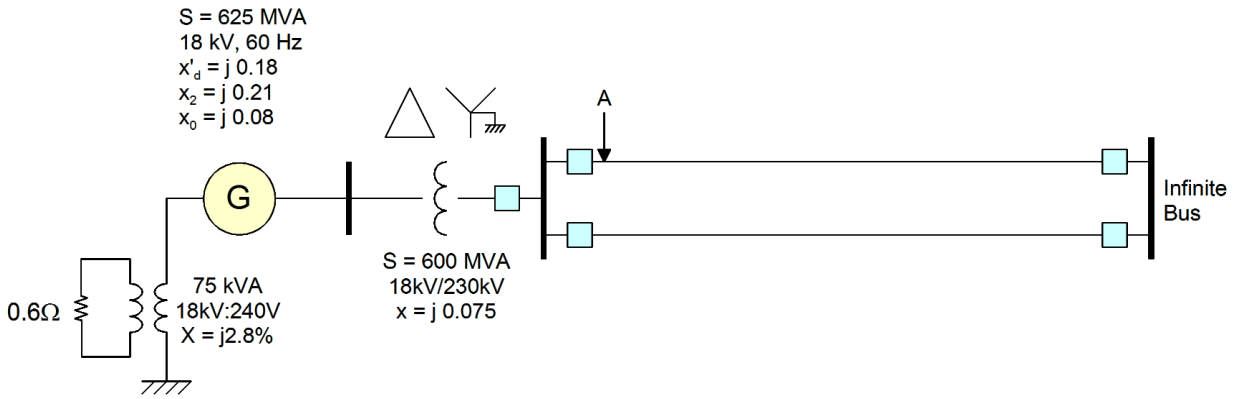


Figura P8.4

Solución: El circuito equivalente de condiciones previas a la falla (en pu, 625 MVA) es:

Las fuentes son:

$$\tilde{mi} \ 1.0 \quad j0{,}18 mi_{j11.48^0} \ 1.0507 mi_{j9{,}66^0}$$

$$\tilde{V} \ 1.0 \quad j0.1563 mi_{j11.48^0} \ \ 0{,}9809 mi_{j8{,}98^0}$$

Durante la falla:

$$\frac{2H}{} \frac{D_2 \ (t)}{dt_2} \quad 0{,}98,$$

Rendimientos de solución:

$$(t) \ \ 0.3253 \ \ 41{,}98 t_2$$

En la limpieza de fallas, $t_{c=0,18\ segundos}$ Por lo tanto: $(t_{c)}$ 1,6855

Después de la limpieza de fallas:

$$PAG_{mi} \ \frac{(1.0507)\,(0.9809)}{0.4144} \text{pecado} \ (t) \ \ 2.487 \text{ pecado } (t)$$

Problema P8.5: Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la Figura P8.5. Es deseable aplicar un relé de pérdida de campo de dos zonas en los terminales del generador. El relé PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 18,000V: 115V y 20.000 A: 5 A.

(a) Seleccione la configuración para la pérdida de relé de campo. Otros datos son los siguientes: la reactancia síncrona del generador es 2,1 pu.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Suponga que el generador opera a voltaje nominal en sus terminales, potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.90 en la corriente principal. Determine si la pérdida de relé de campo funcionará en esta condición.

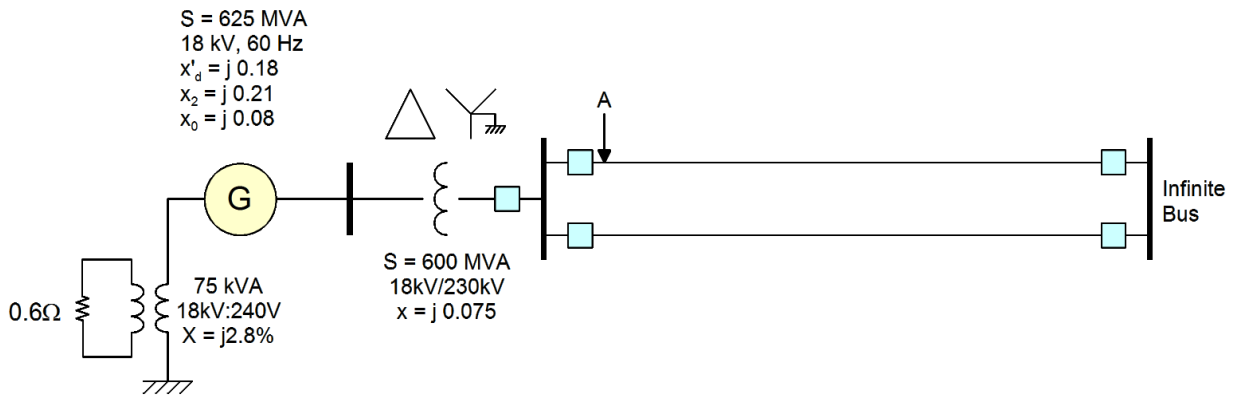


Figura P8.5

Problema E8.6: Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la figura. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.98 con retraso de corriente.

(a) Calcule el voltaje generado por el generador.

(b) Es conveniente aplicar un relé de corriente de secuencia negativa. Los CT tienen la siguiente relación 20.000 A: 5 A. Seleccione la configuración del relé de secuencia negativa. Otros datos son los siguientes: la constante k del generador es 6.25. Sugerencia: utilice un margen del 10%, es decir, seleccione la configuración del relé para que corresponda al 90% de la constante k del generador.

(c) Suponga una falla de línea a línea en el lado alto del transformador. Determine el tiempo que el relé de secuencia negativa disparará el generador asumiendo sus ajustes del inciso (a). Suponga que la condición de operación del generador es la definida en el inciso (a). Para simplicidad, descuidar la red de transmisión.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

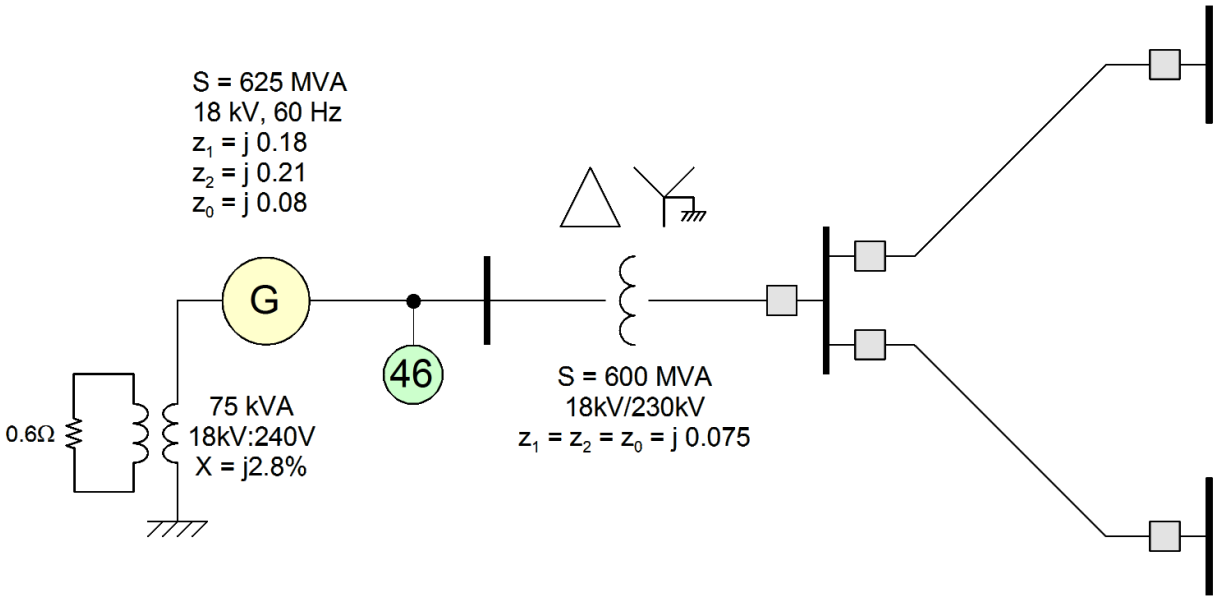


Figura P8.6

Solución: (a) el voltaje generado se calcula a partir de:

La corriente del generador es (asumiendo que la fase de voltaje terminal es cero): $\tilde{I}_{gramo}$ 1.0$mi_{j11.480}$ pu

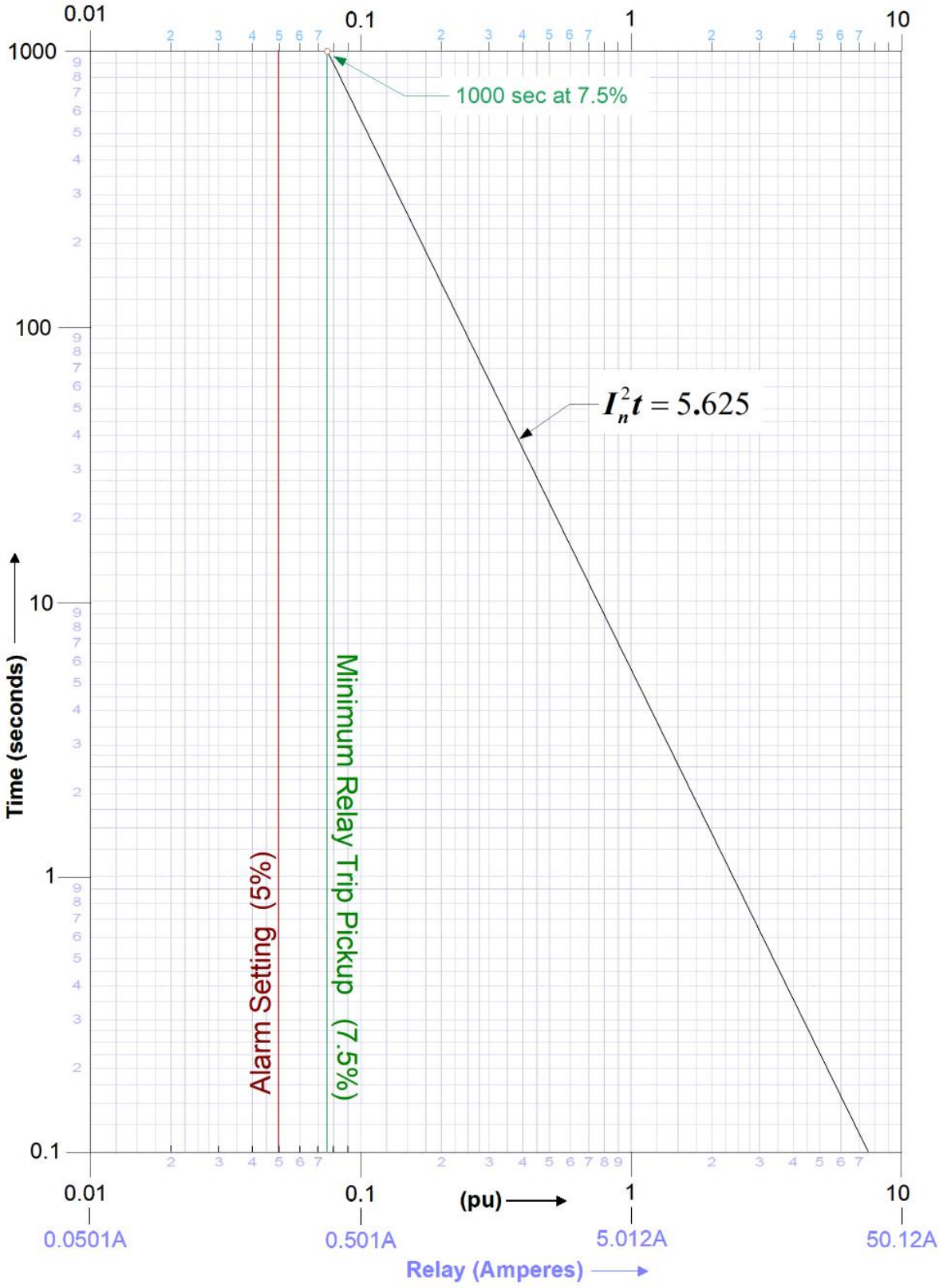
El voltaje generado por el generador es: $\tilde{mi}$ 1.0 (j0,18) (1,0$mi_{j11.480)}$ 1.0507$mi_{j9.6650}$ pu

(b) Los ajustes del relé de secuencia negativa se muestran en la siguiente figura.

Alarma al 5% de la corriente o 1,002 amperios en el lado del generador o 0,25 amperios en el lado del relé. Activación mínima del disparo del relé al 7,5% de la corriente nominal o 1,503 amperios en el lado del generador o 0.375 amperios en el lado del relé. Ver gráfico.
Característica de viaje:

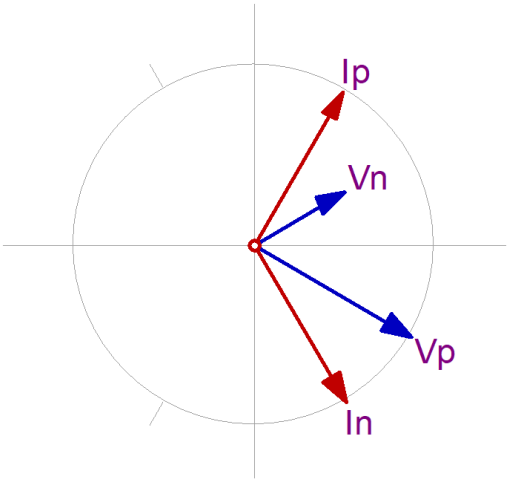
$I_{norte}^{2}t$ 5.625, en pu, OR $I_{2\ n,\ relé}t$ 140.625 en el lado del relé, corriente del relé en amperios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(c) Para esta parte, el modelo de este sistema se construye en formato WinIGS y las corrientes bajo la condición especificada se calculan como en la figura siguiente.



Vp = 7.369 kV, -30.11 Deg
Vn = 4.247 kV, 30.21 Deg
Vz = 0.406 pV, 146.9 Deg
Ip = 38.05 kA, 60.22 Deg
In = 39.02 kA, -59.79 Deg
Iz = 15.17 pA, 62.08 Deg

La corriente de secuencia negativa en pu es:

$$\tilde{I}_{norte} \quad \frac{39.02}{20.047} \quad 1.9464\ pu$$

El tiempo de viaje viene dado por:

$$t_{viaje} \quad \sqrt{\frac{5.625}{1.9464_2}} \quad 1.2184\ \text{segundos} onds$$

Problema P8.7: Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los siguientes parámetros. Ajuste relé diferencial.

Problema P8.8: Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los siguientes parámetros. Diseño del sistema de puesta a tierra.

Problema P8.9: Un generador síncrono de 60 Hz entrega 1.0 por unidad de potencia real a un bus infinito a través de una línea de transmisión compensada por capacitores en serie, como se ilustra en la Figura P10.3.

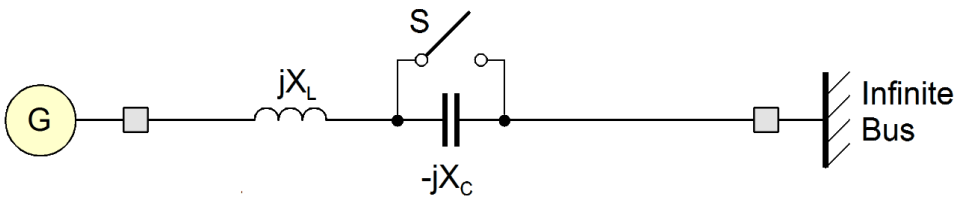


Figura P10.3

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El factor de potencia en los terminales del generador es 1.0 y el voltaje es 1.0 pu. La reactancia transitoria del generador es 0,25 por unidad. La constante de inercia del generador por unidad es H = 2.8 segundos y la impedancia de la línea de transmisión es z_L j0,55 *pu.* Todas las cantidades se expresan sobre la misma base. Considere la posibilidad de una falla en el capacitor en serie. Suponga que al ocurrir este evento, el sistema de protección actuará inmediatamente, el interruptor S se cerrará y el capacitor se desviará.

Asumir z_C j0,45 *pu.* Determine si el sistema es estable para la falla especificada y la respuesta del sistema de protección. Calcule el nuevo punto de equilibrio, es decir, calcule la posición de estado estable del rotor . Considere un relé fuera de sincronismo en los terminales del generador. Calcule y grafique la impedancia vista por el relé durante esta perturbación.

Asumir z_C j0,70 *pu* por unidad. Determine si el sistema es estable para la falla especificada y la respuesta del sistema de protección. Considere un relé fuera de sincronismo en los terminales del generador. Calcule y grafique la impedancia vista por el relé durante esta perturbación.

Problema P8.10: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P8.10. El sistema consta de un generador, un transformador conectado delta-estrella y una línea trifásica. El punto A de la línea está ubicado a 15 millas del transformador.

Un relé de secuencia negativa (corriente eléctrica) se conecta a los terminales del generador a través de tres transformadores de corriente (TC) idénticos de 12.000 A: 5 A. Calcule la corriente de secuencia negativa que el relé "verá" durante una falla monofásica a tierra en la ubicación A. Use simétricos teoría de componentes en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador (350 MVA, 15kV): z_1 j0,175 *pu,* z_2 j0,25 *pu,* z_0 j0,08 *pu*

Transformador (350 MVA, 15/230 kV): z_1 j0,08 *pu* z_2 j0,08 *pu* z_0 j0,08 *pu*en potencia del transformador)

Línea de transmisión: z_1 z_2 0,3 j0,72 *ohmios / mi,* z_0 0,65 j1,75 *ohmios / mi*

Impedancia de derivación del transformador y transmisión descuidadas. Descuidar el sistema más allá de la falla.

La impedancia de derivación capacitiva de línea debe ser

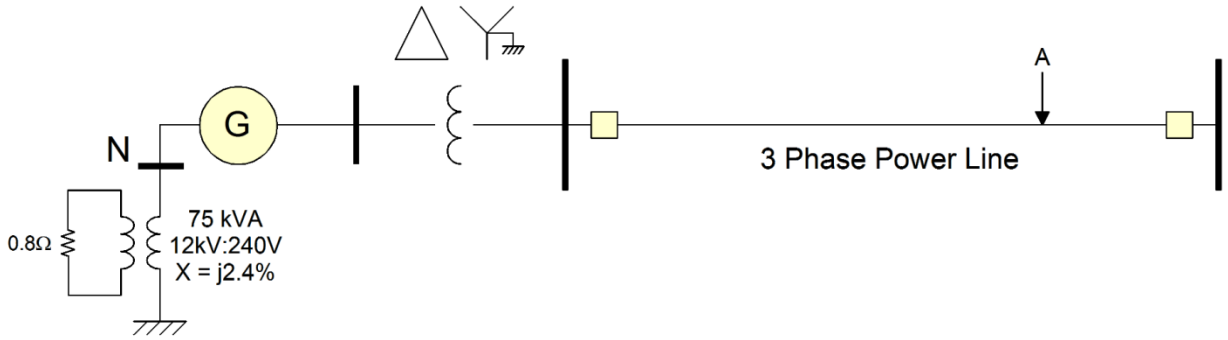
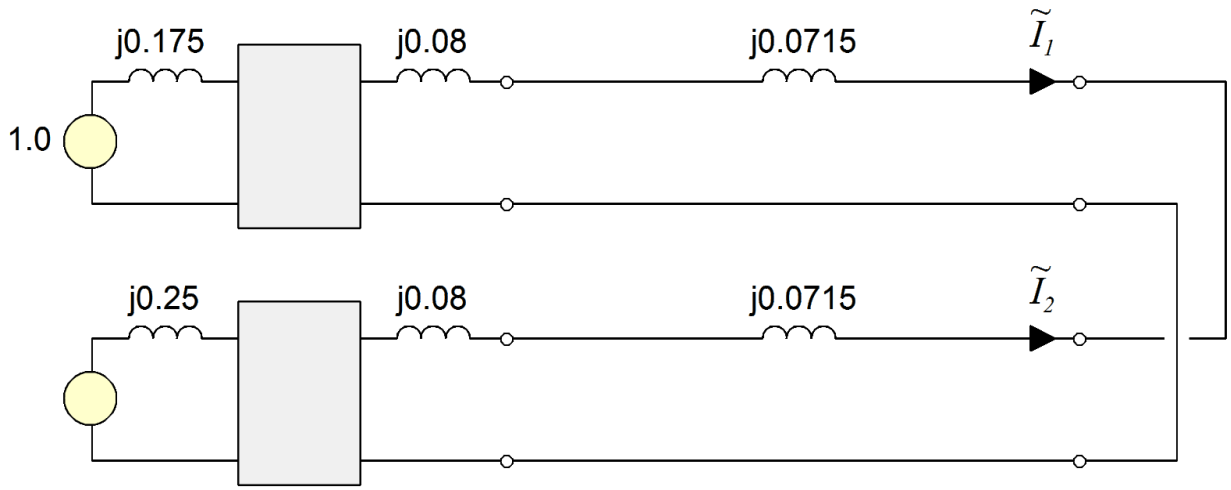


Figura P8.10: Un sistema de energía simplificado

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Las corrientes de falla son:



$$\tilde{I}_1 \quad I_2 \sim \quad \frac{1.0}{j0{,}72} \qquad j1.3736\ pu$$

Corriente de secuencia negativa en el lado del generador:

$$\tilde{I}_{2,gramo} \quad 1.3736\ \frac{350}{15\sqrt{3}}\ kA \quad 18.5045 kA$$

Corriente de secuencia negativa en el lado del relé:

$$\tilde{I}_{2,relé} \qquad 18.5045 \frac{5}{12\ 000}\ kA \quad 7.71\ A$$

Problema P8.x: Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la Figura P5. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.90 con retraso de corriente. En el tiempo t = 0, ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en 0.20 segundos abriendo los interruptores de la línea fallada. La otra línea permanece energizada.

Suponga que hay un relé fuera de paso en las terminales del generador. El relé PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 18.000 V: 115 V y 20 000 A: 5 A. Calcule y grafique la impedancia "vista" por el relé. Realice los cálculos con un intervalo de tiempo de 0,05 segundos, comenzando en el tiempo t = 0 (inicio de la falla) y continúe hasta el tiempo final de t = 1,0 segundos.

La constante de inercia por unidad del generador es de 3,2 segundos. La impedancia de cada transmisión.
la línea es z = j13,225 ohmios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

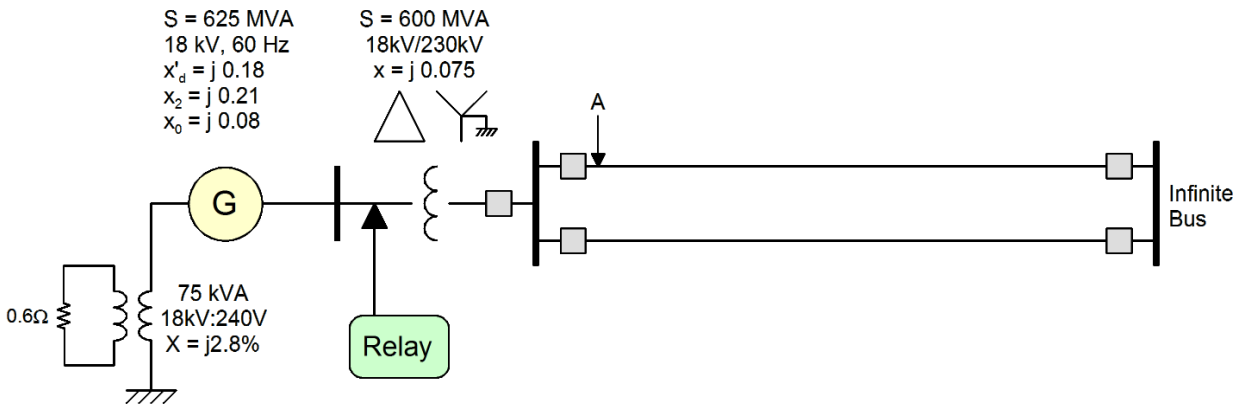


Figura P5

Solución: La información del sistema es la siguiente,
Generador: 625MVA, 60Hz, 18kV y $X'_d = j0.18$pu.
Transformador: 18kV / 230kV, $Z_1 = Z_2 = Z_0 = j0.075$pu. Cada línea:
230kV, $z = j13{,}225$ ohmios a 600 MVA y 230 kV.

Transformar a base de 600MVA y 230kV.

$$Z_B \quad \frac{V_B^2}{S_B} \quad \frac{230^2}{600} \quad 88.1667$$

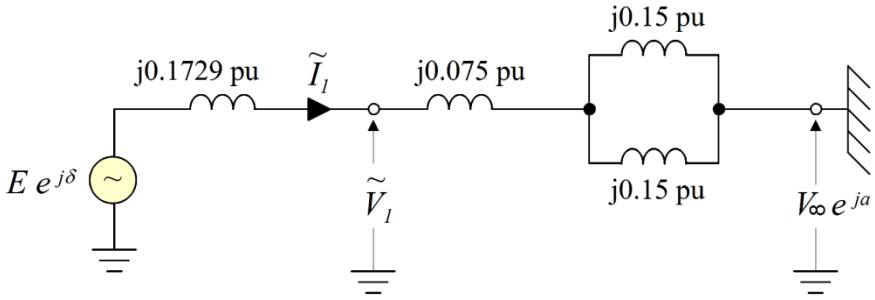
Generador:

$$X'_D \quad j0{,}18 \quad \frac{600}{625} \quad j0.1728 pu$$

Cada línea:

$$z_l \quad \frac{j13.225}{88.1667} \quad j0{,}15 pu$$

El sistema de la fase 1 (por falla) se puede representar como sigue



El voltaje y la corriente en el terminal de salida del generador son

$$\tilde{V}_1 \quad 1.0 pu \quad \tilde{I}_1 1.0 mi_{j \arccos 0.9} \quad 1.0 mi_{j\ 25.8419^\circ} pu$$

La dirección de la corriente está fuera del generador.

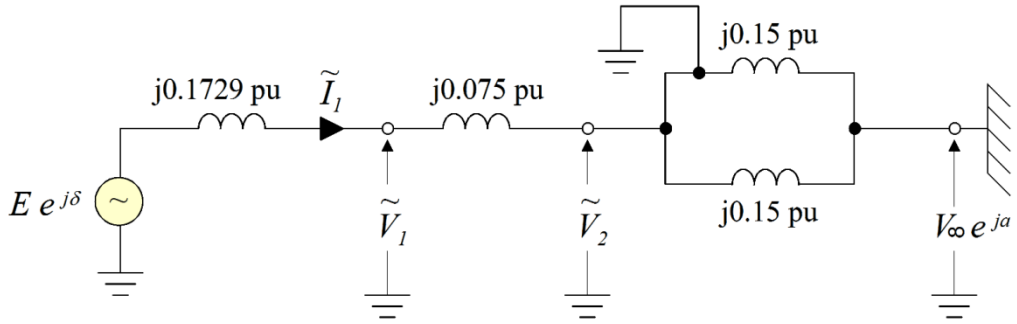
$$\tilde{mi}_{gramo} \quad \tilde{V}_1 \quad \tilde{Yq}\, x'_D \quad 1.0\ 1.0 \quad mi_{j25.8419^\circ} \quad j0.1728 \quad 1.0753 \quad j0.1555 \quad 1.0865 mi_{j8.2294^\circ}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\tilde{V}\ V\ \tilde{Y}o\ (\tilde{x}_{xfm}\ z_l/2)\ \ 1.0\ 1.\ 0mi_{j}^{25.8419^\circ}\ (\ j0{,}075\ 0{,}15\ /\ \ 2)\ \ 0{,}9346\ \ j0{,}135\ \ 0{,}944\ \ 3mi_{j}^{8.2192^\circ}$

Asumir $\tilde{V}$ $0{,}9443mi_{j0,}^{\circ}\ mi\ \tilde{1}_{gramo}.0865mi_{j16.4486^\circ}\ 1.^{\circ}0865mi_{j0.2871}$

Durante la falla (la falla se encuentra al principio de la línea):



$\tilde{V}_2\ 0$ y $PAG\ \ \mathrm{Re}(VI_{ml}\ \ \tilde{}_{21}\ \tilde{}^{*})\ \ 0$.

Ecuación de swing:

$$\frac{2\quad ()}{\quad} = \ -$$

Sustituir valores en la ecuación de swing

$$\frac{2 \times 3{,}2}{2\ \times 60}\ \frac{2()}{2} = 0{,}9$$

$$0{,}017\ \frac{2()}{2} = 0{,}9$$

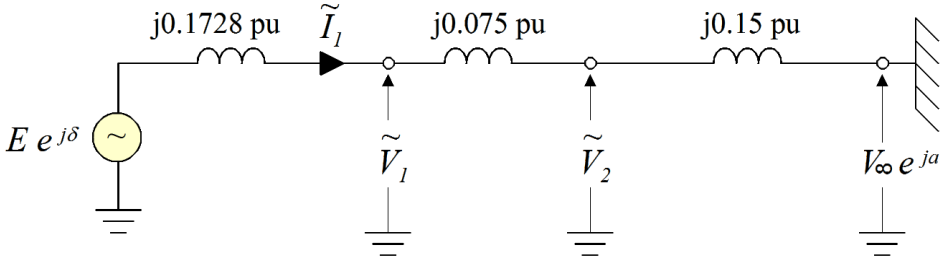
Condición inicial: (0) = 0.2871, ′(0) = 0.

Por lo tanto, $(t)\ \ \frac{{}_{s}PAG_{mu}\ t_2\ \ (0)}{H}\ \ 26.5072t_2\ 0{,}2871\ 4$

$(0{,}2)\ \ 26.5072\ 0{,}2_2\ \ 0.2871\ 1.3474rad$

$\frac{D\ (0{,}2)}{dt}\ \ 2\ 26.5072\ 0{,}2\ \ 10.6029rad\ /$ segundo

Publicar falla:



$$\frac{2\ \ 2()}{2} = \ -\ \ (\qquad\ ()) = \ -\ \ \frac{\lfloor\ \lfloor\lfloor\ \infty\lfloor}{\quad}\ \ ()$$

Sustituir valores en la ecuación de swing

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{2 \times 3{,}2}{2 \times 60}\frac{2(\ )}{2} = 0{,}9 - \frac{1.0865 \times 0.9443}{0{,}1728 + 0{,}075 + 0{,}15} \quad (\ )$$

$$0{,}017\frac{2(\ )}{2} = 0{,}9 - 2{,}5791 \quad (\ )$$

El sistema de ecuaciones diferenciales a resolver:

$$\frac{(\ )}{} = (\ )$$

$$\{\ \frac{(\ )}{} = - \quad (\ )$$

Método Euler:

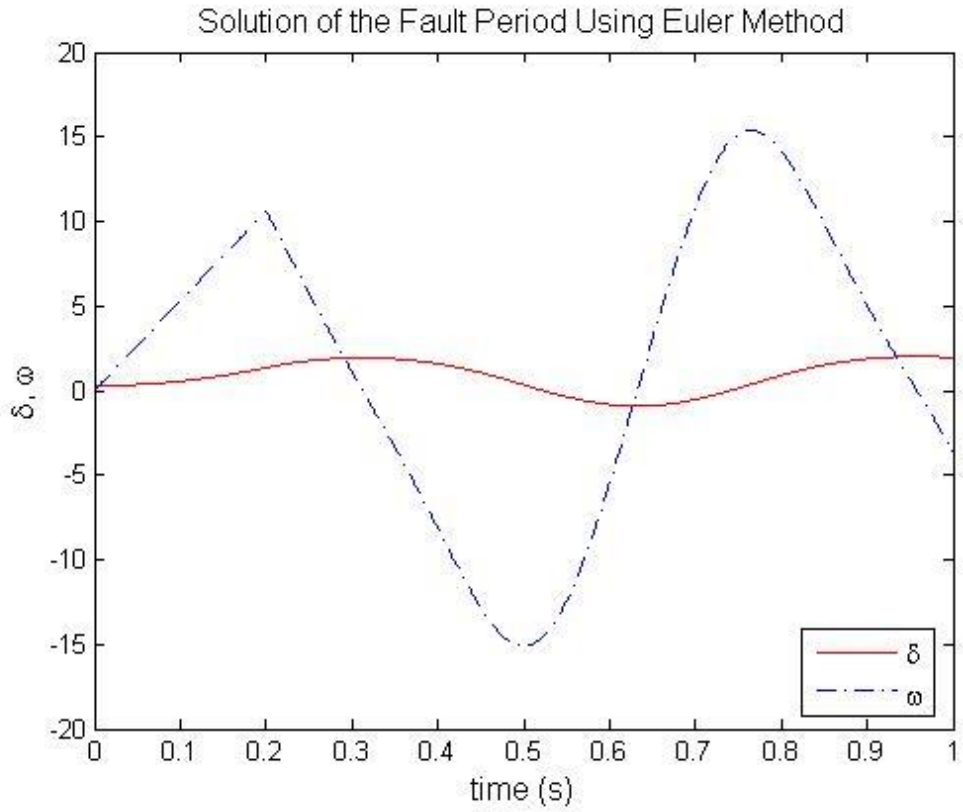
El algoritmo es

$$\begin{bmatrix} (\ ) \\ (\ ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\ - h) \\ (\ - h) \end{bmatrix} + h \begin{bmatrix} \\ - \end{bmatrix} \begin{matrix} (\ - h) \\ (\ - h) \end{matrix}$$

Caso posterior a la falla (el cálculo durante el caso de falla utilizando el método de Euler):

Condición inicial: (0.2) = 1.3474 , (0.25) = 10.6029 / . = 52,9412, = 151,7118.

La solución del método de Euler se muestra a continuación,



La impedancia "vista" por el relé se resume a continuación,

Prefalla :, $Z \quad \frac{\tilde{V}_1}{\tilde{I}_1} \quad \frac{1.0}{1.0mi_{j}^{25.8419^\circ}} \quad 1.0mi_{j}25.8419^\circ pu \quad 0{,}9 \ j0{,}4359 pu$

Durante la falla (t = 0-0,2 segundos): $Z \ z \ _{xfm} \quad j0{,}075 pu$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Post-falla ($t \geq 0{,}2$ segundos):

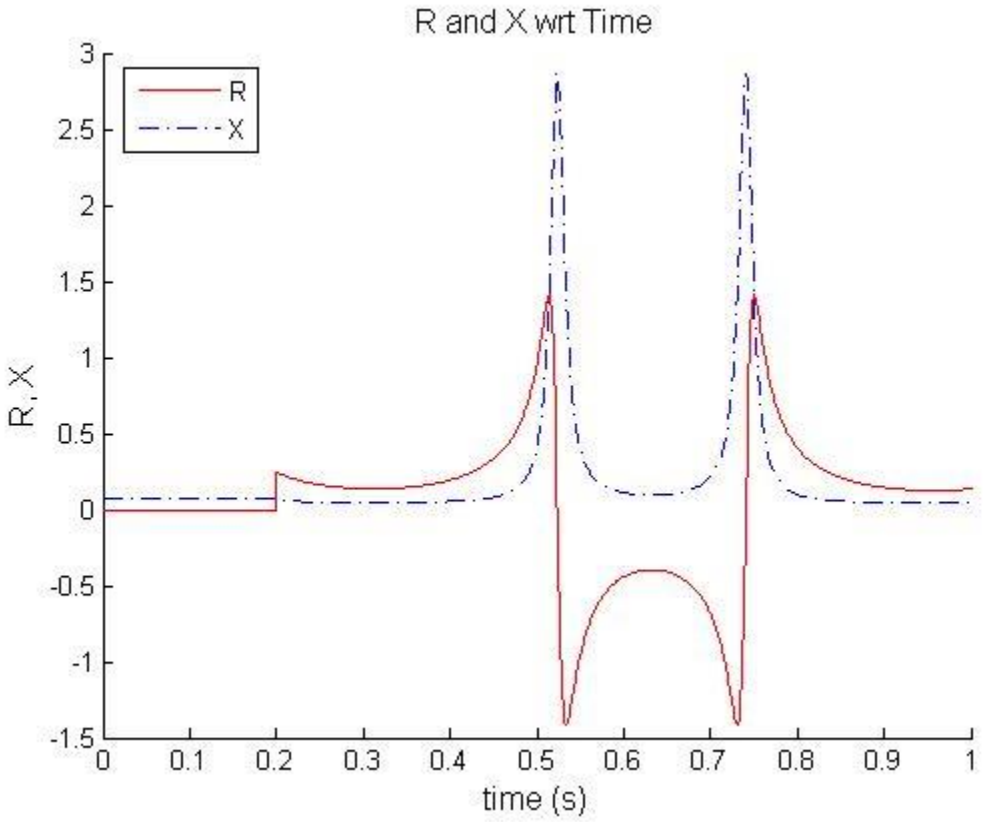
$$1 = \frac{1.0865 \quad - 0{,}9443}{0{,}3978}$$

$$?_1? = 1.0865 \quad - \ 0{,}1728 \quad _1$$

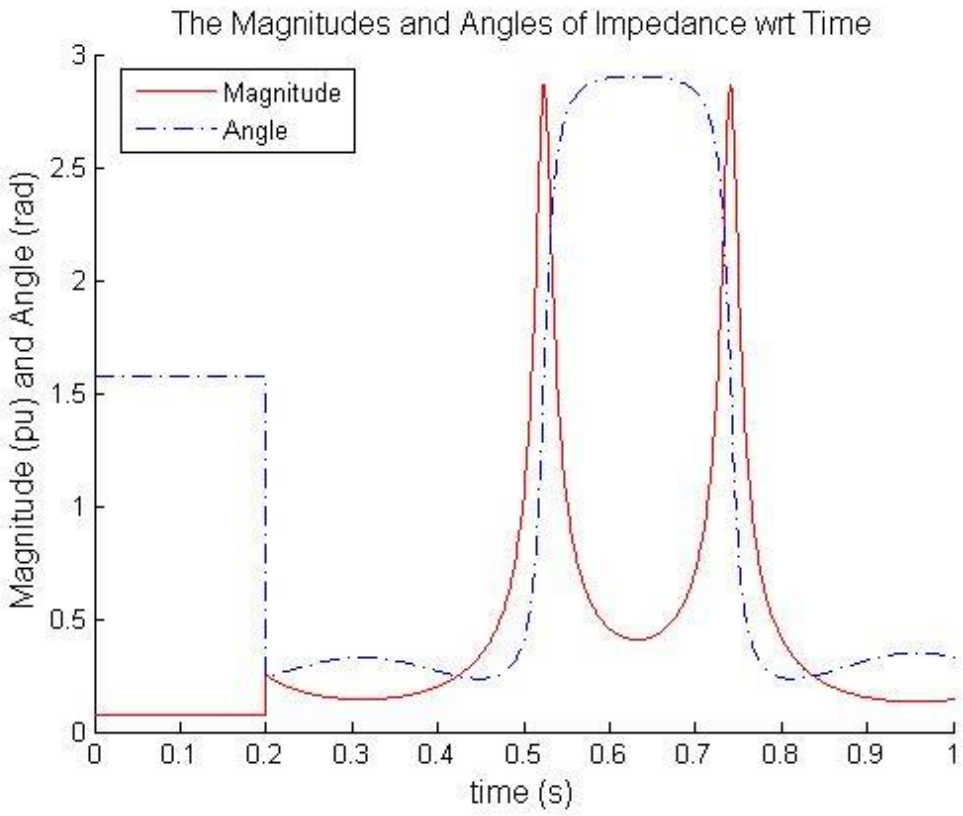
$$= - \ 0{,}1728 + \frac{0.3978}{- \ 0{,}86912}$$

Los siguientes gráficos deben volver a calcularse

La trama de impedancia es

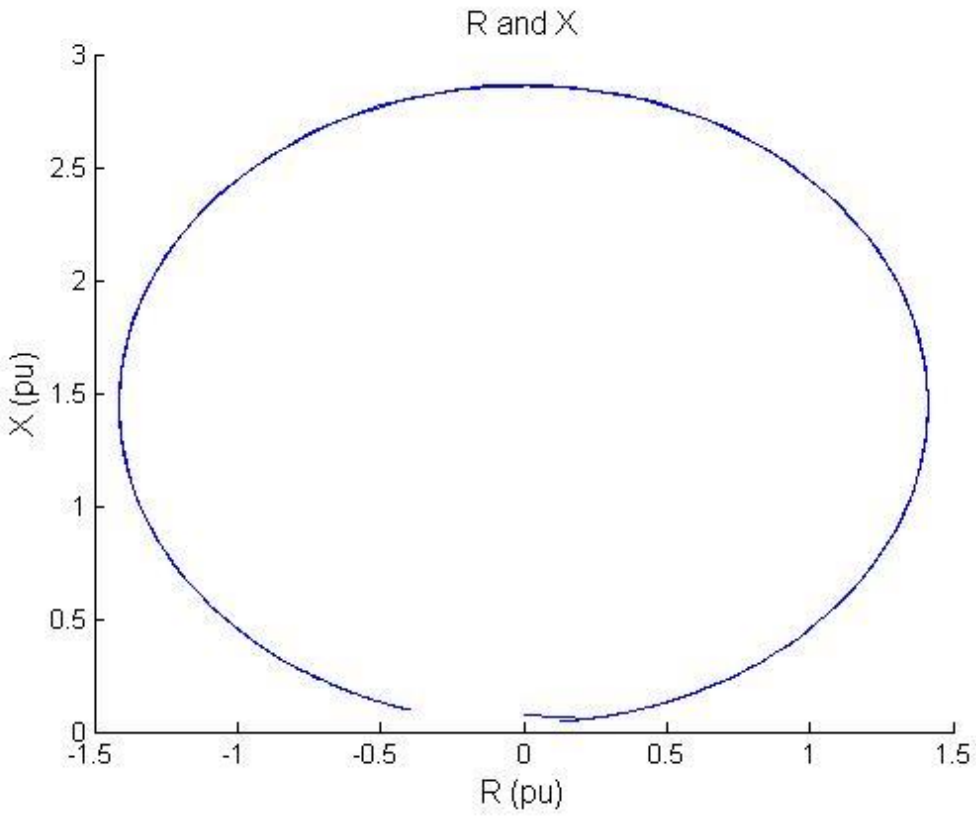


Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



R y X de Z se muestran a continuación,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

BORRADOR e INCOMPLETO

Tabla de contenido

De

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

Capítulo 09 _____ 2 Protección de la línea de transmisión _____ 2

9.1 Introducción _____ 2

9.2 Requisitos de protección de la línea de transmisión _____ 3

9.3 Esquemas básicos de protección de línea _____ 3

9.4 Protección del circuito de transmisión no piloto _____ 5

9.4.1 Protección contra sobrecorriente direccional del circuito de transmisión _____5
9.4.2 Protección de la distancia de la línea de transmisión _____8
9.4.3 Elementos de relé de distancia para fallas de fase _____8
9.4.4 Elementos de relé de distancia para fallas a tierra _____12
9.4.5 Práctica típica para la protección de líneas _____16
9.4.6 Discusión sobre la protección de distancia de línea no piloto _____19

9.5 Relés de la línea de alimentación piloto _____ 20

9.5.1 Medios de comunicación_____21
9.5.2 Viaje_____25
9.5.3 Lógica _____25

9.6 Protección diferencial de línea_____ 30

9.6.1 Protección diferencial del cable piloto _____32
9.6.2 Protección diferencial de línea del plano alfa _____32

9.7 Protección de líneas contra ondas progresivas _____ 33

9.7 Protección de líneas mutuamente acopladas _____ 36

9.8 Protección de líneas de transmisión compensadas en serie _____ 46

9.9 Protección de líneas de terminales múltiples _____ 47

9.9.1 Problemas en la alimentación _____47
9.9.2 Problemas de alimentación de salida _____48

9.10 Protección de los circuitos de transmisión UG _____ 48

9.11 Protección sin ajuste de la línea de alimentación _____ 49

9.12 Localización avanzada de fallas en líneas de transmisión _____ 50

9.13 Resumen y conclusiones _____ 56

9.14 Problemas _____ 56

Capítulo 09
Protección de la línea de transmisión

9.1 Introducción

Este capítulo presenta esquemas de protección para líneas de transmisión. La mayoría de las líneas de transmisión son dos dispositivos terminales que están conectados a una red. Sin embargo, hay muchas líneas de terminales múltiples o líneas con tomas (cargas, subestaciones, etc.) a lo largo de la línea. Las líneas de transmisión pueden ser circuitos de cables aéreos o subterráneos (UG). En general, el flujo de energía en los circuitos de transmisión es bidireccional, es decir, a lo largo de un día, la dirección del flujo de energía puede cambiar.

Los parámetros que afectan las opciones, criterios y requisitos de protección (es decir, selección de funciones y configuraciones de protección) son: (a) la longitud del circuito, (b) la fuerza de la red conectada a cada uno de los terminales del circuito de transmisión expresada en términos de la corriente de falla disponible, y (c) si la línea está cerca de una unidad generadora o, en general, la importancia de la línea. El último caso normalmente requiere considerar la estabilidad del sistema, así como la estabilidad de las unidades generadoras cercanas en caso de una falla en la línea. En este caso, la limpieza de una falla en la línea debe coordinarse con la protección del (los) generador (es) y debe ser lo suficientemente rápida para evitar la inestabilidad de la (s) unidad (es) generadora (s). La estabilidad generacional se ha tratado en el Capítulo 8.

Examinaremos los esquemas de protección para circuitos de transmisión aéreos, así como circuitos de transmisión subterráneos (UG) (cables). Dependiendo de la importancia del circuito de transmisión, el esquema de protección puede ser simple o sofisticado y complicado, requiriendo comunicaciones entre los dos extremos de la línea, que normalmente están muy separados. En general clasificamos los esquemas de protección de los circuitos de transmisión como esquemas piloto y no piloto. Los esquemas no piloto emplean relés y los dos extremos del circuito sin comunicación entre ellos. Los esquemas piloto requieren comunicaciones entre los relés en los dos extremos del circuito. Examinaremos tecnologías piloto y no piloto que permiten esquemas de protección precisos, selectivos y rápidos. Las tecnologías recientes y especialmente las tecnologías de la comunicación (fibra) y la sincronización GPS han abierto el camino para métodos de protección más avanzados. Examinaremos estas tecnologías.

Existe un porcentaje sustancial de líneas de transmisión que pueden tener grifos o pueden tener tres o más terminales. También se examinarán los requisitos especiales para estas líneas.

La protección de los circuitos de transmisión suele ser diferente a la de los circuitos de distribución. En general, los circuitos de distribución (que operan típicamente a niveles de voltaje de hasta 35 kV) son radiales, es decir, la energía fluye en una sola dirección y tienen muchos componentes (cargas, condensadores, etc.) conectados a lo largo del circuito de distribución. Estas características dan como resultado una protección más sencilla

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

esquemas. El enfoque básico en el diseño de la protección del circuito de distribución asume que el circuito opera radialmente. Es importante señalar que hoy en día los recursos energéticos distribuidos (DER) son habituales en los circuitos de distribución (recursos propios del cliente, sistemas fotovoltaicos, sistemas de turbinas eólicas, generación de reserva, almacenamiento, microrredes, etc.) y están cambiando el paradigma de los circuitos de distribución radial. . Los esquemas tradicionales de protección de circuitos de distribución pueden verse comprometidos a medida que aumenta la penetración de DER. Específicamente, ya no se puede garantizar el flujo de energía en una sola dirección. Está claro que son necesarios nuevos enfoques. Estos temas se discutirán en el Capítulo 10.

9.2 Requisitos de protección de la línea de transmisión

así como consideraciones de estabilidad) es posible que tengamos requisitos adicionales como que la falla debe ser despejada en menos de un cierto tiempo para evitar inestabilidades de generación o del sistema, fuerzas excesivas en las bobinas de transformadores o generadores cercanos, voltajes inseguros en equipos conectados a tierra y otros. En este capítulo, asumiremos que se dan estos requisitos adicionales.

Para un sistema de protección seguro, la línea no debe dispararse por fallas o condiciones anormales generadas por eventos fuera de la línea de transmisión, a menos que estas condiciones persistan debido a la falla del sistema de protección para los otros componentes. Por esta razón, la mayoría de los sistemas de protección para líneas de transmisión también están diseñados para proporcionar funciones de protección de respaldo para fallas que puedan ocurrir en componentes de energía vecinos en caso de que falle el sistema de protección para estos componentes.

9.3 Esquemas básicos de protección de línea

Los esquemas de protección para circuitos de transmisión pueden ser simples o bastante complicados dependiendo de la importancia del circuito. En general, el enfoque de protección para circuitos de transmisión puede basarse en relés que no se comunican con los otros relés en el otro terminal del circuito. Nos referimos a estos esquemas como esquemas de retransmisión no piloto. Los esquemas de protección no piloto incluyen sobrecorriente direccional (tiempo instantáneo o inverso), protección de distancia escalonada y varias opciones de estas funciones. Se pueden agregar comunicaciones entre los relés en los dos extremos (o múltiples extremos en el caso o múltiples líneas de terminales) para aumentar la confiabilidad (confiabilidad y seguridad) de los esquemas de protección, así como la capacidad de disparar la línea desde ambos extremos simultáneamente. Nos referimos a estos esquemas como retransmisión piloto. La retransmisión piloto puede incluir diferencial de línea y varios esquemas de retransmisión heredados que incluyen comparación de fases, disparos de transferencia directa, esquemas de bloqueo y otros. La retransmisión piloto utiliza varias tecnologías para comunicarse entre los terminales del circuito de transmisión. La figura 9.1 ilustra la protección típica

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

esquemas para un circuito de transmisión aérea de dos terminales que incluye funciones piloto y no piloto. Un sistema de protección similar se aplica a los circuitos de transmisión por cable UG. En general, un esquema de protección típico puede incluir una combinación de esquemas de protección de piloto y no piloto.

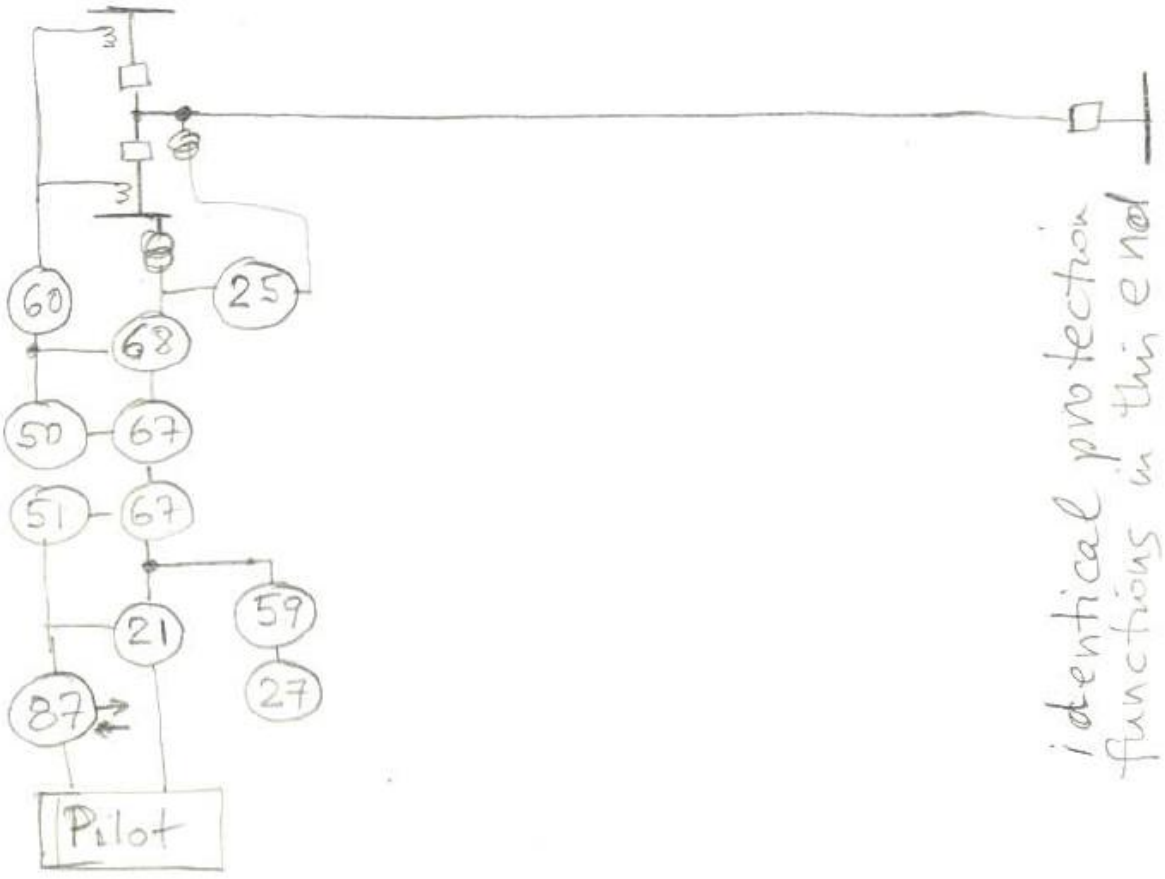


Figura 9.1: Esquema de protección típico para circuitos de transmisión aérea

Tenga en cuenta en las figuras anteriores que el circuito de transmisión está protegido para las siguientes condiciones:

1. Sobrecorriente instantánea direccional (50), (67)
2. Sobreintensidad de retardo de tiempo inverso direccional (51), (67)
3. Distancia (21)
4. Diferencial (87)
5. Relé de sincronización (25)
6. Relé de mínima tensión (27)
7. Relé de sobretensión (59)
8. Piloto

Proporcione un resumen de estas funciones.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

9.4 Protección del circuito de transmisión no piloto

Los esquemas de protección no piloto se basan en relés que utilizan solo información local, es decir, la información que está disponible en los terminales del circuito donde están instalados. Los esquemas no piloto para circuitos de transmisión pueden incluir:

1. Sobrecorriente instantánea direccional
2. Sobrecorriente de retardo de tiempo inverso direccional
3. Distancia
4. Sincronización

A continuación se examinará la aplicación de estas funciones para la protección de circuitos de transmisión.

9.4.1 Protección de sobrecorriente direccional del circuito de transmisión

La protección contra sobrecorriente incluye retardo de tiempo instantáneo e inverso con elementos direccionales. Como siempre, el objetivo de estas funciones es eliminar una falla en la línea y no disparar por ninguna falla fuera de la línea. Sin embargo, dependiendo de los parámetros de la línea eléctrica, este esquema puede no ser tan selectivo como se desea. Por ejemplo, si la línea eléctrica es corta y el nivel de corriente de falla en los dos terminales de la línea eléctrica es aproximadamente igual, es posible que el relé de sobrecorriente direccional no pueda diferenciar entre una falla en la línea y una falla más allá de la línea. Además, a medida que cambian las configuraciones del sistema y las condiciones de funcionamiento (número de unidades generadoras en línea, etc.), los niveles de corriente de falla pueden cambiar, lo que dificulta la selección de los ajustes óptimos. En todo caso, Consideraremos el enfoque típico para seleccionar la configuración de estas funciones y luego discutiremos las ventajas y limitaciones. La configuración de estas funciones depende de muchos parámetros. En general, se aplicarán las siguientes reglas básicas.

Sobreintensidad de retardo de tiempo inverso direccional: La corriente de arranque de la sobrecorriente de tiempo inverso direccional debe ser mayor o aproximadamente el doble de la corriente de carga máxima del circuito. Esto proporcionará un margen de seguridad contra disparos en pequeñas sobrecorrientes y otros eventos que conduzcan a sobrecorrientes temporales. El retardo de tiempo debe seleccionarse de modo que proporcione tiempos razonables de eliminación de fallas a lo largo de todo el circuito.

Sobrecorriente instantánea direccional: La configuración de la sobrecorriente instantánea direccional debe establecerse de tal manera que funcione solo para fallas en la línea. Para determinar la configuración es necesario realizar un estudio integral de análisis de fallas, bajo diversas condiciones de la red eléctrica. El estudio debe determinar la máxima corriente de falla que el relé "verá" para fallas en la línea bajo protección y la máxima corriente de falla que el relé "verá" para fallas que están fuera de la zona de protección de la línea. La configuración del relé debe estar por encima de la última corriente máxima de falla y por debajo de la corriente máxima de falla para fallas en la línea. El estudio debe considerar todas las configuraciones y condiciones de operación posibles.

Cantidad de polarización por sobrecorriente direccional: La función direccional requiere una cantidad de polarización que normalmente es un voltaje que proporciona una referencia de fase confiable durante las condiciones de falla. El elemento direccional calcula el ángulo de fase de la corriente de falla

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

en relación con la cantidad de polarización para determinar la dirección del flujo de corriente. Debería ser evidente que si la cantidad de polarización (voltaje) colapsa o se vuelve muy pequeña durante la falla, el cálculo de la fase relativa tendrá grandes errores y puede conducir a un mal funcionamiento. Por esta razón, es importante seleccionar una cantidad de polarización que no colapse ni se vuelva muy pequeña durante las fallas. No es aconsejable utilizar el voltaje de la fase con falla como una cantidad de polarización. En general, la cantidad de polarización se selecciona para que sea una cantidad (voltaje o corriente) que no es la misma que la fase con falla. Para una falla de fase, una selección popular es el voltaje de línea a línea de las otras dos fases, por ejemplo, para comparar la corriente de falla de la fase A, el voltaje BC se usa como la cantidad de polarización. Figura 9. 3 ilustra el cableado para la selección anterior. Para fallas a tierra, una selección popular de cantidad de polarización es el voltaje de secuencia negativa o el voltaje de secuencia cero; el voltaje de secuencia cero siempre se desplaza aproximadamente 90 grados desde
la fase con falla a la corriente de tierra. La Figura 9.4 ilustra el cableado para esta selección.

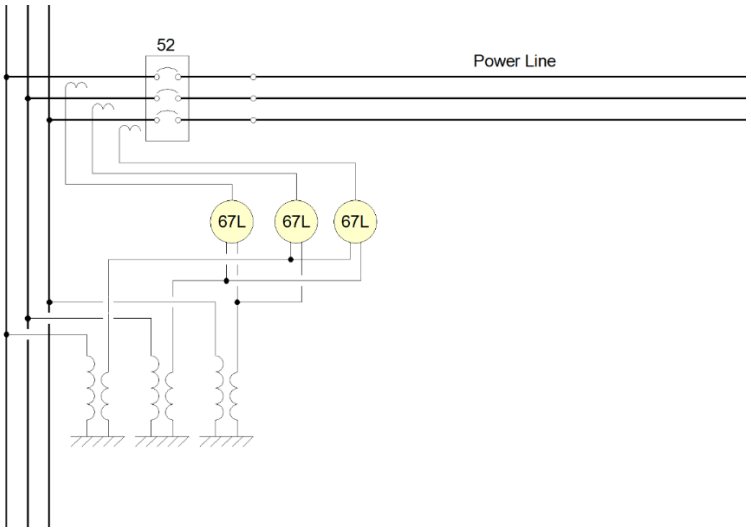
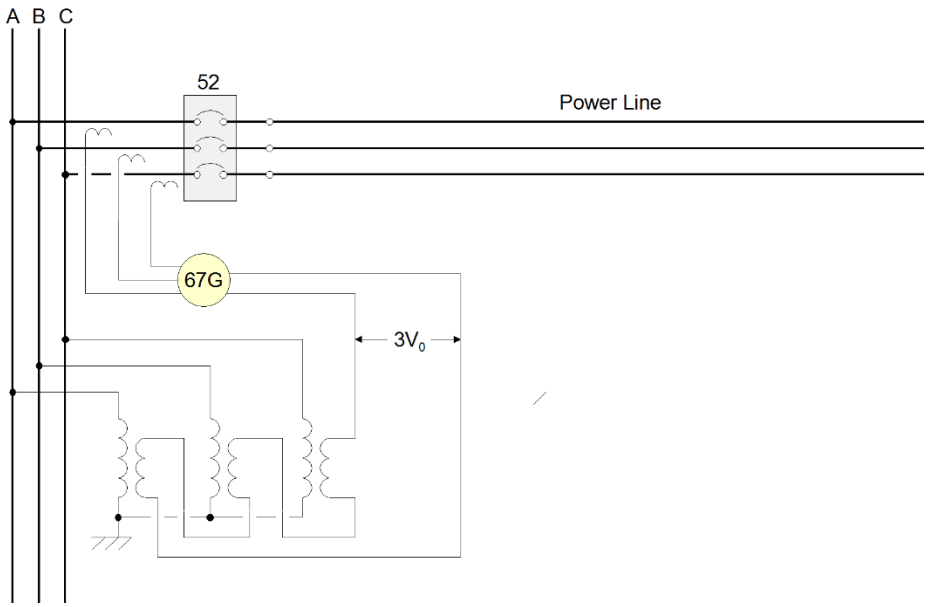


Figura 9.3: Voltaje de polarización habitual para fallas de línea direccional



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Figura 9.4: Un voltaje de polarización popular para fallas a tierra direccionales

Es importante reconocer que para la protección de la línea eléctrica, es una práctica típica utilizar un elemento direccional para supervisar la protección de sobrecorriente (instantánea y de tiempo) de modo que solo se disparen las fallas en la dirección de la línea eléctrica. También es importante reconocer que la protección contra sobrecorriente para líneas eléctricas no es tan segura como otros enfoques de protección para circuitos eléctricos que se discutirán más adelante. Por esta razón, en general, nos acercamos a la protección contra sobrecorriente para circuitos de potencia como una protección de respaldo en caso de que fallen los otros esquemas.

El procedimiento general de selección de la configuración de protección contra sobrecorriente para líneas eléctricas se ilustrará con un ejemplo.

Ejemplo E9.1: Considere el circuito de potencia de la figura E9.1. La figura ilustra dos líneas de transmisión, un terminal está conectado a una disposición de interruptor doble y el otro terminal está conectado a una disposición de interruptor recto. Las líneas tienen 25,6 (línea en el lado izquierdo) y 13,4 millas de largo respectivamente. El sistema restante se representa con su equivalente expresado en términos de las dos fuentes S1 y S2 y la línea equivalente se muestra con la línea discontinua.

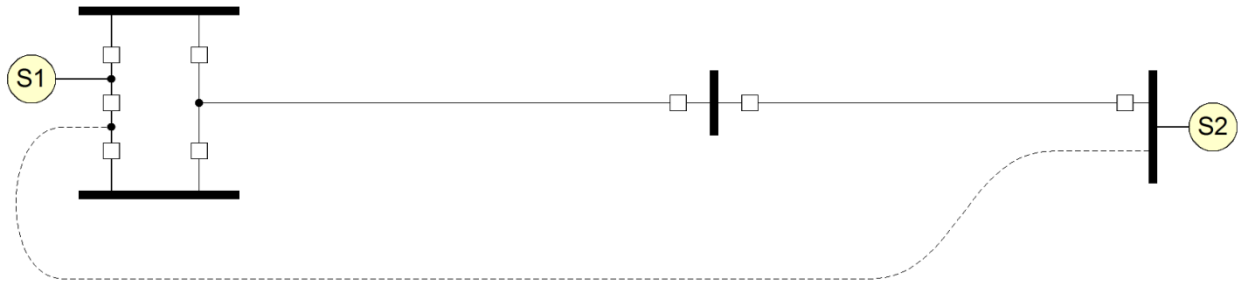


Figura E9.1: Ejemplo de sistema de transmisión de dos líneas eléctricas
Agregar otra fuente

Los parámetros de las fuentes y línea equivalente son:

Fuente S1: 115*kV,* z_1 *j*9.15*ohmios, z* z_2 *j*8,75*ohmios, z* z_0 *j*6.15*ohmios z*

Fuente S2: 115*kV,* 1 *j*9.15*ohmios,* z_1 2 *j*8,75*ohmios,* z_2 0 *j*6.15*ohmios* z_0

Fuente S3: 115*kV, j*9.15*ohmios j*8,75*ohmios j*6.15*ohmios*

Línea bajo protección: 115*kV,* 23.25*millas,* z_1 z_2 *j*16.35*ohmios,* z_0 *j*46.15*ohmios*

Línea equivalente 1:
Línea equivalente 2

Para esta línea, seleccione las configuraciones de sobrecorriente instantánea (direccional) y sobrecorriente de retardo de tiempo inverso (direccional) y grafique los tiempos de disparo para (a) fallas línea a línea a lo largo de la longitud de las dos líneas, y (b) fallas de línea a tierra a lo largo de las dos líneas.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Primero se realiza un análisis completo de fallas.

continuará...

9.4.2 Protección de la distancia de la línea de transmisión

La retransmisión de distancia para líneas de transmisión proporciona un esquema de protección más seguro en comparación con los esquemas de protección basados en sobrecorriente direccional discutidos en la sección anterior. Los relés de distancia (relés mho modificados) se discutieron en el Capítulo 5. Simplemente se disparan cuando la impedancia que "ven" cae dentro de la característica del relé. Cuando se aplica a líneas de transmisión, dependiendo del tipo de falla, la impedancia equivalente por unidad de longitud 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, el equivalente por unidad de impedancia 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 que utiliza dos tipos de relés de distancia para cubrir la mayoría de los tipos de fallas en un circuito.

9.4.3 Elementos de relé de distancia para fallas de fase

Los relés de distancia para fallas de fase están diseñados para que "vean" una impedancia aparente igual a la distancia a la falla multiplicada por la impedancia de secuencia positiva por unidad de longitud del circuito, es decir $Z = z_{1,}$ para cualquier falla de fase en la línea, es decir, fallas trifásicas y fallas de línea a línea. Este objetivo se logra con el diseño de relés de la Figura 9.5. Tenga en cuenta que hay tres elementos, es decir tres relés y cada relé tiene tres bobinas, dos bobinas de corriente y una bobina de tensión. Las bobinas del primer relé se alimentan con las siguientes entradas: tensión $\tilde{V} = \tilde{k}_1 V_a - V_B$, Actual $I_{c,\,bobina,1} = k_2 I_{a,}$ y actual $Yo\ k\tilde{yo}_{c,\,bobina,2}$ respectivamente. Las bobinas del segundo relé se suministran con el siguientes entradas: Voltaje $\tilde{V} = k_1 V_B - \tilde{V}_C$, Actual $I_{c,\,bobina,1} = k_2 I_{B,}$ y actual $\tilde{I}_{bobina\ c,2} = k_2 \tilde{yo}_{,}$ respectivamente. Y las bobinas del tercer relé se alimentan con las siguientes entradas: voltaje $\tilde{V} = k_1 \tilde{V}_C - V_a$, Actual $I_{c,\,bobina,1} = k_2 \tilde{yo}_{,}$ y actual $Yo\ \tilde{k}_{c,\,bobina,2}\ yo_{,}$ respectivamente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

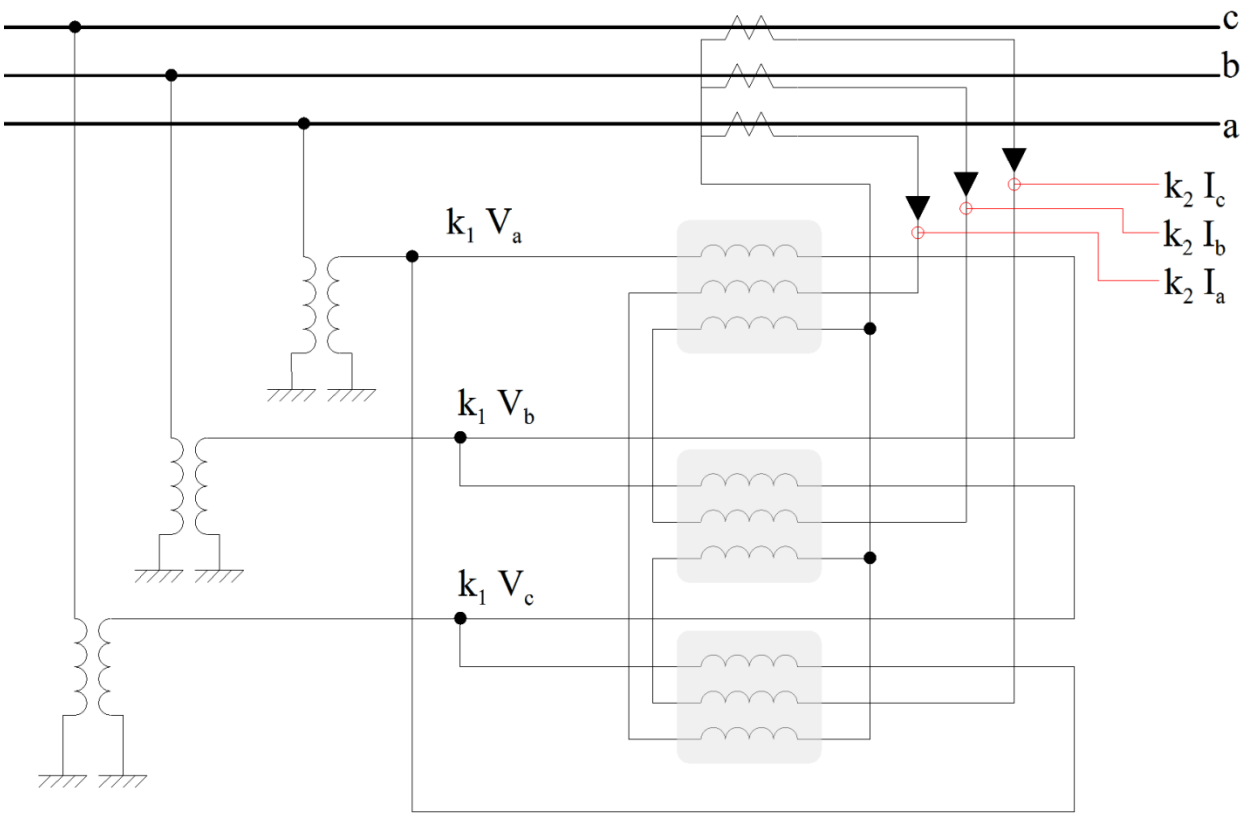


Figura 9.5: Relé de distancia trifásico para fallas de fase a fase

(Indique la ubicación del disyuntor a la derecha de los TC)

Esta m eans tha tt él thr Los relés verán una impedancia que es proporcional a $\frac{k_1(\tilde{V}_a - \tilde{V}_B)}{k_2(\tilde{I}_a - \tilde{I}_B)}$

$\frac{k_1(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C)}{k_2(\tilde{I}_B - \tilde{I}_C)}$ y $\frac{k_1(\tilde{V}_C - \tilde{V}_a)}{k_2(\tilde{I}_C - \tilde{I}_a)}$ respectivamente. El examen del valor de estas impedancias durante

Las fallas trifásicas y las fallas de línea a línea se proporcionan a continuación. Como ejemplo, considere el relé 2. La figura 9.6 ilustra la implementación de impedancia modificada de este relé y las entradas en el relé.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

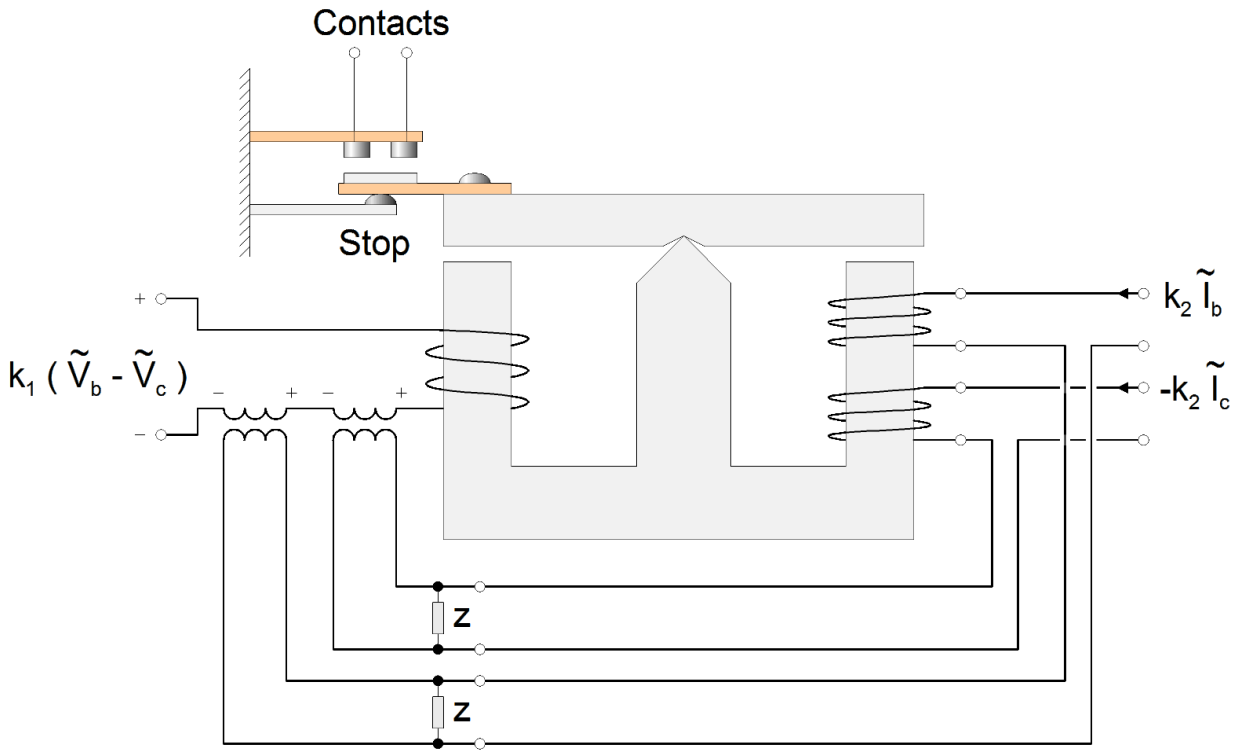


Figura 9.6: Implementación de la viga de equilibrio del relé 2 de la figura 9.5

Fallos trifásicos: Para una falla trifásica, y asumiendo de manera simplificada que la línea es simétrica, los tres relés verán las siguientes impedancias:

Relé 1: $z_{relé1}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_a - \tilde{V}_B)}{k_2(y_a \tilde{I}_B)}$ $\dfrac{k_1}{k_2} z_1$

Relé 2: $z_{relé2}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C)}{k_2(y_B \tilde{I}_C)}$ $\dfrac{k_1}{k_2} z_1$

Relé 3: $z_{relé3}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_C - \tilde{V}_A)}{k_2(\tilde{I}_C - \tilde{I}_A)}$ $\dfrac{k_1}{k_2} z_1$

Fallos de línea a línea: Debemos considerar tres casos específicos: falla de fase A a fase B, falla de fase B a fase C y falla de fase C a fase A. Para evitar descripciones extensas, discutiremos el caso de una falla de Fase B a Fase C.

Falla de fase B a fase C: Para esta falla, los tres relés "verán" las siguientes impedancias:

Relé 1: $z_{\text{relé 1}}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_a - \tilde{V}_B)}{k_2(\tilde{I}_a - \tilde{I}_B)}$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Relé 2: $z_{relé2}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C)}{k_2(\tilde{I}_B - \tilde{I}_C)}$

Relé 3: $z_{relé3}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_C - \tilde{V}_a)}{k_2(\tilde{I}_C - \tilde{I}_a)}$

Tras la sustitución de los voltajes y corrientes de fase con los voltajes y corrientes de secuencia (tenga en cuenta que en este caso, suponiendo que la línea es simétrica, el voltaje y corriente de secuencia cero será cero), y simplificando las expresiones:

Relé 1: $z_{relé1}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_a - \tilde{V}_B)}{k_2(\tilde{I}_a - \tilde{I}_B)} \quad \dfrac{k_1}{k_2}\dfrac{1 - a^2}{1 - a^2}\dfrac{\tilde{V}_1 - a\tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 - a\tilde{I}_2} \quad \dfrac{k_1}{k_2}\dfrac{\tilde{V}_1 - AV\tilde{}_2}{I_1 - ai_2}$

Relé 2: $z_{relé2}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_B - \tilde{V}_C)}{k_2(yo_B - \tilde{I}_C)} \quad \dfrac{k_1}{k_2}\dfrac{a^2 - una\,V - a + una\,\tilde{V}}{una\,yo_1 a - a_2\tilde{I}_2^2} \quad \dfrac{k_1}{k_2}\dfrac{\tilde{V}_1 - \tilde{V}}{I_1 - \tilde{I}_2^2}$

Relé 3: $z_{relé3}$ $\dfrac{k_1(\tilde{V}_C - \tilde{V})}{k_2(yo_C - \tilde{I}_a)} \quad \dfrac{k_1}{k_2}\dfrac{a\,1\,V - \tilde{a}_2\,1 - \tilde{V}}{a\,1\,I - \tilde{a}_1^2\,1\,I_2\tilde{}_2} \quad \dfrac{k_1}{k_2}\dfrac{\tilde{V}_1 - una^2\tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 - una^2\tilde{yo}_2}$

Considerando la secuencia de conexiones de red de la Figura 9.7, obtenemos:

Considere la secuencia de conexiones de red para una falla de Fase B a Fase C de la Figura 9.7.

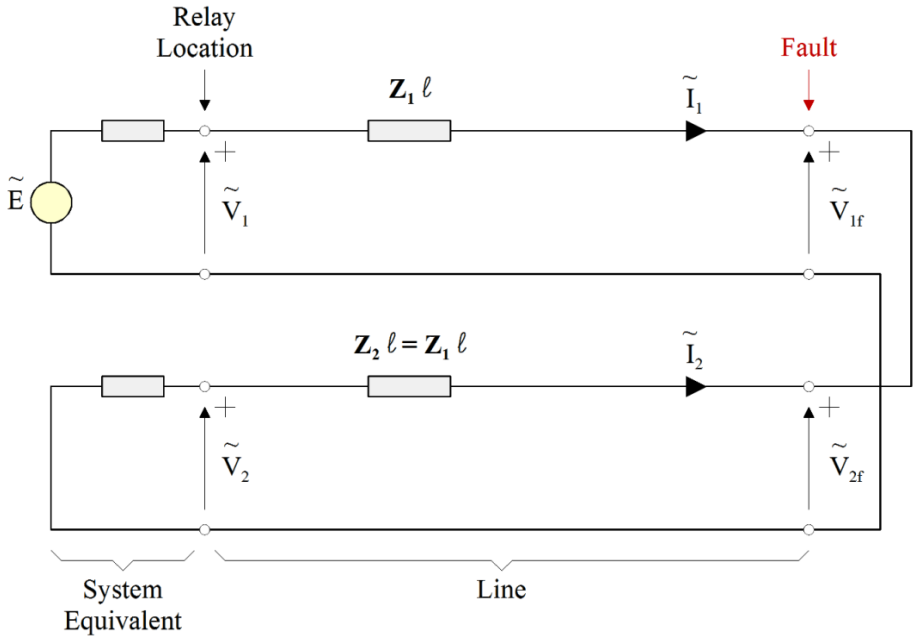


Figura 9.7: Red de secuencia equivalente para fallas de fase a fase

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tenga en cuenta que los siguientes son válidos:

$$\tilde{V}_1 \quad z_1 \tilde{I}_1 \quad V_{1F}\tilde{}$$
$$\tilde{V}_2 \quad z_1 I_2\tilde{} \quad \tilde{V}_{2F}$$
$$\tilde{V}_{1F}\tilde{} \quad V_{2F}$$

Al sustituir en las ecuaciones la impedancia "vista" por los relés, se obtiene:

Relé 1: $z_{relé1}$ $\frac{k_1(\tilde{V}_a \quad \tilde{V})}{k_2(\tilde{I}_a \quad \tilde{I}_B^B)} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{1 \quad a^2 V\tilde{} 1 \quad una\tilde{V}_2}{1 \quad un^2 yo_1 \quad 1 \quad un\, yo_2\tilde{}} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{\tilde{V}_1 \quad A\tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 \quad ai_2\tilde{}} \quad \frac{k_1 z_1}{k_2} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{\tilde{V}_{1F} \quad A\tilde{V}_{2F}}{\tilde{I}_1 \, ai_2\tilde{}}$

Relé 2: $z_{relé2}$ $\frac{k_1(\tilde{V}_B \quad \tilde{V})}{k_2(\tilde{I}_B \quad \tilde{I}_C^C)} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{a^2 una\tilde{V}_1 \quad a \quad una\tilde{V}_2}{a^2 un\, yo_1 \quad a \quad a^2\tilde{I}_2} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{\tilde{V}_1 \quad \tilde{V}}{\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2^2} \quad \frac{k_1}{k_2 1} z$

Relé 3: $z_{relé3}$ $\frac{k_1(\tilde{V}_C \quad \tilde{V}_a)}{k_2(\tilde{I}_C \quad \tilde{I}_a)} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{a \quad 1 \quad \tilde{V}_1 \quad ^2 a \quad 1 \quad \tilde{V}}{a \quad 1\tilde{I}_1 \quad _2 \quad a \quad 1 \quad \tilde{I}_2^2} \quad \frac{k_1\tilde{V} \quad una^2\tilde{V}}{k_2 I_1 \quad un^2 yo_2\tilde{}^2} \quad \frac{k_1 z_1}{k_2} \quad \frac{k_1}{k_2}\frac{\tilde{V}_{1F} \quad una^2\tilde{V}_{2F}}{\tilde{I}_1 \quad un^2 yo_2\tilde{}}$

Se observa que la impedancia más pequeña será vista por el segundo relé (los otros términos que aparecen en los relés 1 y 3 son aditivos), por lo que el segundo relé proporcionará el valor más pequeño y es igual a la impedancia de secuencia positiva de la línea. desde el relé hasta la ubicación de la falla.

Se pueden realizar análisis similares para otras fallas de línea a línea. Por ejemplo, para el caso de una falla de Fase A y Fase B, el primer relé "verá" el valor de impedancia más pequeño y será igual a la impedancia de secuencia positiva de la línea desde el relé hasta la ubicación de la falla.

9.4.4 Elementos de relé de distancia para fallas a tierra

Los relés de distancia para fallas a tierra están diseñados para que "vean" una impedancia aparente igual a la distancia a la falla multiplicada por la impedancia de secuencia positiva por unidad de longitud del circuito, es decir $Z \quad z_{1,}$ para cualquier falla a tierra en la línea, es decir, fallas monofásicas a tierra, y fallas línea a línea a tierra. Este objetivo se logra con el diseño de relés de la Figura 9.8. Tenga en cuenta que hay tres elementos, es decir, tres relés y cada relé tiene tres bobinas, dos bobinas de corriente y una tensión. bobina. Las bobinas del primer relé se alimentan con las siguientes entradas: tensión $V\tilde{} \quad k_1\tilde{V}_{a,}$ Actual $\tilde{I}_{c,\,bobina,1} \quad k_2\tilde{I}_{a,}$ y actual $I_{c,\,bobina,2}\tilde{} \quad k_2 \quad I_a \quad \tilde{I}_B\tilde{} \quad \tilde{I}_{C,}$ respectivamente. Las bobinas de la s segundo relé se alimentan con las siguientes entradas: tensión $V\tilde{} \quad k_1\tilde{V}_{B,}$ Actual $I_{c,\,bobina,1}\tilde{} \quad k_2\tilde{I}_{B,}$ y actual $\tilde{I}_{c,\,bobina,2} \quad k_2\tilde{I}_a \, \tilde{I}_B\tilde{} \, I_{C,}$ respectivamente. Y las bobinas del tercer relé se suministran con el siguientes entradas: voltaje $\tilde{V} \quad k_1\tilde{V}_{c,}$ Actual $I\tilde{}_{c,\,bobina,1} \quad k_2\tilde{yo}_{C,}$ y actual $I\tilde{}_{c,\,bobina,2} \quad k_2 \, \tilde{I}_a\tilde{} \, I_B \quad \tilde{I}_C$, respectivamente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

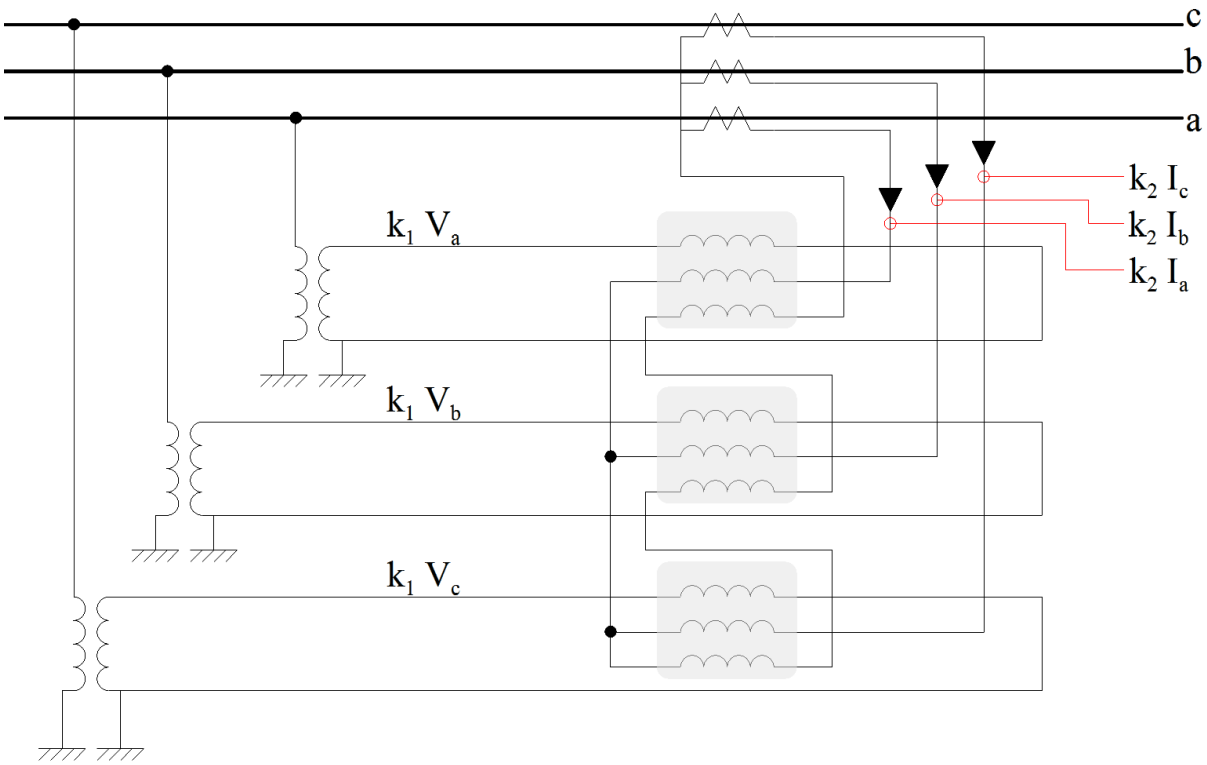


Figura 9.8: Relé de distancia trifásico para fallas de fase a tierra

(Indique la ubicación del disyuntor a la derecha de los TC)

Considere el primer relé de la figura 9.8. Las entradas a este relé son: $k_1 V_a, \tilde{k}_2 I$ $\tilde{}_a, k_2 \tilde{I}_0$. Un

La realización electromecánica de un relé de impedancia modificada se muestra en la Figura 9.x.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

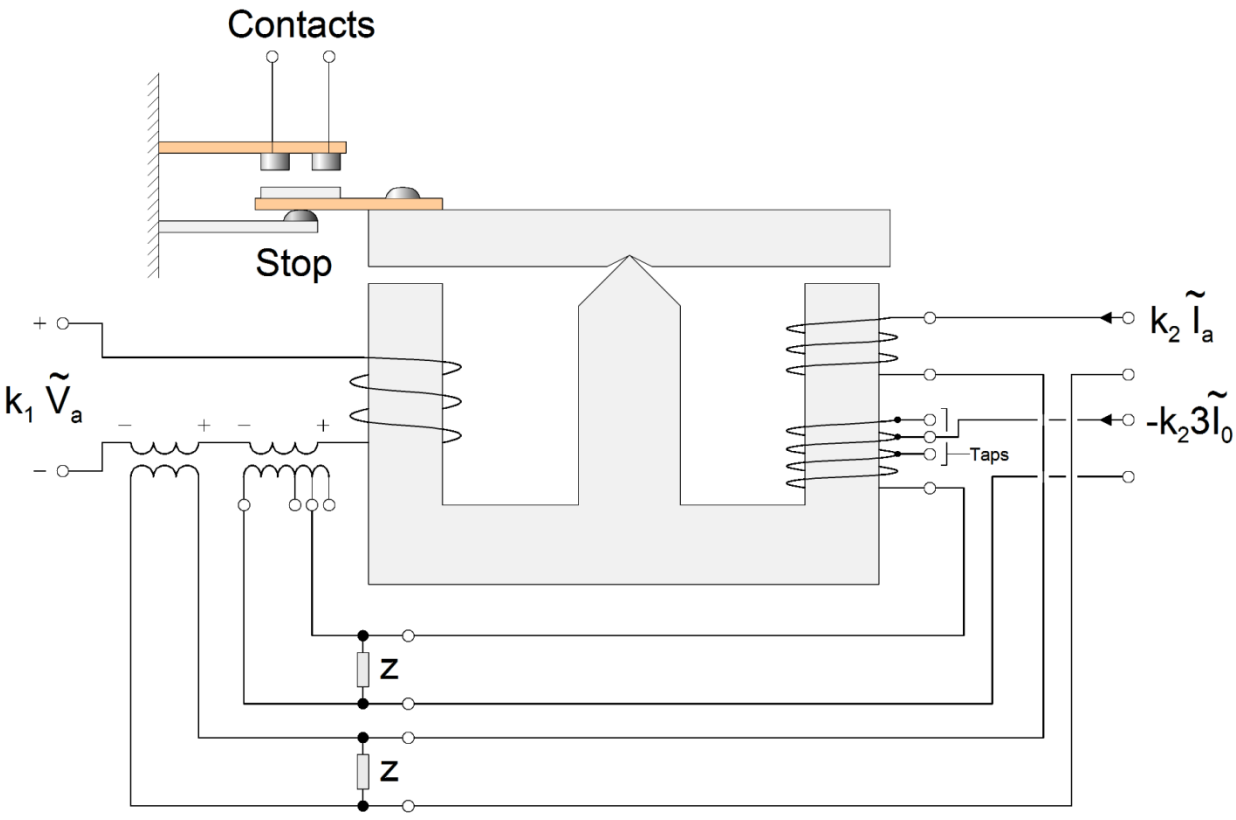


Figura 9.9: Implementación de la viga de equilibrio del relé 1 de la figura 9.8

Para una falla de fase A a tierra, el relé de fase A "verá" la siguiente impedancia:

$$\frac{k_1 \tilde{V}_a}{k_2 \tilde{I}_a \; k_2 m i_0 \tilde{}} \quad \frac{k_1}{k_2} \; \frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a \; m i_0 \tilde{}}$$

Mediante la selección apropiada de la constante m se puede demostrar que el relé “verá” una impedancia equivalente igual a la impedancia de secuencia positiva del circuito desde la ubicación del relé hasta la falla. Considere el circuito equivalente para una sola línea a tierra. La siguiente retención:

$$\tilde{V}_1 \quad z_1 \tilde{I_1} \; V_{1F} \tilde{}$$

$$\tilde{V}_2 \quad z_1 \tilde{I_2} \; V_{2F} \tilde{}$$

$$\tilde{V}_0 \quad z_0 \tilde{I_1} \; V_{0F} \tilde{}$$

Añadiendo todas las ecuaciones anteriores:

$$\tilde{V}_a \quad (2z_1 \; z_0) I_1 \; 3\tilde{z}_1 I_1 \; (z_0 \; \tilde{z}_1) I_0 \; z_1 I_a \; (z_0 \tilde{} \; z_1) I_0 \quad \tilde{} \qquad \tilde{}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a \quad \frac{Z_0 \quad Z_1}{Z_1} \tilde{I}_0} \quad Z_1$$

Tenga en cuenta que al comparar la ecuación anterior con la anterior, para que el relé "vea" la impedancia de secuencia positiva, el factor m debe seleccionarse como:

$$metro \quad \frac{Z_0 \quad Z_1}{Z_1}$$

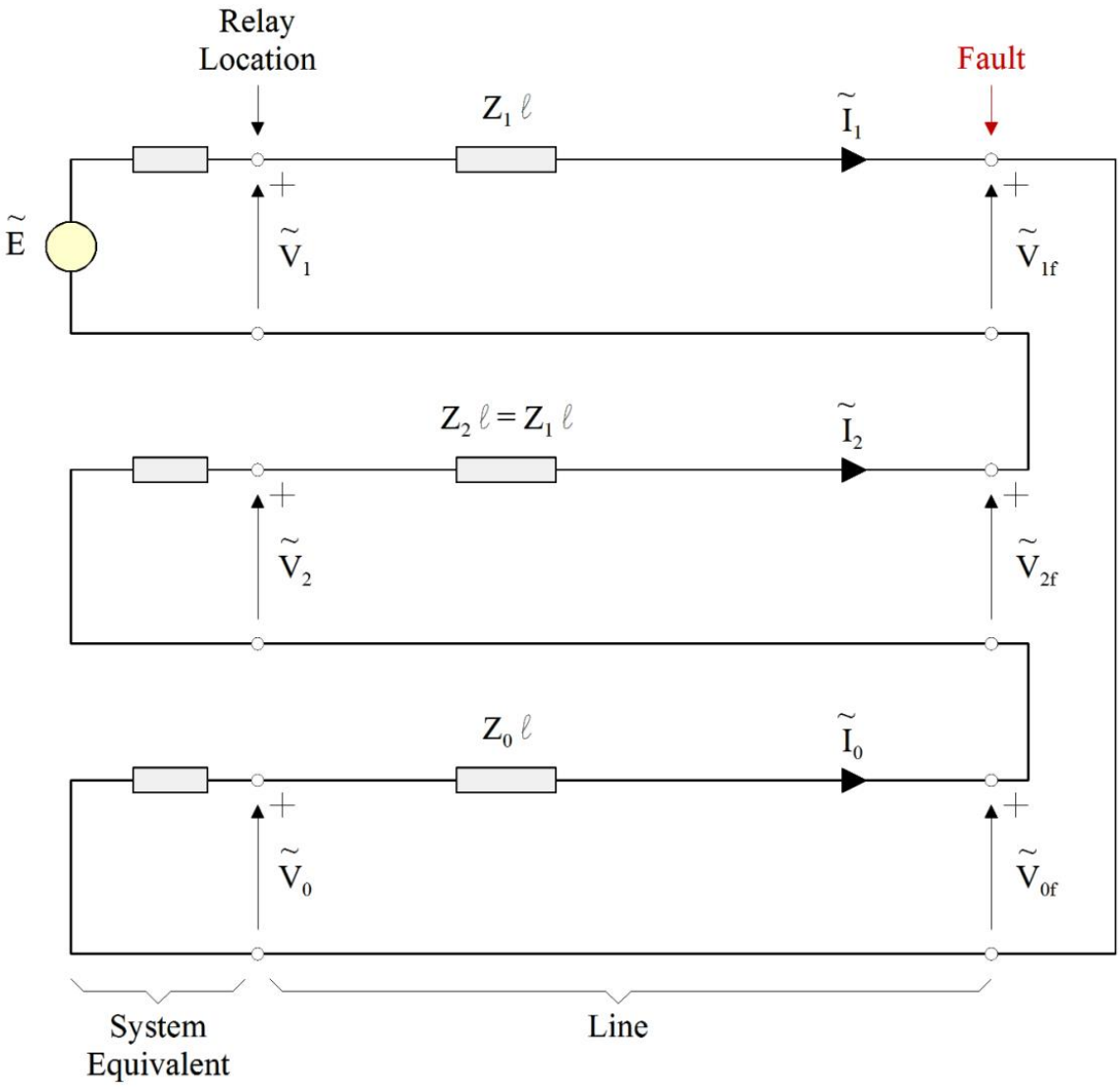


Figura 9.10: Red de secuencia equivalente para fallas de fase a tierra

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

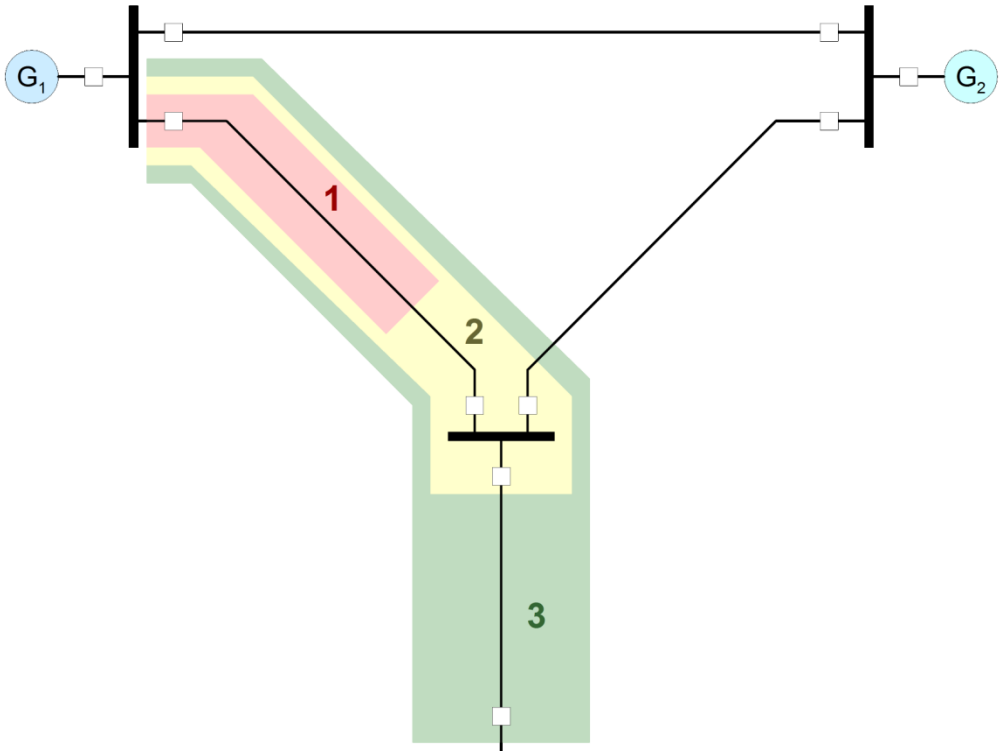
La aplicación de los relés de distancia trifásicos descritos anteriormente cubrirá la mayoría de las fallas en una línea trifásica. En el caso de líneas en la misma torre / poste, pueden ocurrir tipos adicionales de fallas. En este caso, el rendimiento de los relés de distancia debe evaluarse cuidadosamente.

9.4.5 Práctica típica para la protección de líneas

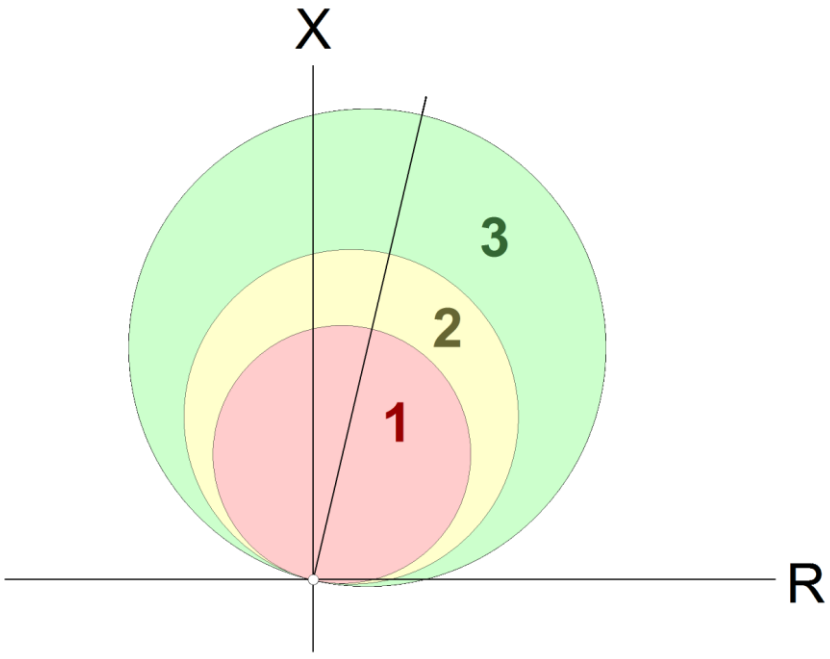
El relé de distancia típico incluye las siguientes funciones: protección de distancia de línea y protección de distancia de tierra. Para cada una, normalmente se proporcionan tres zonas y algunos fabricantes también proporcionan zonas de protección adicionales (es decir, la zona 4). Discutiremos la práctica típica para las zonas 1, 2 y 3. Una práctica típica es establecer la zona 1 del relé de distancia en aproximadamente el 80% de la impedancia de la línea (es decir, para alcanzar el 80% de la longitud de la línea). Esta operación es rápida con solo un pequeño retraso (dos o tres ciclos) para evitar disparos en transitorios. Esta práctica permite la protección de la línea para la mayoría de las fallas a lo largo de la línea. La cifra del 80% se selecciona para asegurar que la operación de la zona 1 (que normalmente no tiene ningún retraso de tiempo apreciable) no opere en fallas más allá de la línea. En otras palabras, tenemos un margen de seguridad del 20%. La zona 2 se configura típicamente para alcanzar el 125% de la longitud de la línea. Los retrasos de tiempo son moderados en el orden de 10 a 20 ciclos para coordinarse con otros esquemas de disparo rápido. Y la zona 3 generalmente está configurada para alcanzar el 100% de la línea más el 150% de la siguiente línea. Los retrasos de tiempo para la zona 3 son típicamente 30 o más ciclos. Estas selecciones se ilustran en la Figura 9.11. Estas selecciones proporcionan protección de línea primaria (zona 1 y 2) así como protección de respaldo (zonas 2 y 3).

Las ventajas del esquema anterior son la simplicidad y la dependencia únicamente de la información local. Sin embargo, existen ciertas desventajas: (a) es posible y muy probable que los interruptores en los dos terminales de la línea no se disparen simultáneamente, especialmente si los relés en los dos terminales de la línea "ven" la falla en diferentes zonas, (b) es difícil aplicar este esquema en líneas con compensación de capacitores en serie, y (c) bajo ciertas condiciones, la impedancia de la línea "vista" por los relés puede entrar en la característica de la zona 3 - por ejemplo, una carga pesada del línea y posiblemente voltaje reducido. En este caso, el relé puede dispararse incluso si no hay ninguna falla en la línea. Nos referimos a este evento como "invasión de carga". Más adelante discutiremos los esquemas piloto que
abordar algunos de estos problemas.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)



(B)

Figura 9.11: Ilustración de una aplicación típica de relé de distancia
(a) Cobertura geográfica de las zonas
(b) Característica del relé de las tres zonas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La aplicación de la retransmisión a distancia para líneas eléctricas se ilustrará con ejemplos.

Ejemplo E9.x. Se utiliza un relé de distancia para proteger una línea de transmisión de 115 kV con los siguientes parámetros:

Z_1 5.710 j39.052 *ohmios* Z_2 5.710 j39.052 *ohmios* Z_0 35.152 j120.446 *ohmios*

Z_1' 8.71 j12805.0 *ohmios* Z_2' 2.871 j12805.0 *ohmios* Z_0' 17.757 j20500,8 *ohmios*

La línea es de 115 kV (LL), 53,5 millas de largo. La relación CT del relé de distancia es 2000: 5 y la relación PT es 69kV: 115V (el lado alto PT está conectado fase a tierra). La configuración del relé de distancia se establece para fallas a tierra, es decir, monitorea la tensión de fase a tierra y una corriente compensada igual a la corriente de fase más un factor m multiplicado por la corriente de secuencia cero.

Se desea configurar este relé para que alcance el 75% de la línea. Seleccione el factor de compensación my el ajuste de impedancia del relé en ohmios (en el lado del relé NO en el lado de la línea). El factor de compensación debe redondearse al primer punto decimal y la configuración de impedancia debe redondearse a ohmios.

Solución: El factor de compensación es:

$$_{metro} \frac{120.446\ \ 39.052}{39.052} \quad 2.0836 \quad metro \quad 2.1$$

El ajuste de impedancia en el lado de la línea

$$Z_{R_{línea}} \quad (0{,}75)\ (5{,}71 \quad j39.052) \quad 4.28 \quad j29{,}29 \qquad ohmios$$

El ajuste de impedancia en el lado del relé:

$$Z_{R_{relé}} \quad \frac{69000}{\frac{115}{5}} \quad \frac{5}{2000} \quad Z_{R_{línea}} \quad (0.644)\ (4{,}28 \quad j29{,}29) \quad 2.758 \quad j18.861\ ohmios \quad 19.06\ mi^{j81{,}9^0}\ ohmios$$

Seleccione: 19 ohmios a 80 grados.

Ejemplo E9.x. Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E9.1 y la línea de energía ilustrada. Se instala un relé de distancia en los terminales de la línea y se desea configurar la zona 1 del relé para alcanzar el 80% de la longitud de la línea. Las relaciones CT y PT son 3000: 5 y 69.000: 115 respectivamente. Seleccione la configuración del relé. Exprese la configuración en el lado del relé.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

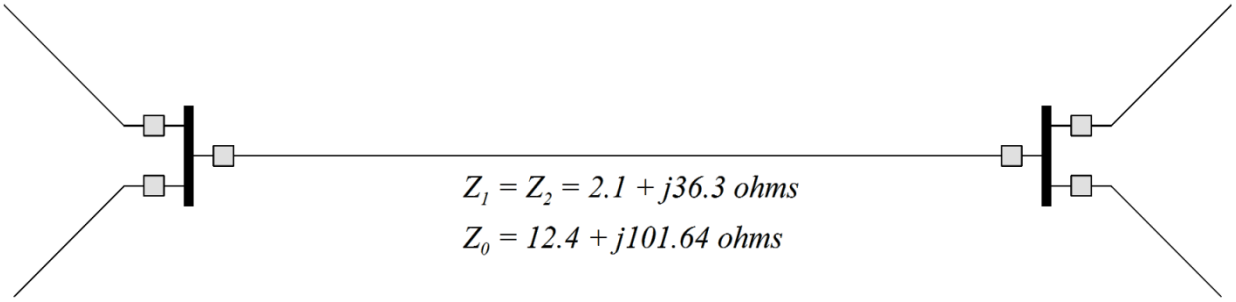


Figura E9.x: Una línea eléctrica

Solución: Para determinar la configuración del relé, es necesario calcular la impedancia de secuencia positiva de la línea, así como la impedancia de secuencia cero de la línea.

A completar.

Ejemplo E9.x: Considere una línea de 53,7 millas de largo protegida con relés de distancia en ambos extremos. A El relé de distancia está protegiendo esta línea. La Los TC y TT que alimentan este relé son: 2000: 5A, 86.000: 69V. Los ajustes del relé son:

$z_{relé,\ zona1}$ 10.220mi_j $^{83.12_0}$ *ohmios* k 1,95$mi_{j,}$ ^{5} *demora :* 0,03*s*

$z_{relé\ zo\ _{norde2}}$ 17.252$mi^{j83.12_0}$ *ohm* *s*, k 1,95$mi_{j,}^5$ *demora :* 0,15*s*

$z_{relé,\ zona3}$ 25.204$mi_{j83.12_0}$ *ohmios* k 1,95$mi_{j5,}$ *demora :* 0,5*s*

(a) Suponga una falla de línea única a tierra en el punto A que se encuentra a 5.1 millas de la terminal T1 de la línea. Estime los tiempos de disparo de los dos interruptores CB1 y CB2. (tenga en cuenta que proporciona el circuito con los parámetros).

(b) Suponga una falla de línea única a tierra en el punto B que está ubicado a 16.2 millas de la terminal T1 de la línea. Estime los tiempos de disparo de los dos interruptores CB1 y CB2. (nota proporcionar circuito con parámetros).

Se proporciona el modelo WinIGS de esta línea y el sistema interconectado, archivo: xxxxxxxxxxx. Este ejemplo indica que con el relé de distancia podemos terminar permitiendo la falla en la línea durante mucho tiempo.

Solución: Primero se realizará un análisis de fallas para determinar qué "verán" los dos relés en los terminales de la línea.

9.4.6 Discusión sobre la protección de distancia de línea no piloto

La protección de distancia de línea es un esquema eficaz y selectivo para la protección de una línea de transmisión. Sin embargo, hay casos en los que puede que no brinde la protección requerida y con la velocidad deseable. Discutimos una serie de casos que resultan en un retraso en el funcionamiento de la protección de distancia o en la falla de disparo. Los diversos esquemas de protección que se han descrito hasta ahora tienen dos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

limitaciones cuando se aplican a las líneas de transmisión: (a) no son capaces de determinar con absoluta certeza que la falla está en la línea bajo protección y por lo tanto deben depender de la coordinación para el correcto despeje de la falla, y (b) carecen de la capacidad para eliminar la falla en una línea simultáneamente en los dos extremos de la línea. Debido a estas limitaciones, la detección y eliminación de fallas no puede ser rápida.

Caso 1: considere una falla de línea de alta impedancia. Es posible que el relé de distancia "vea" esta falla más allá de la zona 1 e incluso de la zona 2, en cuyo caso puede dispararse después de una larga demora o puede que nunca se dispare.

Caso 2: Los relés de distancia en los dos extremos "ven" la falla en diferentes zonas.

Los problemas discutidos anteriormente son limitaciones de la protección de distancia de línea. El resultado final es que depender únicamente de la protección de distancia sin piloto no puede lograr una detección rápida de fallas y un disparo de la línea simultáneamente desde los dos extremos.

Por las razones anteriores, se han desarrollado esquemas de relés piloto para permitir la detección rápida y confiable de fallas y el disparo de la línea. Estos esquemas se discutirán a continuación.

9.5 Relés de la línea de alimentación piloto

La retransmisión piloto puede verse como el esquema de protección diferencial del pobre. La retransmisión piloto requiere comunicación entre los relés en los terminales de la línea. En general, los esquemas de retransmisión piloto no envían información completa de un terminal a otro, sino información limitada o procesada, como es posible por la tecnología utilizada. La figura 9.12 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 de retransmisión piloto consta de tres componentes: (a) los medios de comunicación, (b) la información comunicada y la lógica utilizada para procesar esta información, y (c) la acción de disparo. Actualmente, las opciones utilizadas con respecto a estos tres componentes se muestran en la Tabla 9.x.

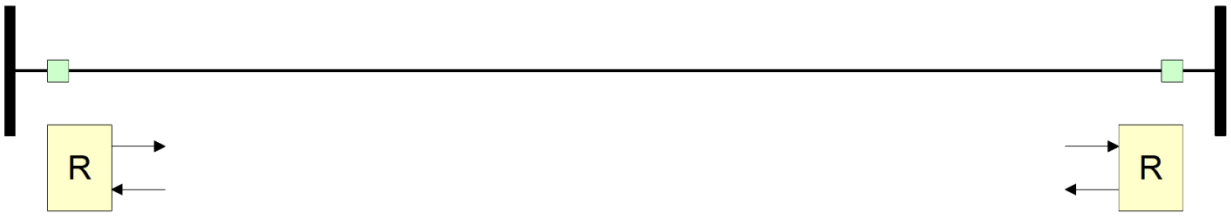


Figura 9.12: Retransmisión piloto - Disposición conceptual

Tabla 9.x: Medios de retransmisión piloto, opciones lógicas y de disparo

Medios de comunicación	Lógica	Viaje
Alambre piloto Línea telefónica (tonos de audio)	Direccional Fase	Viaje de transferencia Bloqueo

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Portadora de línea eléctrica (30-300kHz) Microondas (2-12 GHz) Fibra óptica	Diferencial analógico Diferencial digital	Sincronizado

9.5.1 Medios de comunicación

Esta sección describe las diversas opciones para los medios de comunicación. Hay dos cuestiones: (a) la información que se comunicará y (b) los medios físicos que se utilizarán para la transmisión. Ambos se discutirán brevemente.

Mensajes de comunicación: En general, los esquemas de retransmisión piloto transmitirán información de un relé a otro relé. La información es típicamente un voltaje o corriente o ambos que son típicamente sinusoides, es decir

$\sqrt{2}A\text{porque } t \;)$

Tenga en cuenta que un voltaje o una corriente pueden describirse en términos de tres variables, magnitud, frecuencia y fase.

Muchas veces, y con el fin de minimizar el costo, las corrientes y voltajes en el sistema trifásico se utilizan para formar una sola variable, típicamente una combinación lineal de las cantidades de secuencia positiva, negativa y cero. Como ejemplos, las Figuras 9.13, 9.14 y 9.15 ilustran tres sistemas diferentes, el primero ilustra la transmisión de una señal específica y la falta de la señal. Esto puede considerarse un sistema que envía solo dos piezas distintas de información: ENCENDIDO o APAGADO. Una desventaja obvia de este sistema es que cuando se transmite la señal de APAGADO, no hay forma de saber si la intención es enviar una señal de cero o si el sistema no funciona. El segundo sistema también envía solo dos piezas de información al cambiar a diferentes frecuencias. En general, nos referimos a estas frecuencias como "guardia" y "disparo". ya que podemos usar esta señal para simplemente verificar que el relé está en modo operativo o que el relé está comunicando que está bien para disparar. El tercer esquema proporciona información adicional modulando la señal transmitida. Con el
la modulación activada puede enviar información adicional.

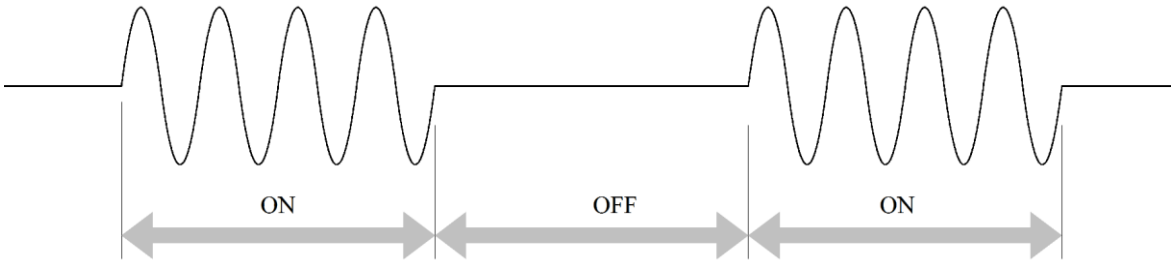


Figura 9.13 Señal de comunicaciones ON-OFF

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

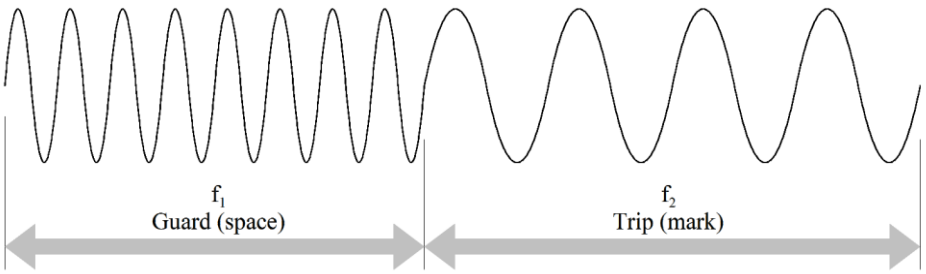


Figura 9.14 Señal de comunicaciones de protección / disparo (FSK: Modulación por desplazamiento de frecuencia)

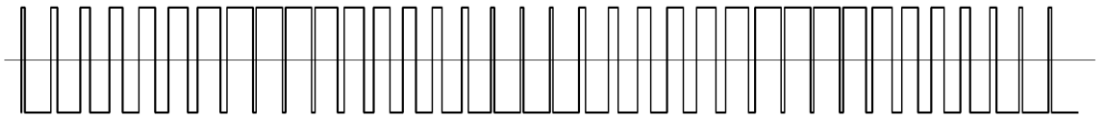


Figura 9.15: Señal de comunicación modulada por período de pulso

Alambre piloto: El cable piloto se utiliza para líneas cortas. Normalmente, se utiliza un cable de 15 kV debidamente blindado. El tamaño típico es # 19, par trenzado. Ancho de banda de 0 a 4 kHz. El hilo piloto transmite una señal analógica que es proporcional a la corriente eléctrica en la línea o proporcional a la corriente diferencial de la línea entre los dos terminales de la línea. Estas dos opciones, es decir, (a) el cable piloto transporta corrientes en condiciones normales de funcionamiento y (b) el cable piloto no transporta corriente, se muestran en las Figuras 9.16 y 9.17 respectivamente. Tenga en cuenta que la ventaja del enfoque del cable piloto es que la línea con falla se desconecta de la red mediante un disparo simultáneo de los interruptores en los dos extremos, ya que los dos relés verán la misma corriente de operación y corrientes de restricción.

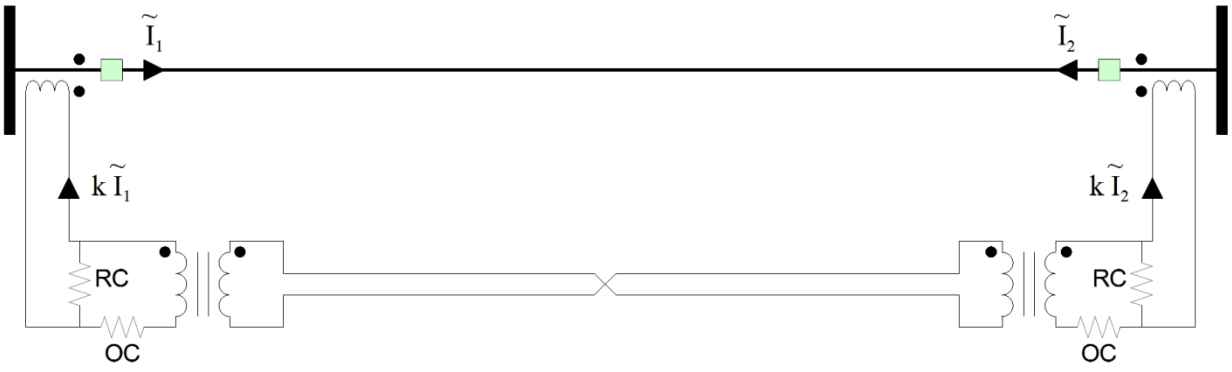


Figura 5.16: Esquema de disparo del sistema de cable piloto: el cable piloto no transporta corriente
En condiciones normales de funcionamiento

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

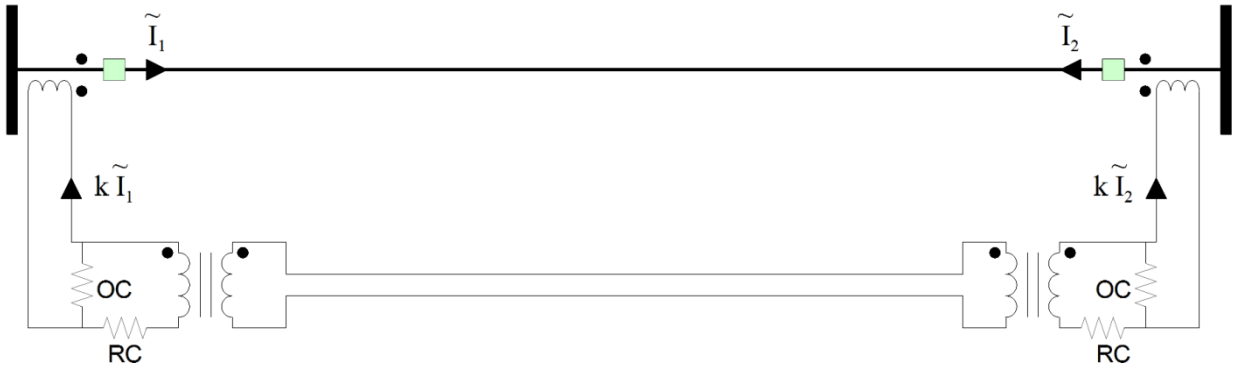


Figura 9.17: Esquema para bloquear el sistema de cable piloto: el cable piloto lleva corriente por debajo
Condiciones de funcionamiento normales

El cable piloto se usa típicamente para líneas relativamente cortas, por ejemplo, menos de 5 millas. Incluso para líneas de transmisión de corta longitud, se deben considerar los voltajes inducidos sustanciales a lo largo del cable piloto durante una falla. Un ejemplo ilustrará los niveles de los voltajes inducidos en los cables piloto.

El esquema deferente del cable piloto se aplica igualmente bien a dos terminales y líneas de terminales múltiples.

Ejemplo E9.x: Considere la línea eléctrica de la Figura E9.xy el cable piloto a lo largo de la línea. El hilo piloto está conectado a tierra como se indica en la figura. Suponga una falla monofásica a tierra en el punto A de la línea.
(a) Calcule el voltaje inducido en el cable piloto.
(b) Suponga que se coloca un transformador neutralizador en la ubicación B. Calcule los voltajes inducidos en el cable piloto.
(b) Suponga un reactor de drenaje mutuo instalado en la ubicación C y conectado a tierra como se indica en la figura. Calcule el voltaje de transferencia máximo en el cable piloto.

Solución: El modelo WinIGS para este sistema se muestra en la Figura E9.xa.

A completar.

Portador de línea eléctrica: El portador de la línea eléctrica utiliza los conductores de energía para transmitir información. Para confinar la información en la línea bajo protección, se utilizan trampas de ondas, condensadores de acoplamiento y reactancias de RF. En la figura 9.18 se muestra una disposición típica. En la Figura 9.19 se muestra una fotografía de una instalación típica. La frecuencia de las señales utilizadas está en el rango de 50 a 490 kHz. La potencia típica es de 10 vatios, lo que es bueno para distancias de hasta 100 millas. Para distancias más largas se utilizan transmisores de 100 Watts. Por lo general, solo se usa un ancho de banda de 4 kHz para protección.

El portador de línea eléctrica se utiliza en varias configuraciones. Lo más común es equipar solo una fase con una trampa de ondas, un condensador de acoplamiento y un inductor de RF. En este caso, normalmente se utiliza la fase intermedia, ya que es más probable que la fase intermedia experimente la menor probabilidad de una falla en esa fase. Sin embargo, existen sistemas que utilizan dos fases para una mayor confiabilidad, como el que se muestra en la Figura 9.19. También hay sistemas que utilizan las tres fases.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Discuta los problemas de transmisión cuando ocurre una falla en el conductor de fase utilizado para transmisión.



Figura 9.18: Ilustración del sistema portador de línea eléctrica



Figura 9.19: Sistema portador de línea en 500 kV con dos fases
(Cortesía de TVA)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Microonda: Opera en frecuencias de 150 MHz a 20 GHz. Necesita trayectoria de "visión óptica". Proporciona muchos canales de 4 kHz. La capacidad extra se utiliza para otras comunicaciones. Se utiliza cuando se requiere la transmisión de datos.

Fibra óptica: Este se está convirtiendo en el enlace de comunicación preferido. Proporciona varios miles de canales de comunicación de 4 kHz. La capacidad adicional se utiliza para otras comunicaciones y se puede alquilar para obtener ingresos adicionales. Se han utilizado varias implementaciones diferentes. Actualmente, el uso de alambre blindado compuesto se ha convertido en el estándar. Se utiliza cuando se requiere la transmisión de datos.

9.5.2 Viaje

Esta sección describe las diversas opciones para generar la señal de disparo del relé.

Disparar versus bloquear: La retransmisión piloto se clasifica como *sistema de viaje de transferencia* si es necesaria una señal de comunicación para el disparo. Un sistema de bloqueo es aquel en el que la presencia de una señal transmitida evita el disparo del interruptor.

La opción seleccionada depende de la selección de los medios de comunicación y la confiabilidad del canal de comunicación. Como ejemplo, considere el uso de PLC. En este caso, una falla en la línea puede afectar el canal de comunicación. Será preferible un esquema de bloqueo.

Por redundancia, se pueden utilizar dos sistemas. En este caso, uno puede ser un viaje de transferencia y el otro un bloqueo.

El viaje de transferencia puede ser (a) directo, (b) permisivo o (c) redundante.

9.5.3 Lógica

Esta sección describe las diversas opciones para transmitir lógica.

Bloqueo de comparación direccional: El principio fundamental de este esquema es el siguiente: la dirección de la falla se puede determinar fácilmente en cualquier terminal mediante relés de distancia o por sobrecorriente. La señal de bloqueo se transmite solo cuando ocurre una falla en un dirección en extremo inverso. El esquema se ilustra en la Figura 9.20.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

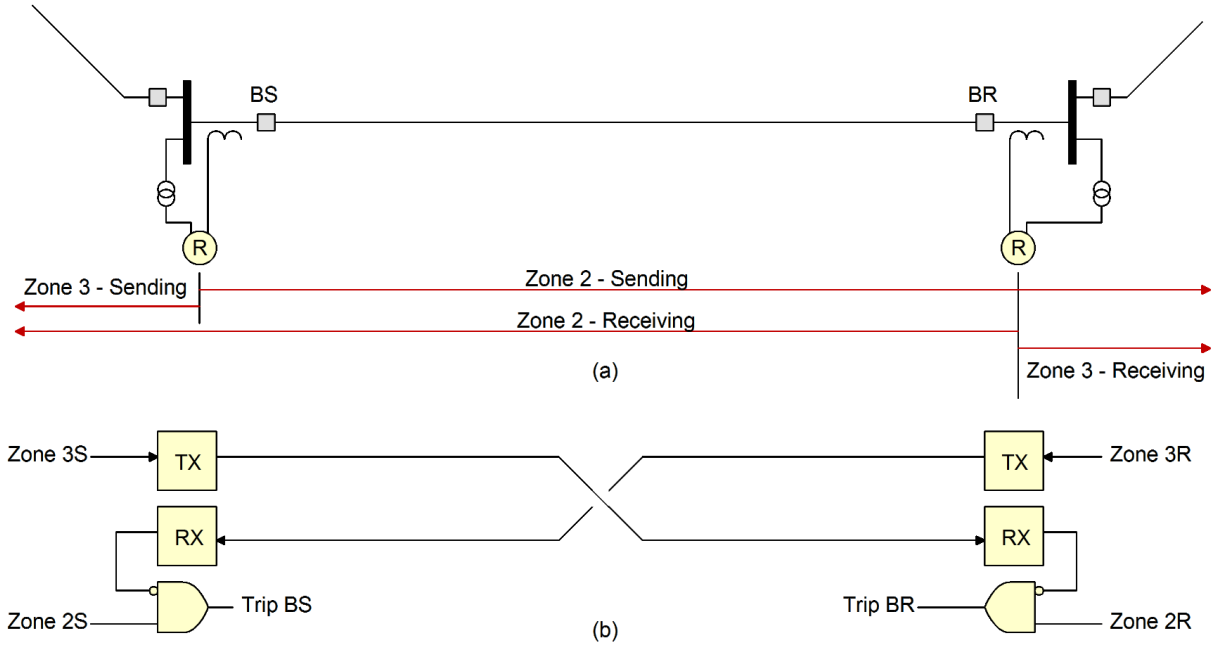


Figura 9.20: Esquema básico de bloqueo de comparación direccional (DCB)

El esquema se puede implementar con una variedad de relés, se ha mencionado que se pueden usar relés de distancia o relés de sobrecorriente direccionales. En caso de relés mho: configure el relé de avance entre el 175% y el 200% de la línea. Configure el relé de retroceso de 125% a 160%.

Ejemplo E9.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E5.x. Determine la configuración para la protección de la línea 10-20.

A completar

Desbloqueo de comparación direccional: El principio fundamental de este esquema es: Durante las condiciones normales de funcionamiento, envíe una señal de bloqueo de diferente frecuencia. La presencia de esta señal indica que el equipo está funcionando.

Ejemplo E9.x: Considere el sistema de energía eléctrica simplificado de la Figura E5.x. Determine la configuración para la protección de la línea 10-20.

A completar

Viaje de transferencia directo por debajo del alcance: El principio fundamental de este esquema es: Si se detecta una falla en la línea que se va a proteger (zona 1 por debajo del alcance, típicamente el 80% de la longitud de la línea), la línea se dispara sin demora intencional. Requiere un canal de comunicación independiente de la línea a proteger.

El esquema se puede implementar con: una señal de guarda que cambia la frecuencia para el disparo. La frecuencia de guarda monitorea la integridad del canal de comunicación.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Configuraciones típicas: uso de un relé de distancia y configúrelo para el 80% de la longitud de la línea.

Si la línea es demasiado corta, es posible que este esquema no funcione bien.

Ejemplo E9.x: Considere el sistema de energía eléctrica simplificado de la Figura E5.x. Determine la configuración para la protección de la línea 10-20. El viaje de transferencia puede ser (a) directo, (b) permisivo o (c) redundante.

A completar

Problemas con el canal de comunicación:

(a) integridad del canal
(b) ruido
(c) retrasos

Disparo de transferencia de alcance excesivo permisivo (POTT): El principio fundamental de este esquema es: Utilice relés de sobrealcance de distancia y disparo de transferencia de diferente frecuencia para cada extremo. La falla en la línea será detectada por ambos relés en la dirección de avance. El término permisivo indica en general que se necesita la cooperación de dos o más relés para la acción de disparo. La lógica básica de este esquema se muestra en la Figura 9.21.

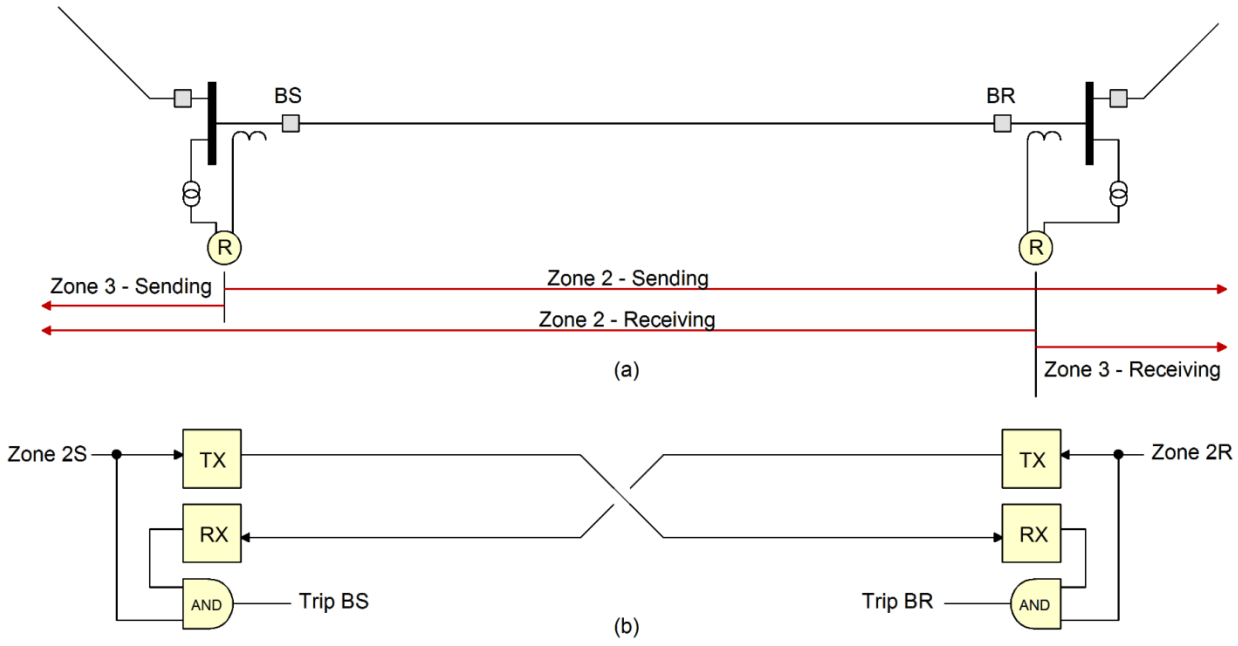


Figura 9.21: Esquema de Disparo de Transferencia de Sobrealcance Permisivo Básico (POTT)

El esquema se puede implementar con: Configuraciones de distancia típicas: 150% de impedancia de línea.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Ejemplo E9.x: Considere el sistema de energía eléctrica simplificado de la Figura E5.x. Determine la configuración para la protección de la línea 10-20.

Solución: Para el esquema POTT, seleccionaremos un ajuste del 150% de la impedancia de línea.

A completar

Ejemplo E9.x: Una línea de transmisión tiene una impedancia de secuencia cero que es 3,5 veces su impedancia de secuencia positiva. Calcule el exceso de alcance recomendado para el esquema POTT.

Solución: La impedancia vista por el relé para una falla monofásica a tierra al final del la línea será:

$$Z \quad \frac{z_1 \; z_2 \; z_0}{3} \qquad \frac{2z_1 \; 3{,}5z_1}{3} \quad 1{,}83z \qquad {}_1$$

o 183% de la impedancia de línea. Por lo tanto, para llegar al final de la línea para fallas monofásicas, seleccione un ajuste de 190% o 200%.

Disparo de transferencia de alcance inferior permisivo (PUTT): El principio fundamental de este esquema es: Utilice un relé de alcance insuficiente y uno de alcance excesivo en ambos extremos. El relé de sobrealcance realiza la función permisiva. El relé de alcance insuficiente inicia un viaje de transferencia.

El relé se dispara cuando el relé de sobrealcance "ve" la falla (función permisiva) y se ha recibido un disparo de transferencia. Tenga en cuenta que el esquema requiere dos relés en cada extremo. El circuito de control se muestra a continuación.

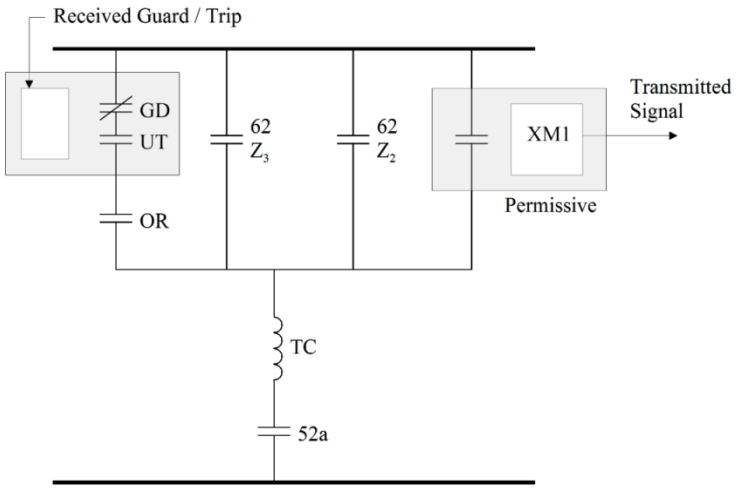


Figura 9.22: Circuito de control de un relé de disparo de transferencia de subalcance permisivo

Ejemplo E9.x: Considere el sistema de energía eléctrica simplificado de la Figura E5.x. Determina el ajustes para la protección de la línea 10-20.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

A completar

Comparación de fases: El principio fundamental de este esquema es: Si las corrientes en ambos extremos están en fase, la falla está en la línea a proteger. Si la falla es externa, las corrientes están desfasadas 180 grados.

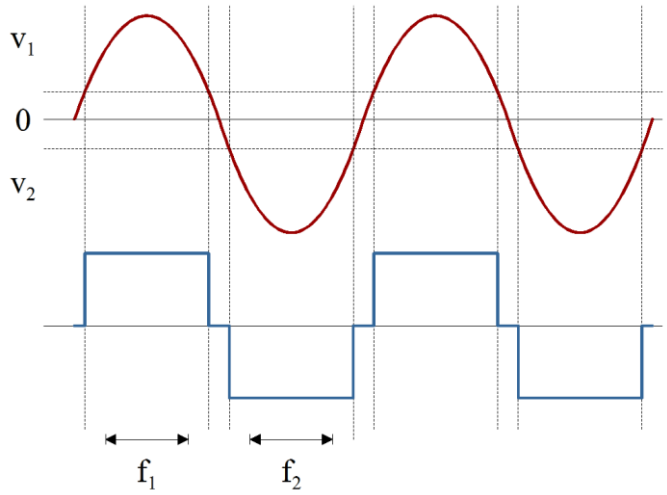


Figura 9.23: Generación de señales de comparación de fases

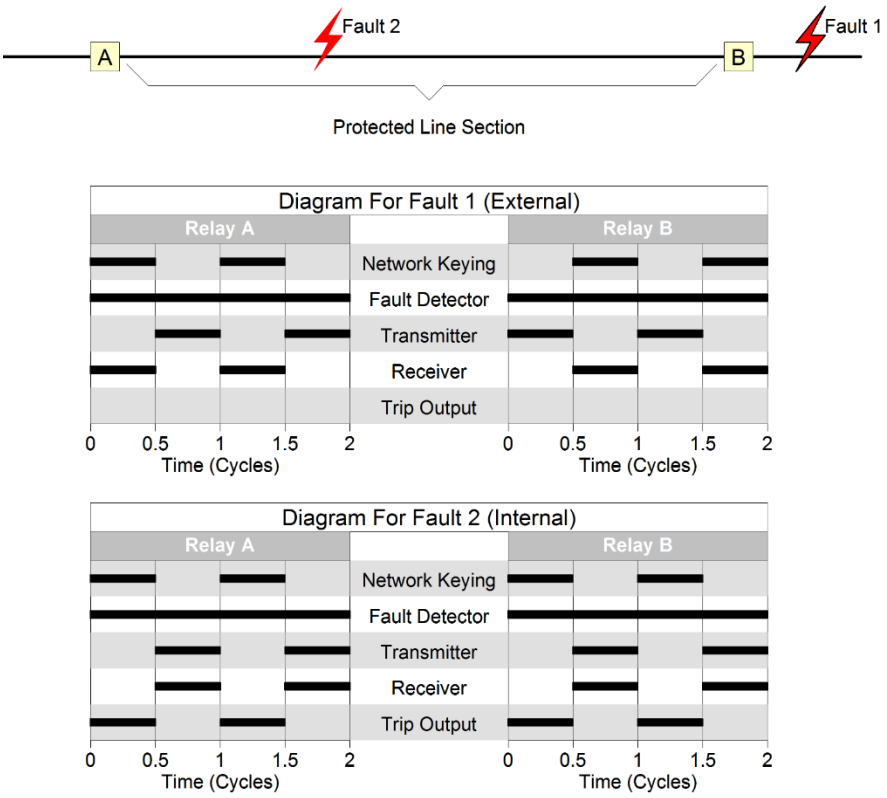


Figura 9.24: Ejemplo de protección de línea de comparación de fases

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

El esquema se puede implementar con: Se envía una señal de cierta frecuencia durante el semiciclo positivo de la corriente. (o se envía una señal para ambos semiciclos de diferente frecuencia). En realidad, la relación de fase no es exactamente de 180 grados. Genera ejemplos.

La implementación puede ser con comparación de fase no segregada o con comparación de fase segregada. Explique ventajas, desventajas.

Discuta los cambios de fase y retrasos relacionados con la transmisión. Si el cable usa aislamiento con dieléctrico épsilon, el tiempo de transmisión en líneas largas puede introducir un cambio de fase sustancial. Por ejemplo, una línea de 150 millas.

Ventaja: funciona solo con corriente y por lo tanto no necesita voltaje (ventaja de costo).

Ideal para líneas cortas.

9.6 Protección diferencial de línea

Los diversos esquemas de protección que se han descrito hasta ahora tienen dos limitaciones básicas cuando se aplican a las líneas de transmisión: (a) no son capaces de determinar con absoluta certeza que la falla está en la línea bajo protección y por lo tanto deben depender de la coordinación para la limpieza adecuada de la falla, y (b) carecen de la capacidad de eliminar la falla en una línea simultáneamente en los dos extremos de la línea. Debido a estas limitaciones, la detección y eliminación de fallas no puede ser rápida. La protección rápida y el disparo simultáneo de la línea desde ambos terminales se pueden lograr con protección diferencial y comunicaciones entre los relés en los dos terminales de la línea. En menor medida, se pueden lograr objetivos similares con la retransmisión piloto. Examinaremos primero la protección diferencial y luego la retransmisión piloto.

La protección diferencial para las líneas de transmisión presenta desafíos debido a la distancia entre los dos terminales de la línea. La aplicación directa de la protección diferencial requerirá cables de un extremo de la línea al otro. Estos cables estarán en paralelo con la línea eléctrica y durante las fallas pueden experimentar voltajes inducidos.

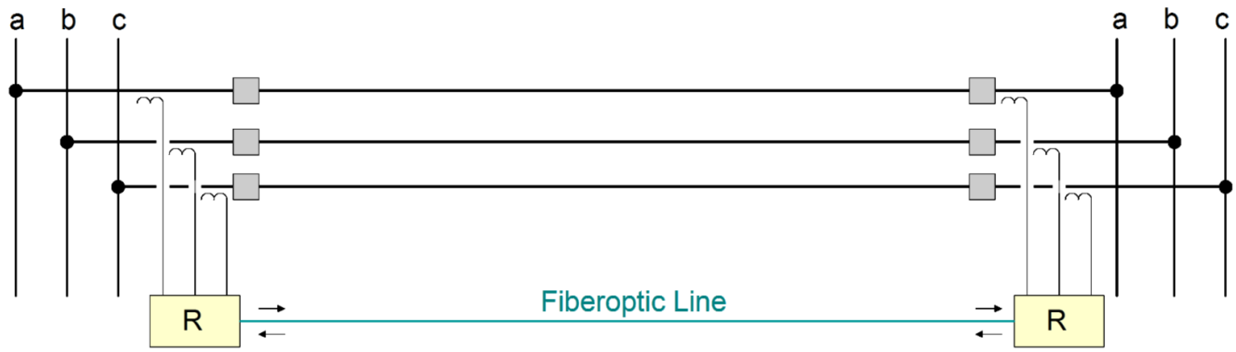
Los esquemas de protección diferencial brindan más certeza para identificar si la falla está dentro de la zona de protección. Sin embargo, debido a la extensión geográfica de las líneas de transmisión, la retransmisión diferencial no se puede aplicar fácilmente, excepto en líneas relativamente cortas. Esto se puede entender fácilmente ya que para un esquema diferencial, las corrientes deben medirse en los dos extremos de la línea simultáneamente y llevarse a la ubicación del relé diferencial. Los cables que requiere la protección diferencial tradicional presentarán problemas técnicos, logísticos y de costos adicionales. Durante las fallas, los voltajes inducidos en estos cables pueden ser excesivos y deben mitigarse con diseños apropiados. Sin entrar en más discusiones sobre los temas,

Los esquemas de protección diferencial tienen atractivas ventajas. Por esta razón, se han desarrollado enfoques y sistemas a lo largo de los años para permitir algunas de estas ventajas para el

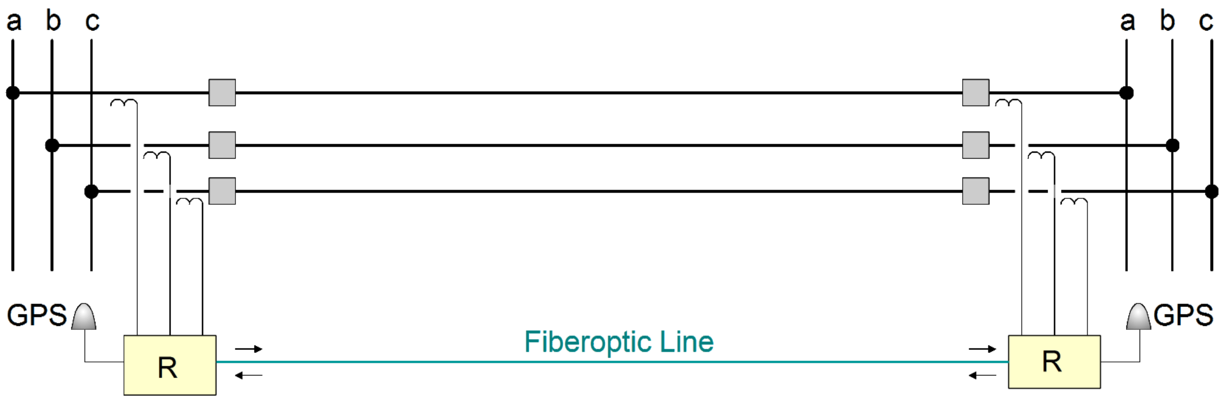
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

protección de líneas de transmisión. Dado que el obstáculo básico para proporcionar protección diferencial a las líneas es la comunicación de los voltajes y corrientes desde los terminales de la línea al relé, los desarrollos fueron en la línea de cuánta información se puede comunicar de un extremo de la línea a otro, con qué medios de comunicación y cómo se utilizará esta información. Nos referimos a todos estos desarrollos (que se presentarán más adelante) como retransmisión piloto. Recientemente, la introducción de mediciones sincronizadas con GPS y comunicaciones de fibra óptica proporcionó la tecnología habilitadora para una verdadera protección diferencial de las líneas de transmisión. Específicamente, las mediciones sincronizadas con GPS permiten la medición simultánea de voltajes y corrientes en terminales remotos de una línea. Estas mediciones tienen una etiqueta de tiempo y se pueden comunicar a través de fibra óptica a la ubicación del relé. El relé puede alinear las medidas en el tiempo y realizar una verdadera función de protección diferencial. En la figura 9.25 se muestra una ilustración de este enfoque. La comunicación de fibra óptica se puede proporcionar en los cables blindados de una línea aérea o mediante líneas de fibra óptica incrustadas en el cable para la transmisión UG. Este enfoque proporciona un método de protección seguro, siempre que la señal GPS esté disponible y la comunicación de fibra óptica esté operativa. La confiabilidad de estos sistemas puede ser muy alta, por ejemplo, para la disponibilidad del GPS, se puede proporcionar un equipo de bajo costo que mantendrá el tiempo del GPS durante un tiempo sustancial. En la figura 9.25 se muestra una ilustración de este enfoque. La comunicación de fibra óptica se puede proporcionar en los cables blindados de una línea aérea o mediante líneas de fibra óptica incrustadas en el cable para la transmisión UG. Este enfoque proporciona un método de protección seguro, siempre que la señal GPS esté disponible y la comunicación de fibra óptica esté operativa. La confiabilidad de estos sistemas puede ser muy alta, por ejemplo, para la disponibilidad del GPS, se puede proporcionar un equipo de bajo costo que mantendrá el tiempo del GPS durante un tiempo sustancial. En la figura 9.25 se muestra una ilustración de este enfoque. La comunicación de fibra óptica se puede proporcionar en los cables blindados de una línea aérea o mediante líneas de fibra óptica incrustadas en el cable para la transmisión UG. Este enfoque proporciona un método de protección seguro, siempre que la señal GPS esté disponible y la comunicación de fibra óptica esté operativa. La confiabilidad de estos sistemas puede ser muy alta, por ejemplo, para la disponibilidad del GPS, se puede proporcionar un equipo de bajo costo que mantendrá el tiempo del GPS durante un tiempo sustancial.

períodos en caso de pérdida de señales de satélite y se pueden utilizar líneas de fibra óptica redundantes.



(a)



(B)

Figura 9.25: Ilustración de la protección diferencial de línea
(a) Diferencial de línea con comunicaciones rápidas
(b) Medidas sincronizadas con GPS

La protección diferencial de línea es un desarrollo relativamente reciente. Por otro lado, hay muchos esquemas de retransmisión piloto heredados y se están instalando muchos más. A continuación se ofrece una revisión de estos esquemas.

Para comprender mejor el impacto de la no sincronización, se considera un ejemplo simple.

Ejemplo E9.x: Considere una línea de transmisión con un cable de fibra óptica entre los dos terminales de la línea. Suponga que se aplica un esquema diferencial de línea para la protección de la línea. Suponga un error de tiempo de 0,1 mseg. Calcule la corriente en la bobina de operación del relé diferencial cuando la línea transporta 1500 A.

Solución: por simplicidad, no consideraremos ningún otro problema. Suponemos que la corriente es la misma en ambos terminales de la línea y el error se debe solo al error de sincronización. Un error de tiempo de 0,1 ms significa un error de fase de 2,16 grados. Así, la corriente diferencial será:

$$\tilde{I}_o 1{,}500.0\ 1500 mi_{j2.16^0}\ 1.065\ j56.5353\ 56.545 mi_{j88{,}92^0}$$

9.6.1 Protección diferencial del cable piloto

Este esquema se ilustra en las Figuras 9.16 y 9.17.

9.6.2 Protección diferencial de línea del plano alfa

Este método se basa en transmitir el fasor de corriente medido de un extremo de la línea al otro y tomar la relación de los fasores de corriente en los dos extremos de la línea. Para una línea ideal y despreciando la corriente capacitiva de la línea, esta relación será exactamente -1.0. Si hay una falla interna en la línea, la relación del fasor actual será diferente de -1.0. Para una falla externa, la relación será cercana a -1.0. Para una línea trifásica, el método utiliza corrientes trifásicas en ambos lados de la línea.

Debido a la corriente capacitiva de la línea, la relación de las corrientes se desviará de -1.0. Cuanto más larga sea la línea, mayor será la desviación. Además, la relación variará dependiendo de la carga de la línea. En una línea con carga más ligera, la relación de las corrientes en los dos extremos puede desviarse mucho más que el valor de -1,0. Otro problema que afecta la precisión de la relación es la sincronización horaria de las mediciones. En cualquier momento, los errores harán que la relación se desvíe del -
Valor 1.0. Por todas estas razones, el relé está configurado para operar solo cuando la relación tiene un valor que prácticamente garantiza que una falla interna está causando la desviación. Basado en muchos estudios, el
La característica recomendada del relé se muestra en la Figura 9.26.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

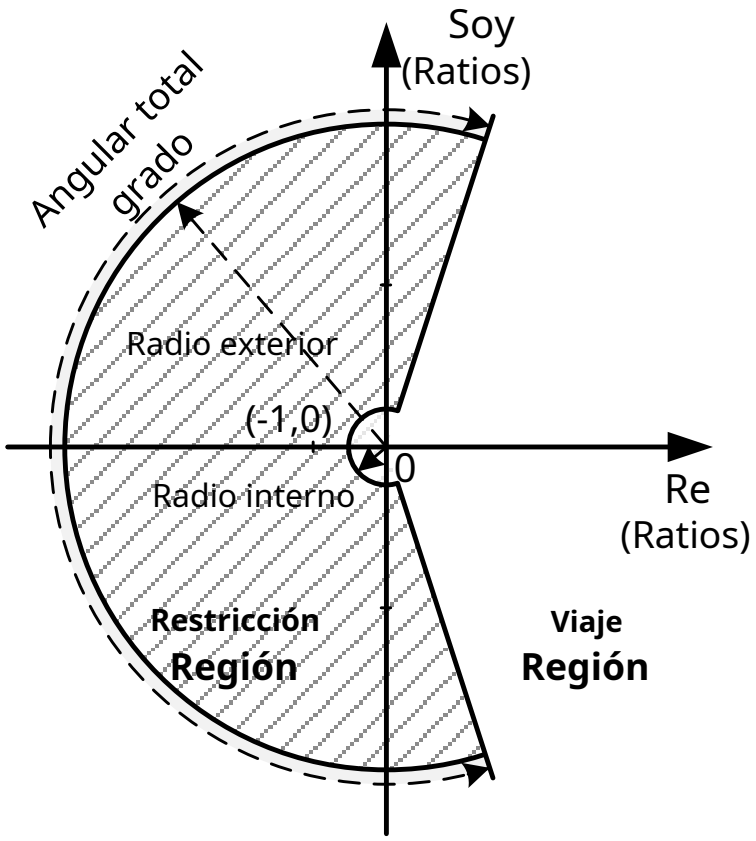


Figura 9.26: Característica de protección diferencial de línea en el plano alfa

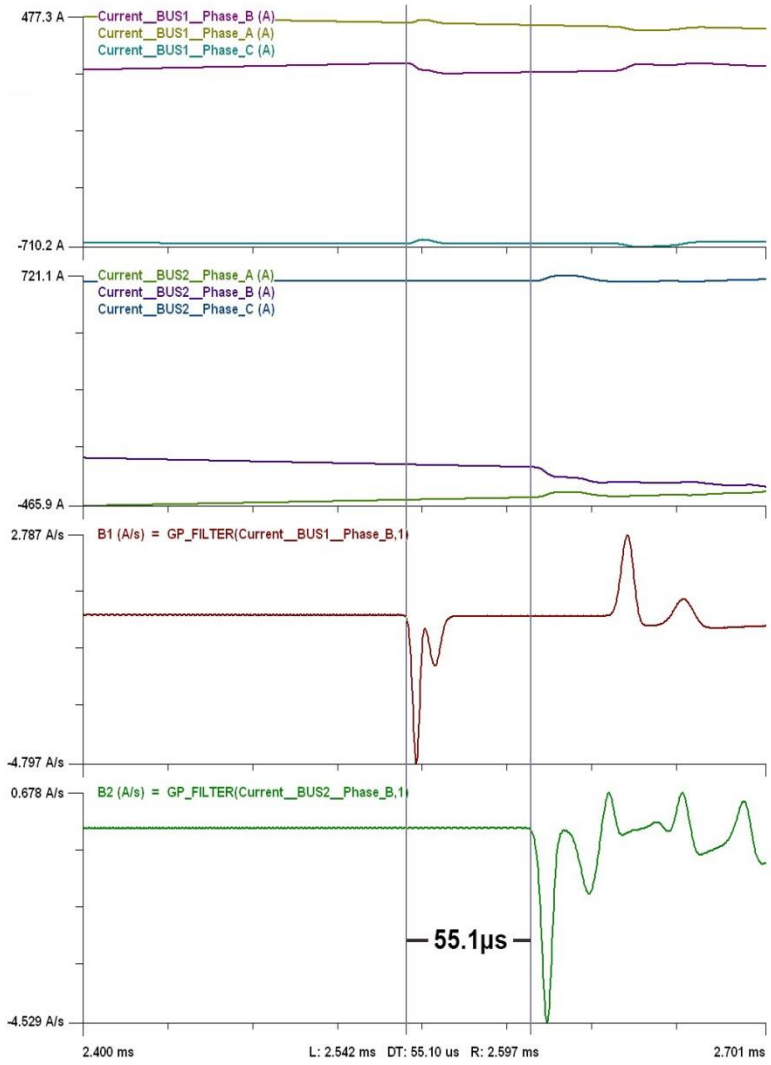
9.7 Protección de líneas contra ondas viajeras

Cuando ocurre una falla en una línea de transmisión, genera transitorios que se propagan a través de las líneas de transmisión a velocidades muy rápidas. Nos referimos a estos como ondas viajeras. La velocidad de propagación varía según el modo del transitorio. Por ejemplo, las fallas de línea a línea generalmente generan transitorios que viajan a una velocidad aproximadamente igual a la velocidad de la luz. Las fallas a tierra inician dos tipos de ondas viajeras; uno viaja a la velocidad de la luz (modo lineal) y otro viaja a velocidad reducida, típicamente del 50 al 70% de la velocidad de la luz (modo terrestre). Las ondas viajeras se han explorado para la protección de líneas de transmisión durante muchas décadas. Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de relés que utilizan ondas viajeras (TW) para detectar y localizar fallas de una manera rápida, rentable y relativamente confiable.

Una falla inicia tanto ondas viajeras de corriente como ondas viajeras de voltaje. Así, en teoría, se pueden detectar ondas viajeras de voltaje u ondas viajeras de corriente. Un ejemplo a continuación ilustra el funcionamiento de un relé de onda viajera ideal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Ejemplo E9.x: Considere un transformador de corriente ideal de línea aérea de
115 kV de 27,5 millas de largo
Tasa de muestreo 2 Ms / s
Dos conjuntos de trazas superiores: corrientes trifásicas en dos extremos de la línea, respectivamente
Baje dos trazas: formas de onda filtradas de fases con falla. Hora de llegada de la ola en los dos extremos
están claros.
Localización de fallos:
Localización de fallos:



$I_{F\ línea}\ L/2_{s}\ r_{\ línea}$

Línea aérea de 115 kV de 27,5 millas de largo

Transformadores de voltaje ideales

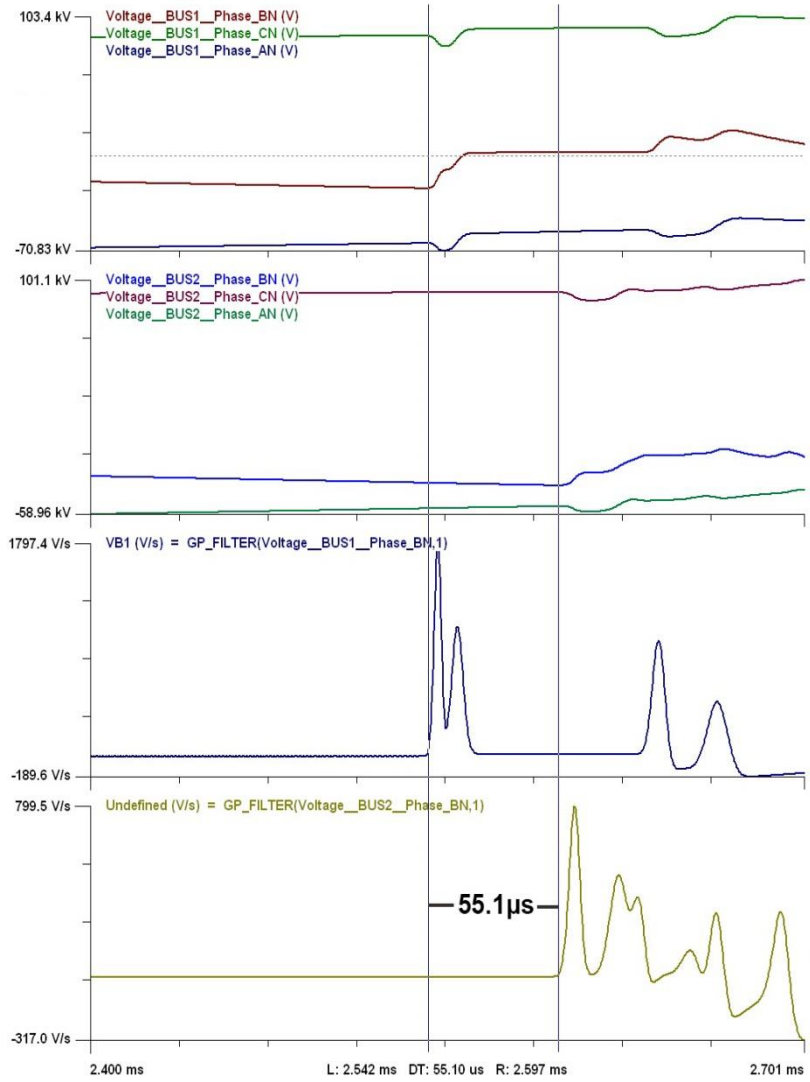
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Tasa de muestreo 2 Ms / s

Los dos primeros conjuntos de trazas: voltajes trifásicos en dos extremos de la línea, respectivamente

Inferior dos trazas: formas de onda filtradas de fase con falla. El tiempo de llegada de la ola en los dos extremos es claro.

Localización de fallos:



Este ejemplo ilustra que, en teoría, tanto las ondas viajeras de voltaje como las de corriente pueden usarse para detectar el tiempo de llegada de las ondas de voltaje o de corriente y así calcular la ubicación de la falla. También debe tenerse en cuenta que el uso de mediciones sincronizadas con GPS es muy importante para este relé.

Cuando estos relés se aplican con TC o TT de diseño convencional o especial, se deben considerar las características de los transformadores de medida. Tenga en cuenta que estos relés dependen

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

al detectar el rápido aumento del frente de onda viajera que, en general, comprende altas frecuencias. Por lo tanto, los transformadores de instrumentos deben permitir el paso de altas frecuencias tanto como sea posible. Desde este punto de vista, los transformadores de corriente representan una mejor opción. Esta es la razón por la que muchos fabricantes prefieren utilizar la corriente como la cantidad de detección [7] [8].

El ejemplo indicó un relé que usa los tiempos de llegada de la onda viajera en ambos extremos de la línea (método de dos extremos). Es posible diseñar el relé para que se base en los tiempos de llegada de las ondas viajeras en un solo extremo. En este caso, el tiempo de llegada de las ondas reflejadas se mide con el fin de localizar la falla. Porque como las ondas viajeras se reflejan y refractan cuando encuentran discontinuidades a lo largo de la línea, las ondas reflejadas no son tan fuertes y generan un problema de confiabilidad.

9.7 Protección de líneas mutuamente acopladas

Muchas líneas eléctricas pueden compartir el derecho de paso (o torres / postes) con otras líneas en parte o en toda su longitud. En este caso, existe un acoplamiento mutuo entre las líneas. El acoplamiento mutuo induce voltajes en las líneas con falla y sin falla y puede alterar lo que los relés "ven" con la posibilidad de alterar la decisión del relé. Estos efectos se analizarán con un ejemplo. Ejemplo para agregar.

Para las líneas mutuamente acopladas, el desafío lo presenta el acoplamiento mutuo magnético que afecta principalmente a las redes de secuencia cero. La figura 9.27 muestra un ejemplo de sistema de líneas de transmisión acopladas mutuamente. Tenga en cuenta que, en general, el acoplamiento mutuo puede ocurrir en una sola sección. de las líneas.

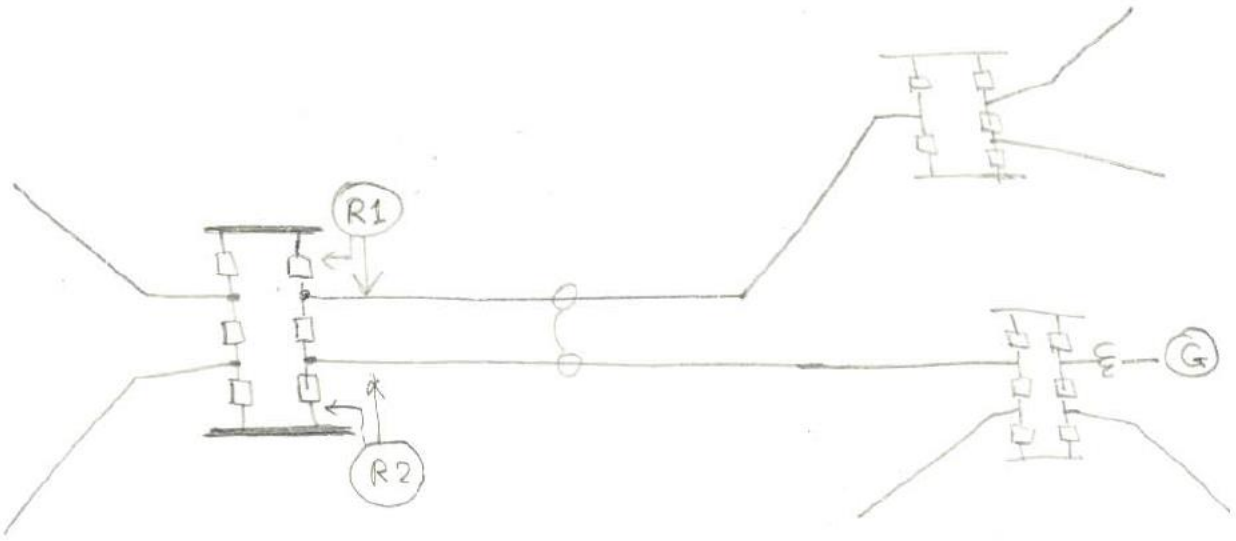


Figura 9.27: Líneas de transmisión mutuamente acopladas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Un enfoque para superar la influencia del acoplamiento de secuencia cero y el voltaje / corriente inducidos en líneas adyacentes es proporcionar compensación a los relés de distancia. Los relés reciben la entrada de la corriente de secuencia cero de las líneas adyacentes para calcular la impedancia aparente. Se basa en el supuesto de que toda la longitud de la línea protegida está bajo la misma influencia de la corriente de secuencia cero I_0. Las principales desventajas de este enfoque es que el voltaje inducido en la línea bajo protección no solo está influenciado por la corriente de secuencia cero de la línea adyacente, sino también por la corriente de secuencia positiva y negativa (normalmente 5% -7%). . Así, incluso en perfectas condiciones, el método de compensación adolece de errores sistemáticos.

El esquema de protección diferencial de línea funciona bien en líneas mutuamente acopladas [12].

Ejemplo E9.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E9-X. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la Figura. Los parámetros de secuencia de las dos líneas se dan en las Figuras E9-xa y E9-xb (la línea con fallas es la que se muestra en la Figura E9-X). 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.

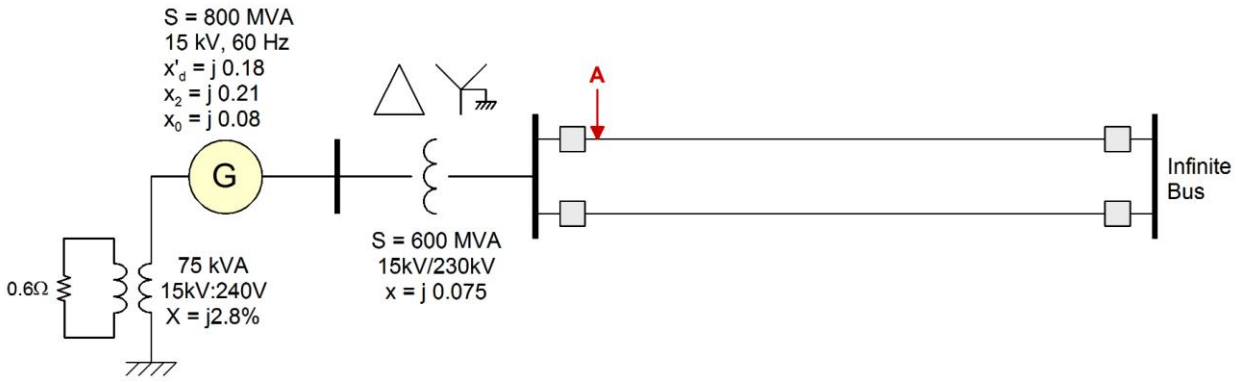


Figura E9-x: Ejemplo de líneas de transmisión mutuamente acopladas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

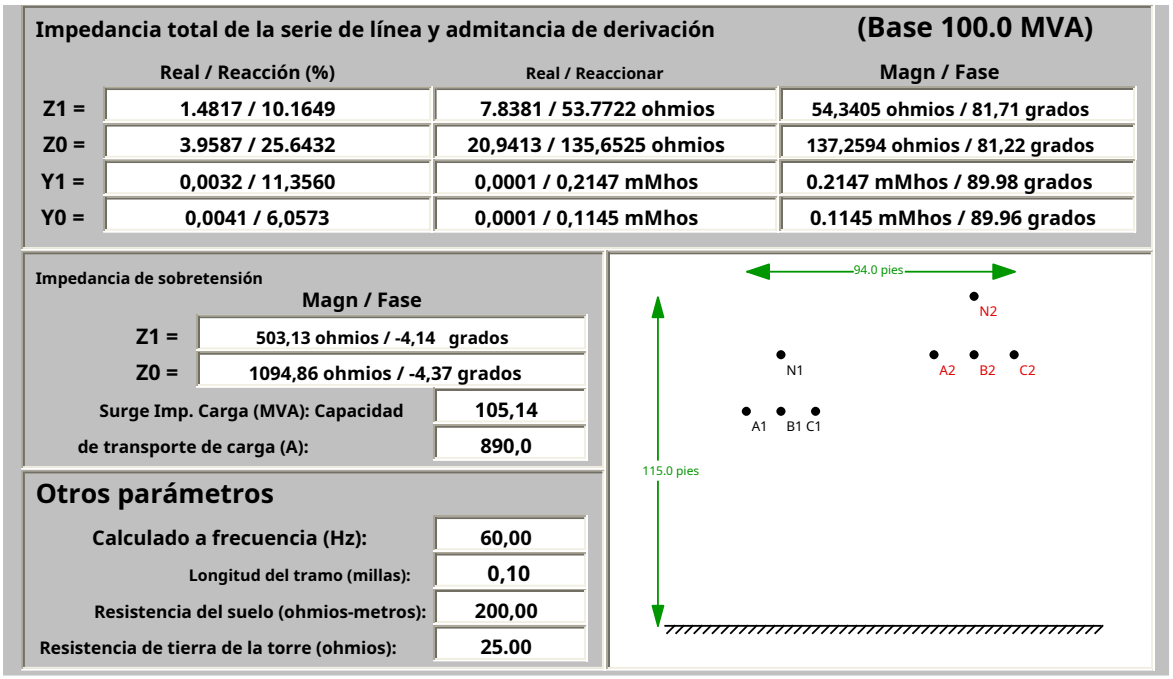


Figura E9-Xa: Parámetros de secuencia y topología del ejemplo acoplados mutuamente Líneas - Línea 2

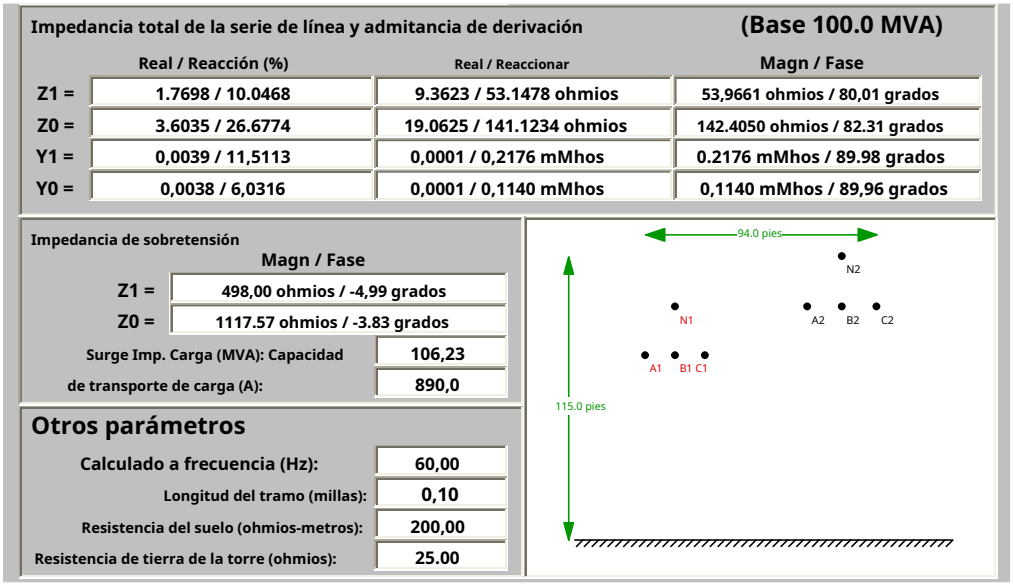
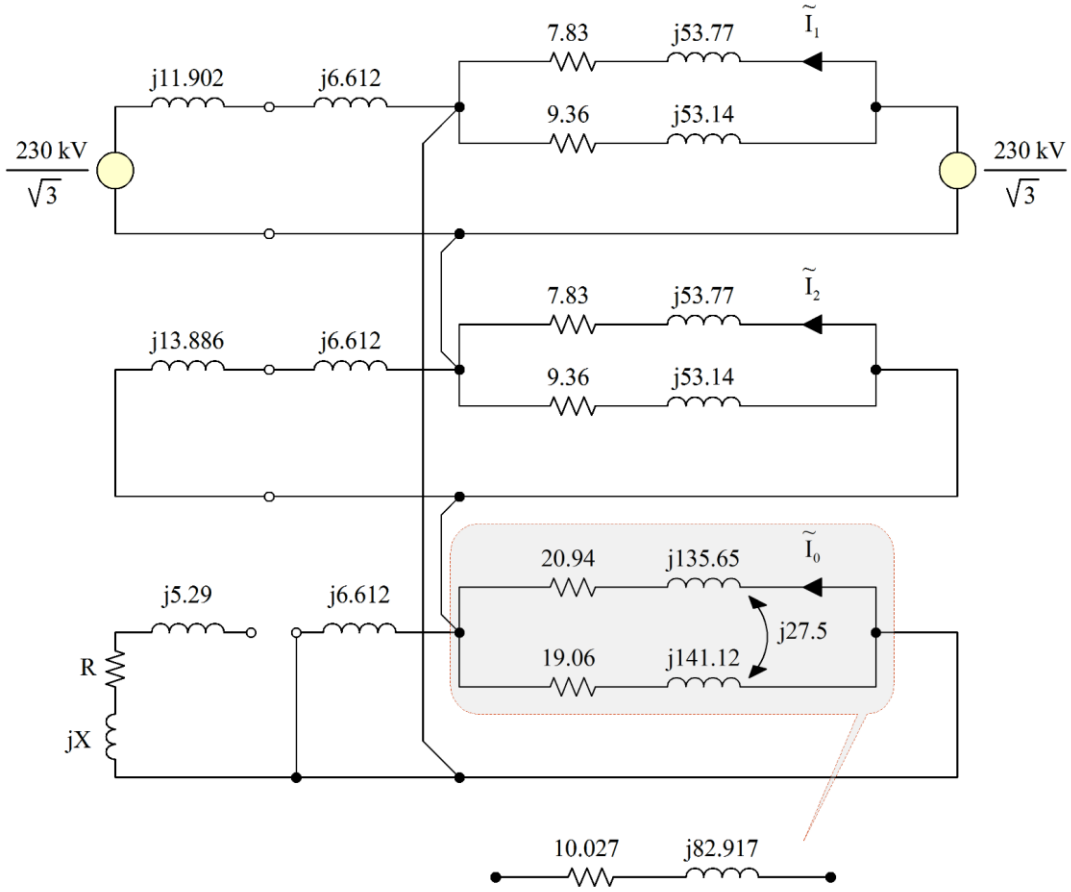


Figura E9-Xb: Parámetros de secuencia y topología del ejemplo acoplados mutuamente Líneas - Línea 1

Solución: El circuito equivalente para la condición de falla especificada es:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



El análisis de cortocircuito del circuito anterior produce:

$\tilde{I}_1$ 933,6$mi_{j82,31_0}$

$\tilde{I}_2$ 990,6$mi^{j82,53^0}$

$\tilde{I}_0$172,8$mi^{j79,79^0}$

$\tilde{I}_a$ 933,6$mi^{j82,31^0}$ 990,6$mi_{j82,53_0}$ 172,8$mi_{j79,79_0}$ 2.096,8$mi_{j82.20_0}$

$\tilde{V}_1$132,77mi_{j0_0}

$\tilde{V}_2$ 0

$\tilde{V}_0$ 0

El relé verá la siguiente impedancia:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$Z \sim \frac{\tilde{V}_a}{I_a + 1{,}5\tilde{I}_0} \sim 56{,}36 mi_{j81{,}94^o} ohmios$$

El relé “verá” la falla fuera de su zona.

Ejemplo E9.y: Considere el sistema de energía eléctrica ilustrado en la Figura E9-Ya. La construcción de las líneas se ilustra en la Figura E9-Yb. Los conductores de fase de la línea tienen los siguientes parámetros: r = 0.08 ohmios / milla, radio = 0.5 pulgadas, GMR = 0.0325 pies. Por simplicidad, descuide los cables blindados. Considere una falla trifásica en el punto A (70% de la longitud de la línea). Calcule la impedancia “vista” por el relé indicado en la figura. 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 líneas de 230 kV. Las tres fuentes equivalentes son idénticas a los siguientes parámetros: $Z_1 = Z_2 = j12{,}2$ ohmios y $Z_0 = j8{,}9$ ohmios. Antes de la falla, el sistema opera con nominal voltajes y descargados. Por simplicidad, descuide las corrientes capacitivas.

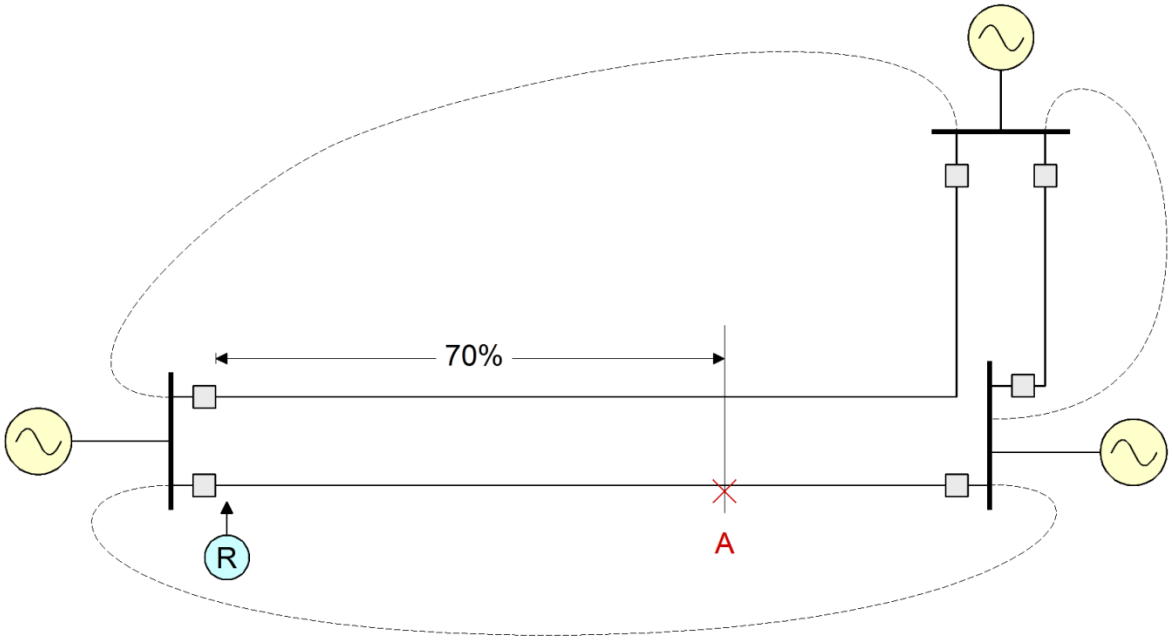


Figura E9-Ya: Ejemplo de líneas de transmisión parcialmente acopladas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

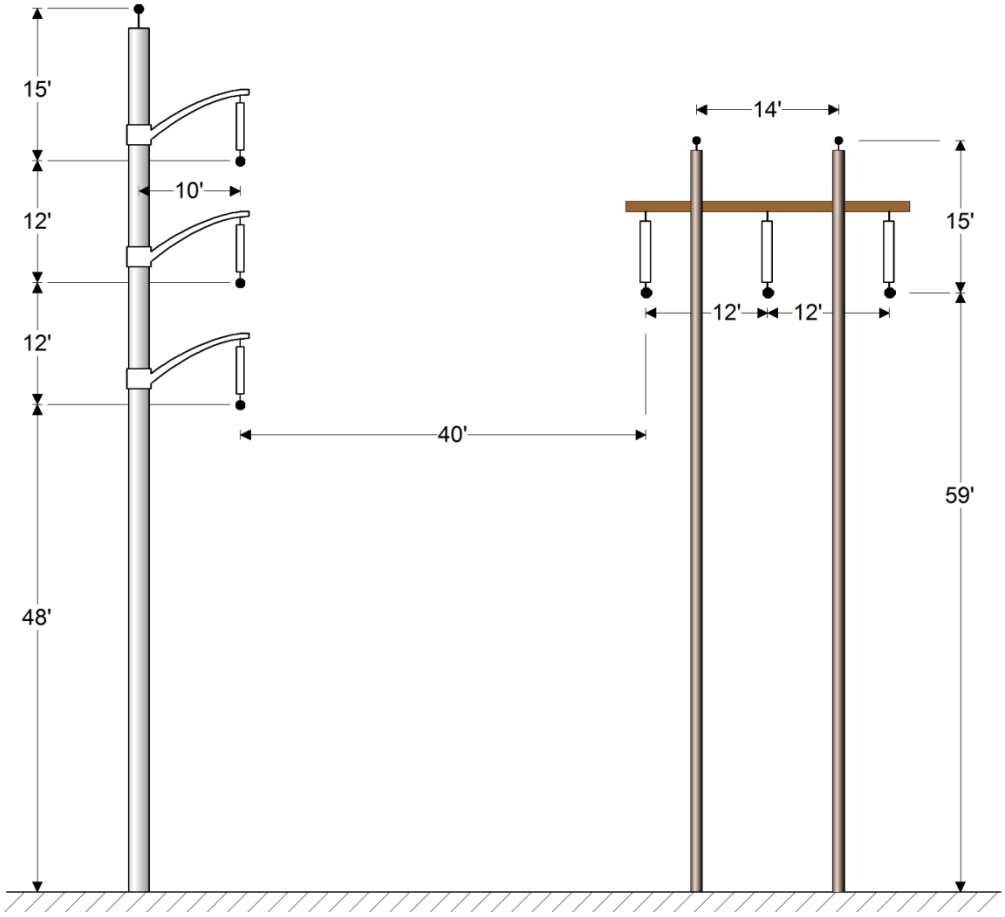
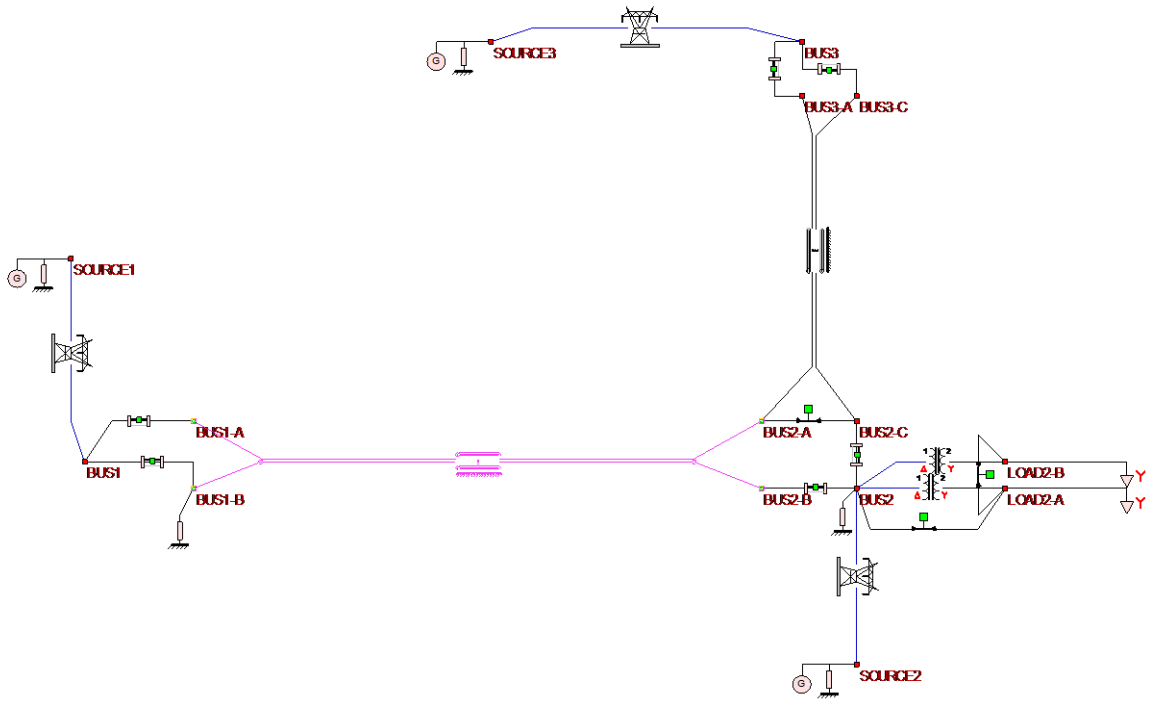
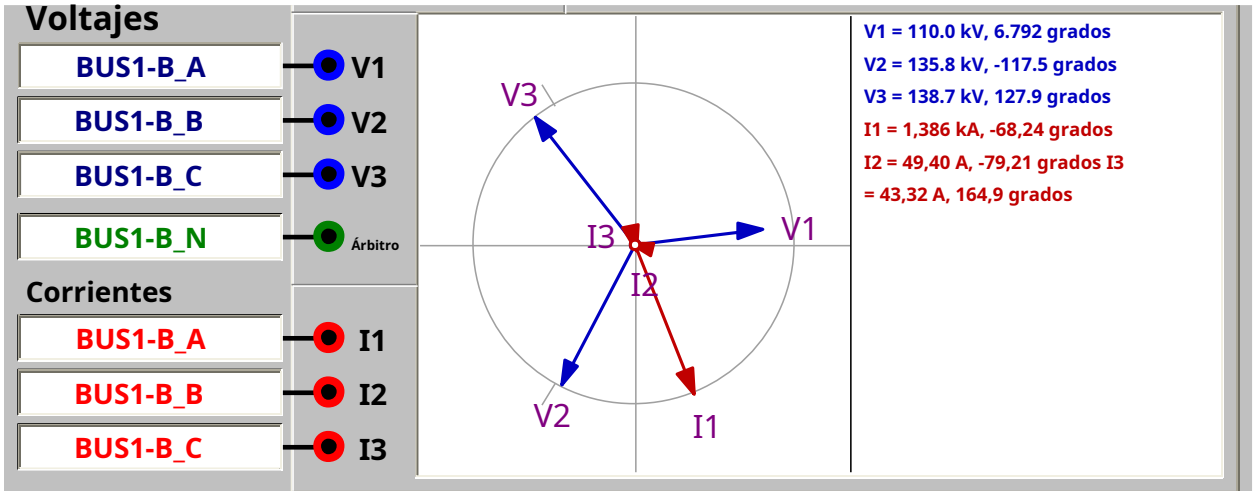


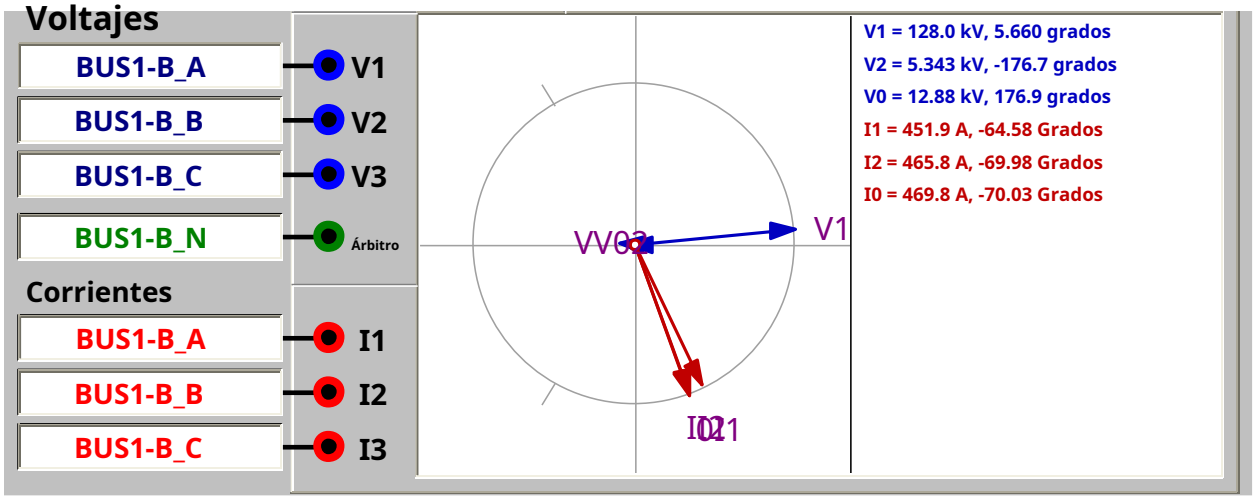
Figura E9-Yb: Topología de líneas de transmisión mutuamente acopladas

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020





Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

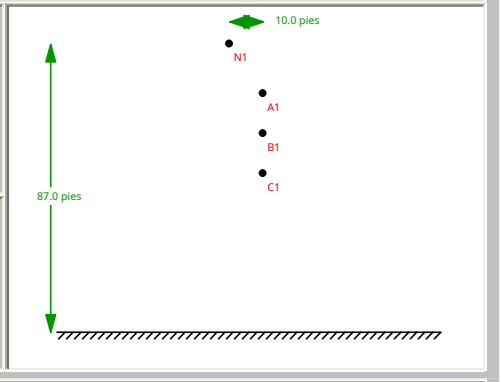


Impedancia total de la serie de línea y admitancia de derivación (Base 100.0 MVA)

	Real / Reacción (%)	Real / Reaccionar	Magn / Fase
Z1 =	5.0292 / 43.4893	6.6512 / 57.5145 ohmios	57.8978 ohmios / 83.40 grados
Z0 =	26.7548 / 159.0802	35,3833 / 210,3836 ohmios	213,3383 ohmios / 80,45 grados
Y1 =	0,0010 / 3,3801	0,0001 / 0,2556 mMhos	0.2556 mMhos / 89.98 grados
Y0 =	0,0013 / 1,7097	0,0001 / 0,1293 mMhos	0.1293 mMhos / 89.96 grados

Impedancia de sobretensión

	Magn / Fase
Z1 =	475,96 ohmios / -3,29 grados
Z0 =	1284,60 ohmios / -4,75 grados
Surge Imp. Carga (MVA):	27,79
Capacidad de transporte de carga (A):	1175.0



Otros parámetros

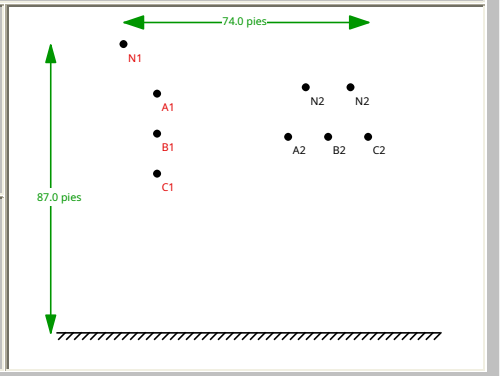
Calculado a frecuencia (Hz):	60,00
Longitud del tramo (millas):	0,10
Resistencia del suelo (ohmios-metros):	100,00
Resistencia de tierra de la torre (ohmios):	25.00

Impedancia total de la serie de línea y admitancia de derivación (Base 100.0 MVA)

	Real / Reacción (%)	Real / Reaccionar	Magn / Fase
Z1 =	5.0299 / 43.4828	6.6520 / 57.5060 ohmios	57.8895 ohmios / 83.40 grados
Z0 =	12.8346 / 110.2717	16,9738 / 145,8343 ohmios	146,8188 ohmios / 83,36 grados
Y1 =	0,0010 / 3,3808	0,0001 / 0,2556 mMhos	0.2556 mMhos / 89.98 grados
Y0 =	0,0013 / 1,8091	0,0001 / 0,1368 mMhos	0,1368 mMhos / 89,96 grados

Impedancia de sobretensión

	Magn / Fase
Z1 =	475,87 ohmios / -3,29 grados
Z0 =	1036,00 ohmios / -3. 30 grados
Surge Imp. Carga (MVA):	27,79
Capacidad de transporte de carga (A):	1175.0



Otros parámetros

Calculado a frecuencia (Hz):	60,00
Longitud del tramo (millas):	0,10
Resistencia del suelo (ohmios-metros):	100,00
Resistencia de tierra de la torre (ohmios):	25.00

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Impedancia total de la serie de línea y admitancia de derivación **(Base 100.0 MVA)**

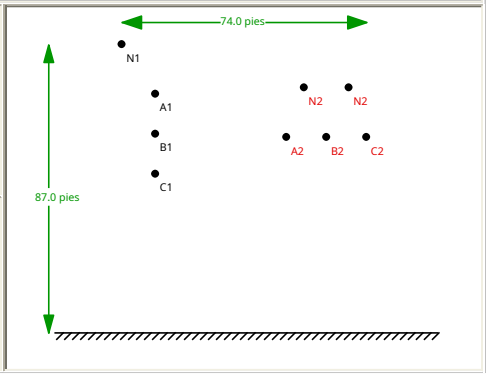
	Real / Reacción (%)	Real / Reaccionar	Magn / Fase
Z1 =	6.6630 / 44.4818	8.8118 / 58.8272 ohmios	59,4835 ohmios / 81,48 grados
Z0 =	17.0545 / 109.3824	22,5545 / 144,6582 ohmios	146.4060 ohmios / 81.14 grados
Y1 =	0,0013 / 3,2914	0,0001 / 0,2489 mMhos	0.2489 mMhos / 89.98 grados
Y0 =	0,0046 / 1,9441	0,0003 / 0,1470 mMhos	0,1470 mMhos / 89,87 grados

Impedancia de sobretensión

	Magn / Fase
Z1 =	488,88 ohmios / -4,25 grados
Z0 =	997,96 ohmios / -4,3 6 grados
Surge Imp. Carga (MVA):	27.05
Capacidad de transporte de carga (A):	1175.0

Otros parámetros

Calculado a frecuencia (Hz):	60,00
Longitud del tramo (millas):	0,10
Resistencia del suelo (ohmios-metros):	100,00
Resistencia de tierra de la torre (ohmios):	25.00

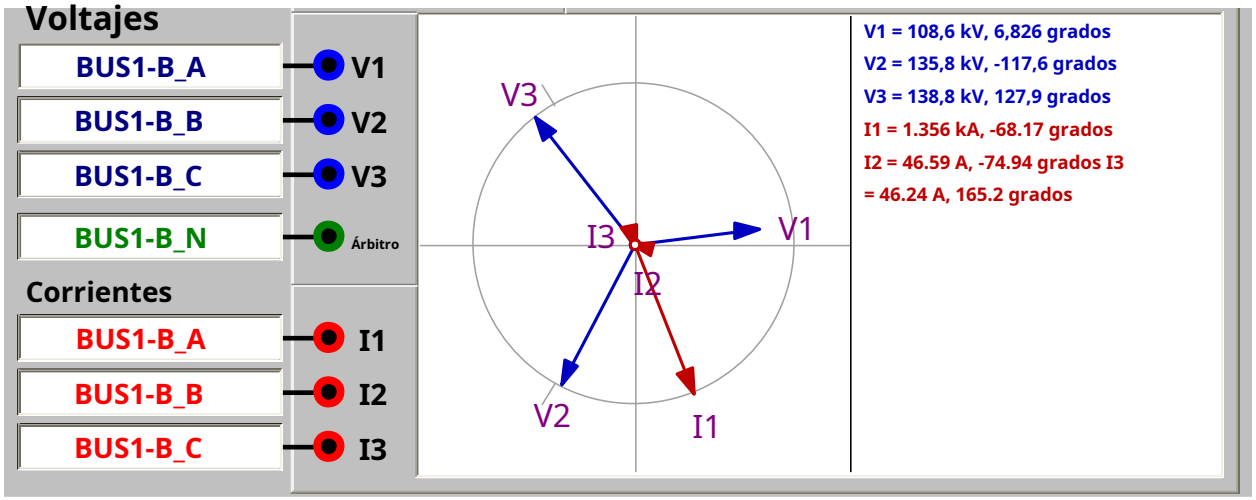


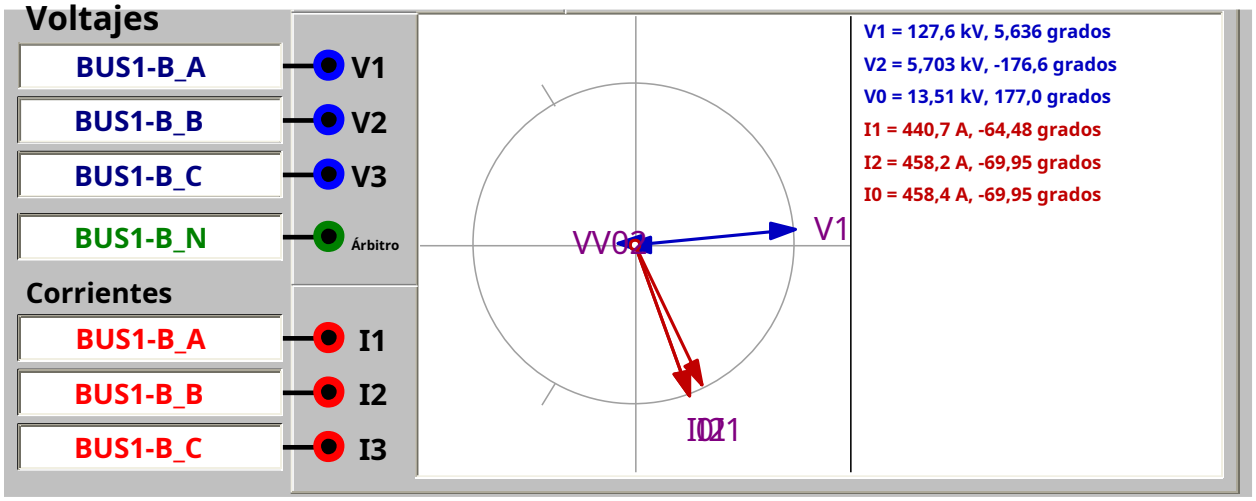
Impedancia y admitancia de derivación de la serie de secuencia cero de línea total **(Bases: 115,0 kV 100,0 MVA)**

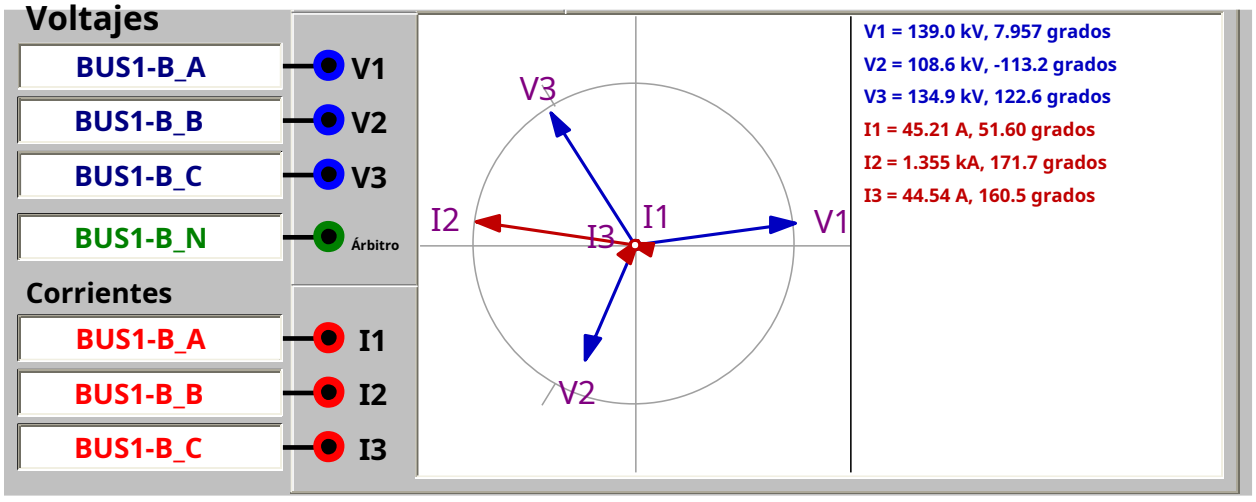
	Real / Reacción (%)	Real / Reaccionar	Magn / Fase
Z0 =	- 0.2388 / -205.8164	- 0.3158 / -272.1923 ohmios	272,1924 ohmios / -90,07 grados
Y0 =	0,0014 / -0,2767	0,0001 / -0,0209 mMhos	0.0209 mMhos / -89.71 grados

Otros parámetros **Calculado en** 60,00 **Hz** **Resistividad del suelo** 100,00 **Ohm-m**

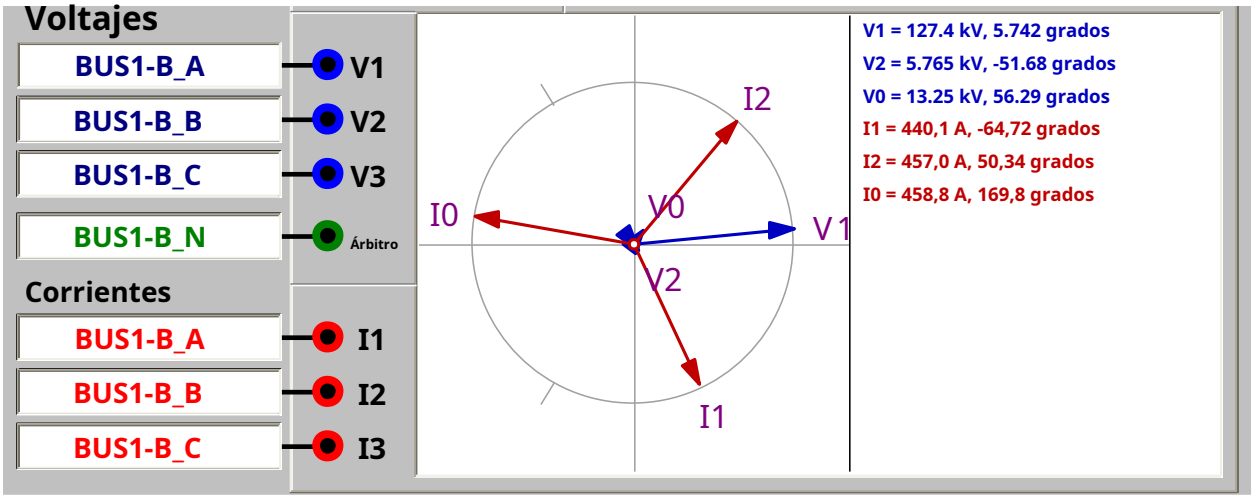
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020







Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



9.8 Protección de líneas de transmisión compensadas en serie

La aplicación de relés de impedancia puede verse comprometida en líneas con compensación en serie.

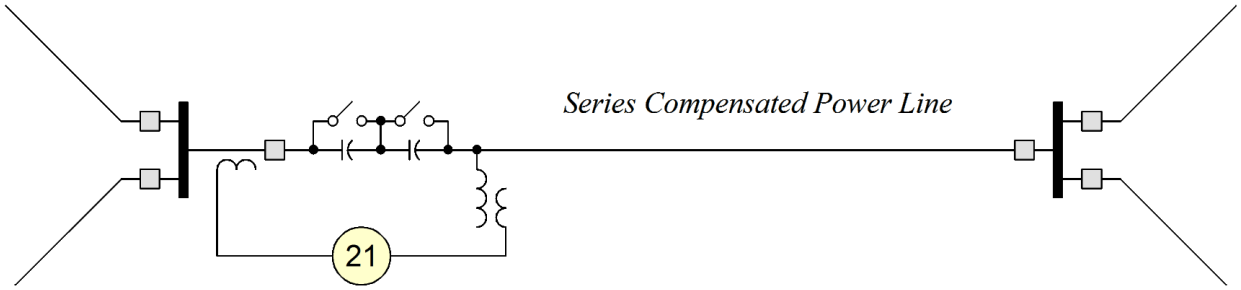


Figura 9.28: Ejemplo de línea de transmisión compensada en serie

Las líneas de transmisión son componentes importantes de los sistemas eléctricos modernos. Con una demanda cada vez mayor de transmisión de energía, los sistemas de transmisión están evolucionando con mayor complejidad. Una forma de aumentar la capacidad de transmisión y mejorar la estabilidad es agregar condensadores en serie (SC) para formar líneas compensadas en serie. Con un diseño adecuado, también pueden reducir las pérdidas y amortiguar las oscilaciones sub-síncronas [1-2]. Debido a los derechos de paso limitados, muchos circuitos de transmisión comparten el derecho de paso creando líneas mutuamente acopladas. El acoplamiento puede involucrar múltiples circuitos con diferentes longitudes de acoplamiento para cada circuito.

En líneas compensadas en serie, los desafíos de protección son causados por la impedancia capacitiva de los capacitores conectados en serie que interrumpen la impedancia inductiva continua de las líneas de transmisión. La figura 9.28 muestra un ejemplo de sistema de transmisión compensado en serie, con SC a un lado de la línea. Considere las fallas F_1 y F_2 en los dos terminales del condensador en serie. Un relé de protección de distancia ubicado en el terminal del lado derecho de la línea “verá” estas fallas en diferentes ubicaciones. Por ejemplo, si la línea está compensada al 50%, el relé verá la falla F1 en el medio de la línea y disparará incorrectamente la línea, mientras que verá la falla F2 al final de la línea.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

línea. Para evitar este tipo de mal funcionamiento, la configuración del relé de distancia se acortará, desensibilizando el relé y reduciendo la protección.

El esquema de protección de distancia piloto no puede proteger adecuadamente las líneas compensadas en serie por las siguientes razones: la protección de distancia no piloto debe ser insensibilizada y los esquemas piloto dependen de relés de distancia. El esquema de comparación de direcciones tiene problemas de inversión de corriente similares.

La protección diferencial de línea es uno de los esquemas de protección más efectivos. Sin embargo, todavía existen algunos déficits. (a) la inversión de corriente en algunas situaciones conducirá a un mal funcionamiento de la protección diferencial; (b) Las líneas de transmisión EHV compensadas en serie suelen ser largas con corrientes de carga sustanciales que violan el principio de protección diferencial.

Un método eficaz y confiable para proteger líneas compensadas en serie es la protección basada en estimación de estado dinámico.

A completar.

9.9 Protección de líneas de terminales múltiples

A completar.

9.9.1 Problemas en la alimentación

La aplicación de relés de impedancia puede verse comprometida en líneas con grifos debido al problema de entrada o salida. El problema de la alimentación se muestra en la Figura 9.29. Tenga en cuenta que en este caso la línea derivada contribuye a la corriente de falla y hace que la impedancia "vista" por el relé sea mayor que la impedancia de la propia línea.

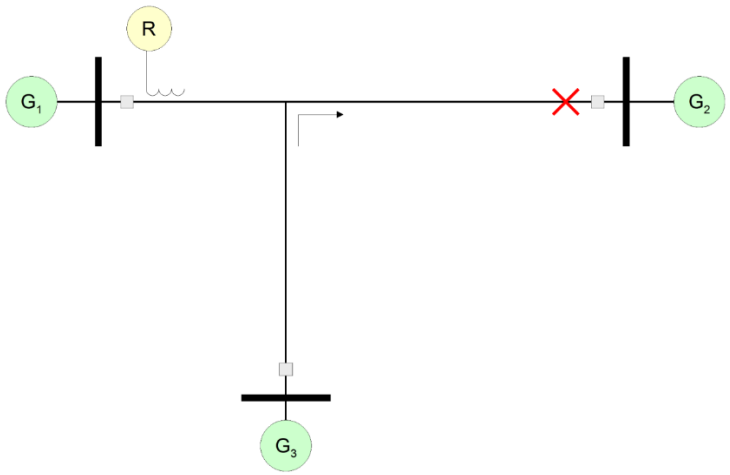


Figura 9.29: Ilustración del problema de alimentación

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

9.9.2 Problemas de alimentación de salida

La aplicación de relés de impedancia puede verse comprometida en líneas con derivaciones debido al problema de salida. El problema de la alimentación de salida se muestra en la Figura 9.30. En este caso, la corriente de falla eléctrica que sale a la línea de derivación hace que el relé “vea” una impedancia que es menor que la impedancia de la línea.

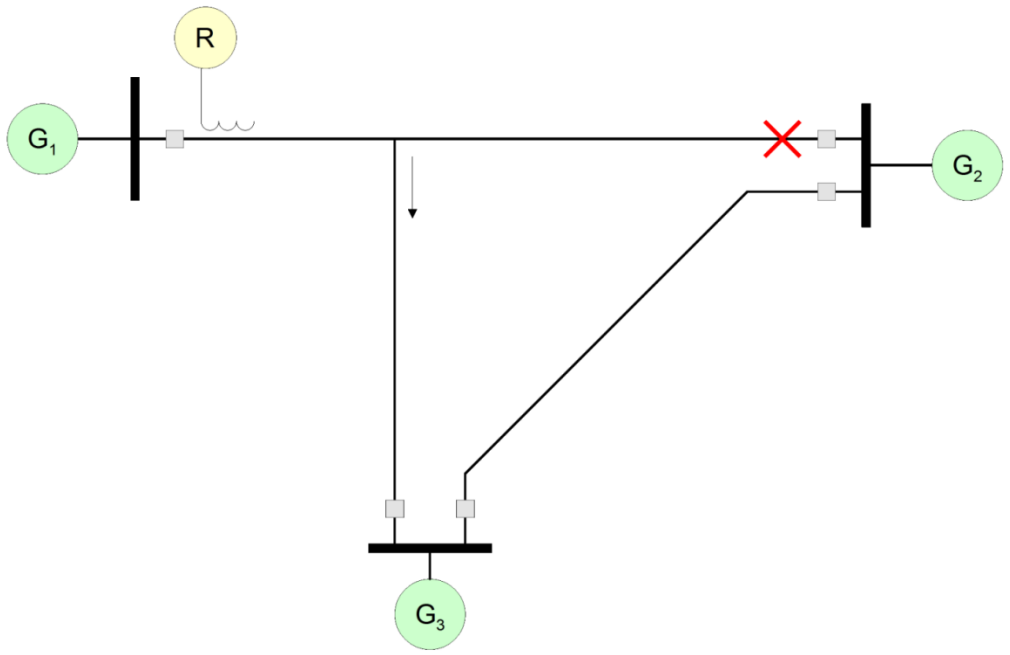


Figura 9.30: Ilustración del problema de salida

9.10 Protección de circuitos de transmisión UG

A completar.

9.11 Protección de líneas de transmisión de CC

A completar.

Las líneas MTDC actuales están equipadas con 'protección contra ondas viajeras (TWP)' como protección primaria y la protección diferencial de corriente de línea como protección de respaldo. El TWP adopta principalmente las ideas de ABB y SIEMENS: para determinar si hay fallas internas de la derivada de la tensión o la corriente. La protección diferencial de corriente de línea es simplemente una suma de corrientes instantáneas entre los terminales de la línea. Sin embargo, la protección diferencial de corriente tiene un retraso largo (500 - 800 ms) para evitar un funcionamiento incorrecto durante los transitorios (ya que para las líneas de CC

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

las corrientes capacitivas de derivación pueden ser muy grandes durante fallas externas). Estos relés de protección se han instalado en prácticos sistemas MTDC.

Más detalles, así como algunas consideraciones para sistemas prácticos, son los siguientes.

Actualmente, las líneas MTDC se implementan utilizando topologías VSC en lugar de topologías CSC debido al control de flujo de energía flexible, sin fallas de conmutación, etc. Entre muchas topologías VSC, la topología MMC podría ser más preferible debido a una frecuencia de conmutación más baja, armónicos más bajos, etc. un sistema MMC-MTDC de cuatro terminales cerca de Beijing, China (en el futuro, el sistema puede ampliarse con más terminales). La mayor parte de la construcción está terminada a finales de 2019.

Hay dos puntos de vista principales entre los investigadores sobre cómo proteger las líneas de transmisión de CC en las redes MTDC. El primer punto de vista es aplicar controles a los convertidores / apagar el polo fallado / apagar la estación convertidora / abrir el disyuntor del lado de CA cuando las líneas de CC tienen fallas. De hecho, estas ideas se han aplicado a dos líneas de CC terminales. Sin embargo, para las redes MTDC, el principal problema es que la zona de corte de energía no se minimizará con estas medidas (ya que las fallas en las líneas MTDC pueden causar problemas de sobrecorriente / subtensión en muchas estaciones convertidoras, y en las redes MTDC una estación convertidora está conectada a múltiples transmisiones). líneas). Por lo tanto, el segundo punto de vista podría ser más preferible: similar a las redes de CA, se pueden instalar interruptores de circuito de CC en los terminales de cada línea de transmisión y usar relés de protección para proteger cada línea de transmisión de CC (el desarrollo de los interruptores de circuito de CC lo ha hecho posible). De hecho, el práctico sistema MMC-MTDC de cuatro terminales de China utiliza el "segundo punto de vista" antes mencionado.

Sin embargo, la protección de relés en redes MTDC es bastante desafiante ya que la corriente de falla puede aumentar extremadamente rápido durante la falla y el tiempo restante para los relés de protección es muy limitado (de lo contrario, los interruptores de CC no pueden interrumpir una corriente de falla tan grande y la corriente de falla puede causar daños a los interruptores de la electrónica de potencia). Por lo tanto, en la práctica, los inductores generalmente se instalan en los terminales de las líneas de CC o dentro de las estaciones convertidoras para limitar la corriente de falla (pero la
los inductores no deben ser demasiado grandes para poner en peligro la dinámica del sistema MTDC). Aun así, el tiempo que queda para los relés de protección es limitado. En el sistema MTDC de cuatro terminales en China, el sistema le pide al relé que determine la falla dentro de los 3 ms posteriores a la ocurrencia de la falla y le dé al interruptor de CC otros 3 ms para interrumpir la corriente de falla (6 ms en total). Es por eso que los relés de protección basados en información local son muy atractivos para la protección primaria de la línea. Sin embargo, todavía existen problemas como la sensibilidad limitada de los relés hacia fallas internas de alta impedancia si se utiliza el TWP y problemas de selectividad si el inductor limitador de corriente es demasiado pequeño, etc. tema de investigación en curso.

9.12 Protección sin configuración de la línea de alimentación

El análisis de los diversos esquemas de protección de línea muestra que: (a) los esquemas pueden ser muy complejos y provocar errores humanos y (b) hay casos en los que los esquemas pueden no funcionar como se esperaba. Estas dos razones se deben a una cantidad sustancial de errores de operación del relé. Investigación reciente

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

ha introducido un nuevo método para la protección de línea, la protección basada en estimación de estado dinámico, también conocido como protección sin ajuste.

Estado dinámico **mi**estimulación **B**ased **PAG**rotection (EBP) (también conocida como protección sin ajustes) simplifica los ajustes de la protección y no necesita coordinación con otras funciones de protección. La idea principal de este esquema es monitorear la consistencia entre las mediciones y el modelo dinámico por la salud de los componentes, o el nivel de confianza. Aquí, el modelo dinámico se construye encontrando todas las leyes físicas que deben satisfacer las mediciones. La protección diferencial de corriente ampliamente utilizada es un caso especial de EBP, cuyo modelo dinámico describe la suma cero de las corrientes de dos lados según la ley de corrientes de Kirchhoff. También es intuitivo que la protección será más efectiva al combinar todas las leyes físicas (por ejemplo, la ley de corriente de Kirchhoff, la ley de voltaje de Kirchhoff, la ley de Faraday, etc.).

Para ilustrarlo con un ejemplo. Para ser agregado.

9.13 Localización avanzada de fallas en líneas de transmisión

La localización precisa de fallas en las líneas de transmisión es muy valiosa para los operadores y el personal de servicios públicos, ya que se puede minimizar la cantidad de tiempo dedicado a buscar la falla. Por lo tanto, se pueden reducir el tiempo de interrupción, la mano de obra y los costos operativos. Las técnicas de localización de fallas heredadas se pueden clasificar principalmente en dos grupos: métodos basados en fasores de frecuencia fundamental y métodos basados en ondas viajeras. Los detalles de estos métodos se presentan a continuación.

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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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 están disponibles modelos con / sin comunicaciones.

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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 están disponibles modelos con / sin comunicaciones.

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 10.x. 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.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

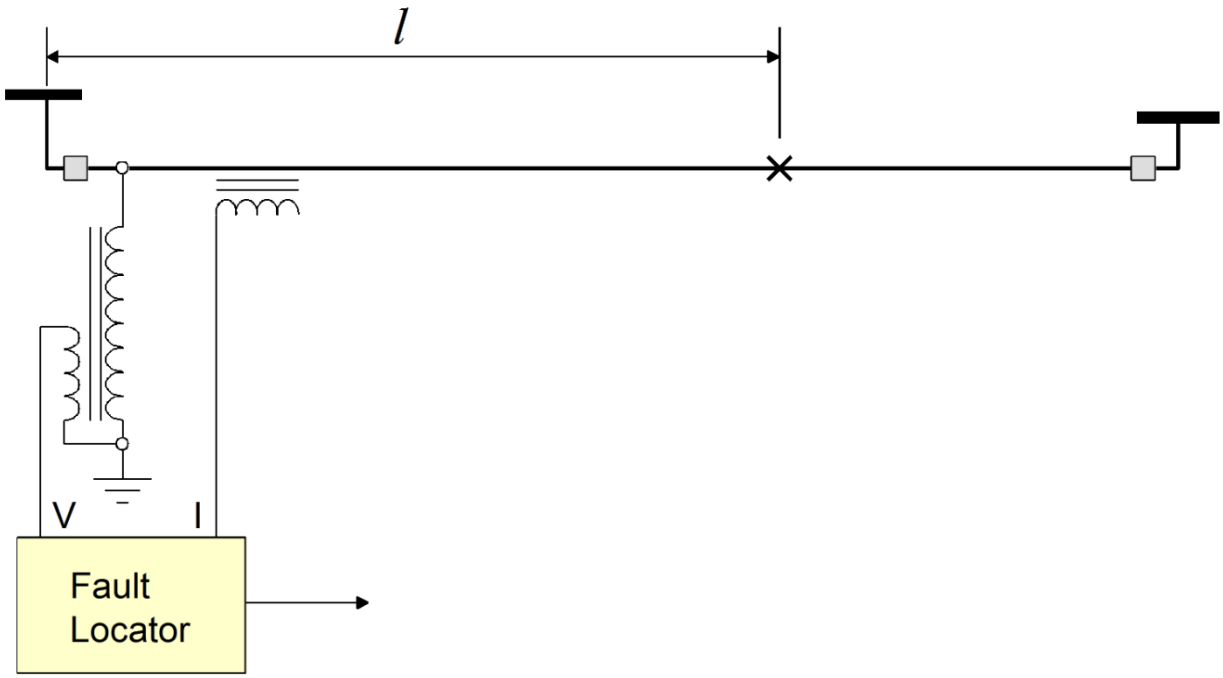


Figura 9.31: Principio de localización de fallas desde la impedancia del circuito hasta la falla

Suponga que ocurre una falla en un punto ubicado 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:

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

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

Por lo tanto:

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

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 (millas del Bus 1) como se ilustra en la Figura 9.x. El registrador de fallas o relé (DFR) ha capturado las formas de onda de voltaje y corriente en las tres fases en el Bus 1 Terminal.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

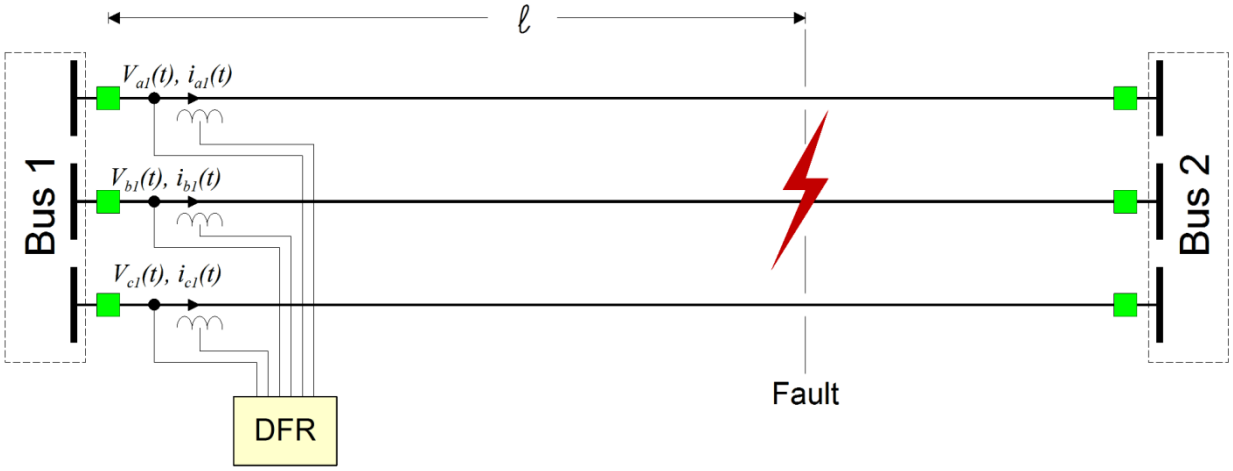


Figura 9.32: Ilustración de un circuito con falla con monitoreo de un solo extremo

El voltaje registrado en la fase con falla es:

$$\tilde{V}_F \quad (\quad X_{fa}\tilde{I}_a \quad \tilde{X}_{\text{pensión completa}I_B} \quad X_{fc}\tilde{I}_C) \quad V_{arco}$$

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

$$\tilde{V}_F \quad (\quad X_{fa}\tilde{I}_a \quad \tilde{X}_{\text{pensión completa}I_B} \quad \tilde{X}_{fcI_C)} \quad \tilde{soldado\ americano}_F$$

Dividiendo partes reales e imaginarias:

$$V_{fr} \quad (X_{fa}I_a \tilde{} \quad \tilde{X}_{\text{pensión completa}I_B} \quad X_{fc}\tilde{I}_{c)\,r} \quad \tilde{soldado\ americano}_{fr}$$

$$V_{fi} \quad (X_{fa}I_a \tilde{} \quad \tilde{X}_{\text{pensión completa}I_B} \quad \tilde{X}_{fcI_{c)\,yo}} \quad \tilde{soldado\ americano}_{fi}$$

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.

Métodos basados en fasores de frecuencia fundamental

Estos métodos utilizan fasores de tensión y corriente de frecuencias fundamentales para calcular la impedancia y luego la distancia entre la ubicación de la falla y los terminales de la línea [13]. Pueden clasificarse además en algoritmos de un solo extremo y de dos extremos. (a)**Algoritmos de un solo extremo** calcule la distancia a la falla de los fasores de voltaje y corriente en un extremo. La principal ventaja es que no requiere canales de comunicación desde el extremo remoto. La precisión de estos métodos depende en gran medida del tipo de falla y de la impedancia de la falla, así como de la precisión del modelo de línea, la presencia de circuitos mutuamente acoplados y los parámetros de conexión a tierra de la línea [4-5]. (B) **Algoritmos de dos extremos** utilice fasores de tensión y corriente en ambos extremos de la línea. Pueden subdividirse en métodos que utilizan mediciones sincronizadas con GPS o mediciones no sincronizadas. En general, estos métodos son más precisos que los métodos de un solo extremo, ya que se mitiga la influencia de la impedancia de falla y los circuitos acoplados entre sí. [6-7].

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Existe una variedad de algoritmos en función de los datos disponibles, por ejemplo, tensiones de dos extremos y corrientes de un solo extremo, tensiones y corrientes de dos extremos [8-10]. Las principales desventajas de los métodos de un solo extremo o de dos extremos basados en fasores de frecuencia fundamental son las siguientes. Primero, los algoritmos se basan en fasores de frecuencia fundamental, por lo que los resultados de la localización de fallas pueden no ser precisos si el sistema está experimentando transitorios. En segundo lugar, algunos de estos métodos utilizan un modelo de línea de secuencia (secuencia positiva, negativa y cero) que es un modelo aproximado y aumenta el error de localización de fallas. En tercer lugar, la conexión a tierra de la línea generalmente se descuida y esto puede generar errores mayores dependiendo del tipo de falla.

Métodos basados en ondas viajeras: Cuando se inicia una falla en una línea de transmisión, se generan ondas viajeras de alta frecuencia y se propagan hacia ambos terminales de la línea aproximadamente con la velocidad de la luz. En cada discontinuidad, por ejemplo un bus con múltiples líneas, la falla, etc., reflejan y transmiten generando más ondas viajeras. Los métodos basados en ondas viajeras [11-12] monitorean las ondas viajeras y el tiempo de viaje de estas ondas para determinar la ubicación de la falla. Se pueden clasificar en dos grupos: algoritmos de terminación única y algoritmos de terminación doble. (a)**Algoritmos de un solo extremo** utilice señales de tiempo posteriores en una terminal para identificar la ubicación de la falla, incluido el localizador de fallas de Tipo A, C, E y F [13-15]. **Escribe un**
mide la diferencia de tiempo entre la llegada del primer frente de onda y su reflexión; **Tipo C** inyecta un impulso de alta frecuencia desde un terminal y mide la diferencia de tiempo entre la llegada de la reflexión y la inyección; **Tipo E** y **F** son bastante similares con el Tipo C, se espera que los impulsos inyectados se generen al cerrar / abrir el disyuntor en un terminal. (B) **Algoritmos de dos extremos** utilice las diferencias de tiempo entre la llegada del primer frente de onda a ambos terminales para identificar la ubicación de la falla, incluido el localizador de fallas Tipo B y D [14, 16-17]. **Tipo B** mide las diferencias de tiempo enviando señales de parada de un extremo a otro; **Tipo D** es bastante similar con el Tipo B, excepto que usa etiquetado de tiempo sincronizado para aumentar la precisión. Debido a que las ondas viajeras están moduladas por las características dependientes de la frecuencia de la línea, se requiere el procesamiento de señales digitales para identificar el tiempo real de llegada de la onda. Para ello, se aplican diferentes métodos, incluida la Transformación Wavelet (WT) [17-19]. Los métodos basados en ondas viajeras tienen las siguientes desventajas. En primer lugar, la intensidad de las ondas viajeras está muy influenciada por el tiempo de inicio de la falla en relación con el ciclo de frecuencia de potencia. Esto genera el problema de la confiabilidad de la detección de las ondas viajeras. En segundo lugar, requieren instrumentación especial, ya que los TC habituales filtrarán el contenido de alta frecuencia de las ondas viajeras. Relacionado con este tema está la necesidad de muestrear a tasas muy altas. Tercero, la precisión del localizador de fallas depende de la frecuencia de muestreo de las mediciones [20]. Por ejemplo, un sistema con una frecuencia de muestreo de 100 kilo-muestras por segundo (ks / s), podría causar un error sistemático de hasta 0.93 millas con el localizador de fallas tipo D.

Presentamos un método que utiliza instrumentación existente, CT y VT y valores muestreados sincronizados con GPS con mayor precisión en la localización de fallas en las líneas de transmisión. El método utiliza un modelo dinámico de línea de alta fidelidad (modelo trifásico basado físicamente con representación explícita de conexión a tierra) y estimación de estado dinámico. Llamamos a este método el**EBFL (**Estado dinámico **mi**estimulación**DSE) B**ased **F**ault **L**ocular). La idea principal de EBFL es tratar la ubicación de la falla como un parámetro del modelo de línea dinámica y estimar la ubicación de la falla mediante un algoritmo DSE [2122]. El artículo describe los conceptos básicos del método, el modelo dinámico de línea y presenta numerosos experimentos numéricos para cuantificar el rendimiento del método. Si bien el método es igualmente aplicable a los sistemas de transmisión por cable, las discusiones se limitan a

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

titulares.

9.14 Resumen y conclusiones

A completar.

9.15 Problemas

Problema P9.1: Se utiliza un relé de impedancia para proteger la línea de transmisión de 115 kV ilustrada en la Figura P9.1 con los siguientes parámetros del conductor de fase: Radio = 0.691 pulgadas, Radio medio geométrico = 0.0456 pies y Resistencia = 0.085 ohmios por milla. La longitud de la línea es de 45 millas.

La relación CT del relé de impedancia es 2000: 5 y la relación VT es 69kV: 69V. 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 longitud 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 protegida.

Calcule la configuración del relé de impedancia en ohmios (en el lado del relé).

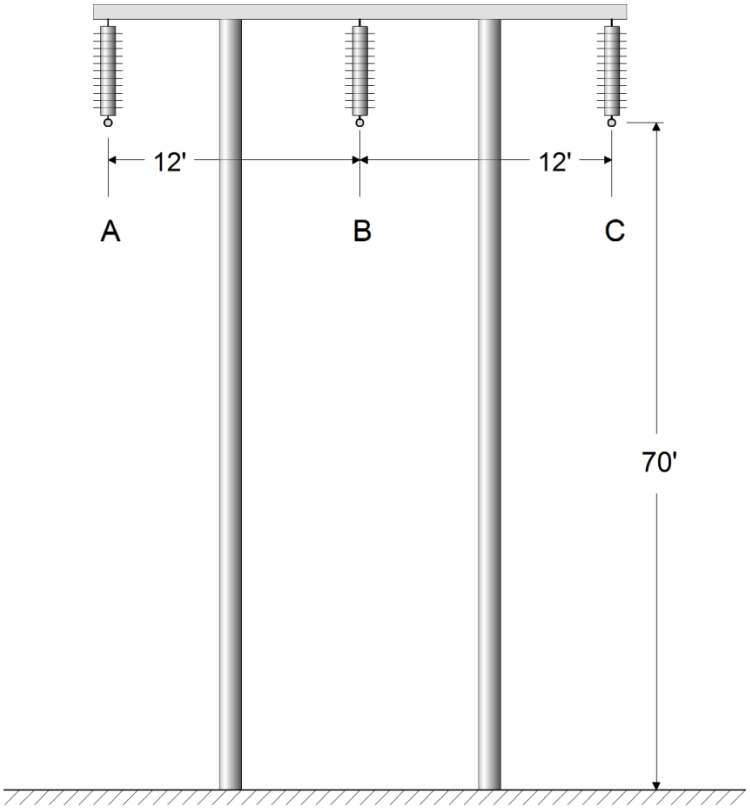


Figura P9.1: Configuración de línea de 115 kV

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Impedancia de línea:

$$z_s \quad 0{,}185 \quad j1.3756 \qquad ohmios / milla$$

$$z_{metro} \quad (z - \frac{1}{3} z)_{C.A} \quad 0{,}1_{ab} \quad j0{,}6708 \; ohmios / milla$$

$$z_1 \quad z_s \quad z_{metro} \qquad 0.085 \quad j0{,}7048 \; ohmios / milla$$

$$z_{nene} \qquad 45 z_1 \qquad 31{,}95 mi_{j83.12_0} \; ohmios$$

Por lo tanto, los ajustes de impedancia en el lado de la línea de alimentación son:

$$z_{zone1_{norte}} \quad 25.56 mi_{j83.12_0} \; ohmios$$

$$z_{zone2_{norte}} \quad 43{,}13 mi_{j83.12_0} \; ohmios$$

$$z_{zone3_{norte}} \quad 63.01 mi_{j83.12_0} \; ohmios$$

Los ajustes de relé en el lado del relé (secundario) se calculan de la siguiente manera. Primero se calcula la transformación de la impedancia a través de los transformadores de instrumentos:

$$z_{relé} \qquad \frac{\frac{69}{69{,}000}}{\frac{5}{2000}} z_{línea} \qquad 0{,}40 z_{línea}$$

Entonces, la configuración del relé en el lado secundario es:

$$z_{relé, zona1} \qquad 10.220 mi_{j83.12_0} \; ohmios$$

$$z_{relé, zona2} \qquad 17.252 \; mi_{j}^{83.12_0} \; ohmios$$

$$z_{relé, zona3} \qquad 25.204 \; mi^{83.12_0} \; ohmios$$

Problema P9.2: Se utiliza un relé de distancia para proteger la línea de transmisión de 115 kV de 42.5 millas de largo que se ilustra en la Figura P9.2. Los parámetros del conductor se encuentran en la base de datos del programa WinIGS. La línea está conectada a una fuente trifásica con los siguientes parámetros:

Potencia nominal: 100 MVA, Tensión nominal: 115 kV,
$Z_1 \quad j0{,}035 \; pu, Z_2 \quad j0{,}035 \; pu, Z_0 \quad j0{,}04 \; pu$

La relación CT del relé de impedancia es 2000: 5 y la relación VT es 69kV: 69V. 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 protegida.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(a) Calcule los ajustes del relé de impedancia en ohmios (redondeados al primer punto decimal) y la fase de la impedancia en grados (redondeados a un número entero de grados). Seleccione el factor de compensación (redondeado al primer punto decimal) y los retrasos de tiempo para cada zona. Para estos cálculos, suponga una resistividad del suelo de 100 ohmios metros.

(b) Si la resistividad del suelo varía de 10 ohm.metros a 3000 ohm.metros, cuál será la diferencia en los cálculos de distancia cuando la línea real a la falla a tierra esté a una distancia de 34 millas del relé. Sugerencia: determine lo que el relé calculará como “distancia a la falla” cuando la resistividad del suelo sea de 10, 500 y 3000 ohmios. Metros y grafique los resultados.

Se recomienda el uso de programWinIGS para resolver este problema.

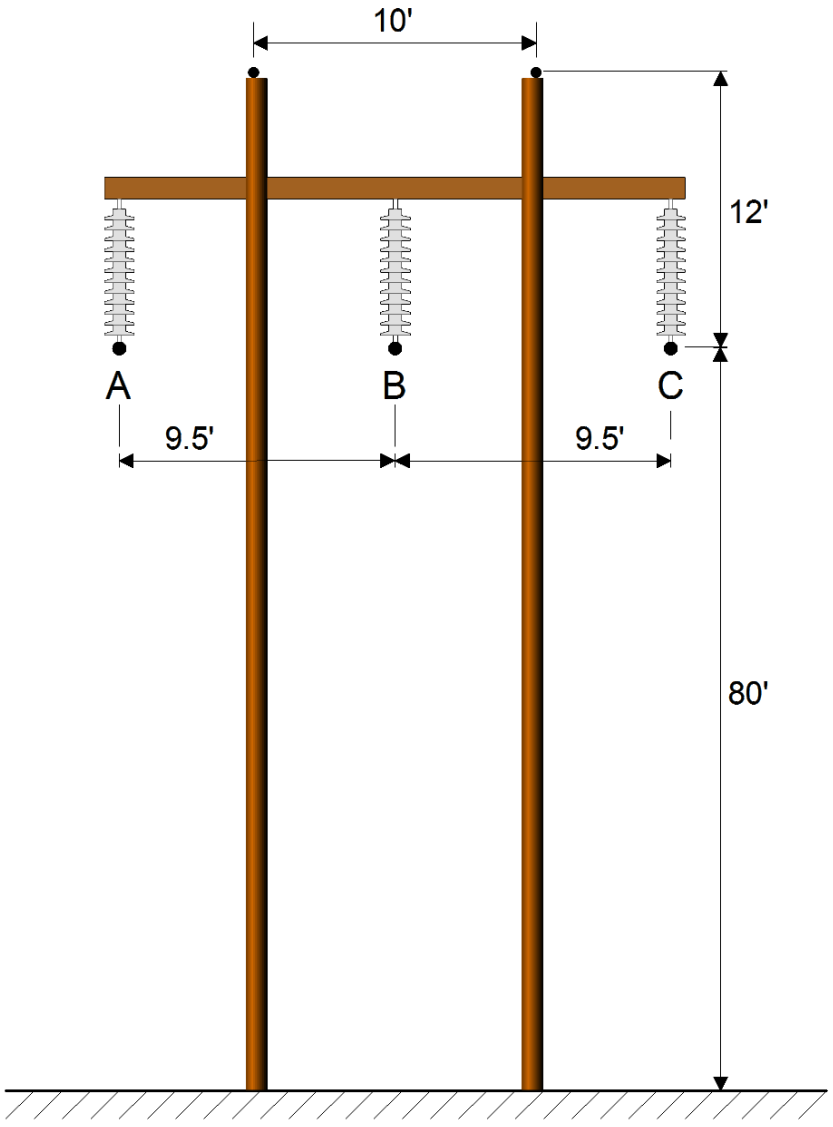
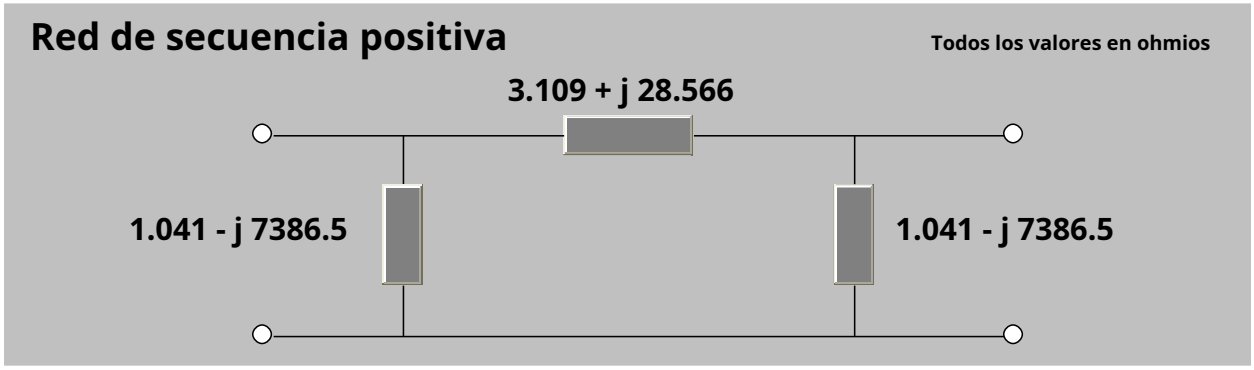
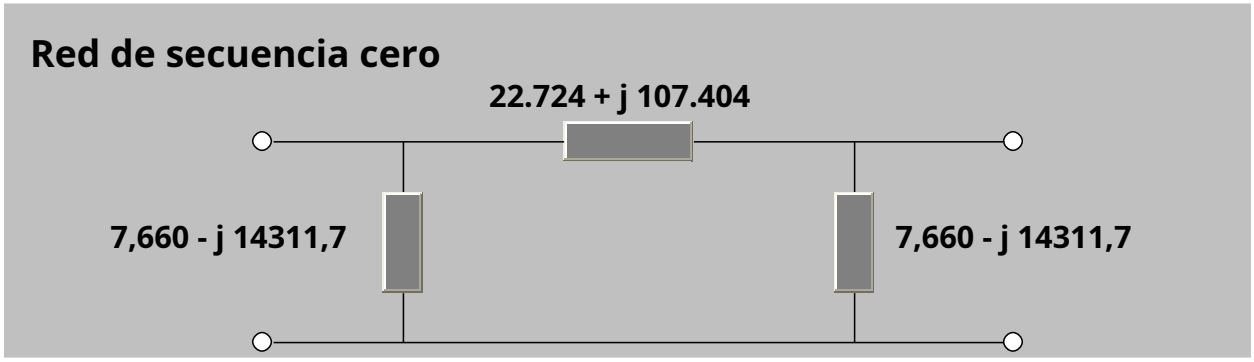


Figura P9.2: Línea aérea de transmisión de 115 kV
(Conductores de fase: ACSR, BITTERN, Alambres blindados: HS, 5/16, resistencia de tierra de la torre = 0.25x resistividad del suelo, Longitud del tramo = 0.075 millas)

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: (a) Primero se modela el sistema en formato WinIGS y las impedancias de secuencia del línea son:





El factor de compensación es:

$$_{metro}\ \frac{22.724\ \ j107.404\ \ 3.109\ \ j28.566}{3.109\ \ j28.566}\quad 2.8236 mi_{\ j7.752_0}$$

Los ajustes del relé son:

Zona 1: ajuste de impedancia: $z_1\ \ (0,8)\ (28,7719 mi^{\ j83,78^0})\ \frac{0,001}{0,0025}\quad 9.207 mi^{j83,78^0}$ *ohmios.* Seleccione 9.2 ohmios, 84 grados, factor de compensación = 2,8 y retardo de tres ciclos.

Zona 2: ajuste de impedancia: $z_1\ \ (1,35)\ (28,7719 mi_{\ j83,78_0)}\ \ \frac{0,001}{0,0025}\quad 15.5368 mi_{\ j83,78_0}$ *ohmios.* Seleccione 15,5 ohmios, 84 grados, factor de compensación = 2,8 y retardo de 15 ciclos.

Zona 3: ajuste de impedancia: $z_1\ \ (2,25)\ (28,7719 mi_{\ j83,78_0)}\ \ \frac{0,001}{0,0025}\quad 25.895 mi_{\ j83,78_0}$ *ohmios.* Seleccione 25,9 ohmios, 84 grados, factor de compensación = 2,8 y retraso de treinta ciclos.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Utilizando el modelo WinIGS, se calcularon las corrientes de falla para la falla de fase a tierra (en la fase A) a una distancia de 34 millas del relé y para las siguientes resistividades del suelo: 10, 100, 500 y 3000 ohmios. . Las distancias resultantes (o impedancias calculadas por el relé son:

Caja del medidor de 10 ohmios: $\frac{\tilde{V}}{\tilde{I}_a}$ $\frac{59{,}51 mi_{\angle 1{,}11}}{1.440 mi^{\angle 80{,}49} \quad (2{,}8)\, 0{,}486 mi_{\angle 80{,}61}}$ $21.25 mi_{\angle 79{,}44^0}\ ohmios$

En el lado del relé: z $8.5 mi_{\angle 79{,}44^0}\ ohmios.$ Este punto está en la zona 1 y la distancia es de 31,39 millas.

Caja del medidor de 100 ohmios: $\frac{\tilde{V}}{\tilde{I}_a}$ $\frac{60.12 mi_{\angle 1{,}21}}{1.323 mi^{\angle 78{,}57} \quad (2{,}8)\, 0{,}447 mi_{\angle 78{,}74}}$ $23.35 mi_{\angle 77{,}44^0}\ ohmios$

En el lado del relé: z $9.34 mi_{\angle 77{,}44^0}\ ohmios.$ Este punto está en la zona 2 y la distancia es de 34,49 millas.

Caja del medidor de 500 ohmios: $\frac{\tilde{V}}{\tilde{I}_a}$ $\frac{60{,}54 mi_{\angle 1{,}35}}{1.246 mi^{\angle 76{,}33} \quad (2{,}8)\, 0{,}422 mi_{\angle 76{,}55}}$ $24{,}94 mi_{\angle 75.09^0}\ ohmios$

En el lado del relé: z $9.976 mi_{\angle 75.09^0}\ ohmios.$ Este punto está en la zona 2 y la distancia es de 36,84 millas.

3000 ohmios caja del medidor: $\frac{\tilde{V}}{\tilde{I}_a}$ $\frac{61.08 mi_{\angle 1{,}67}}{1{,}161 mi^{\angle 71{,}57} \quad (2{,}8)\, 0{,}393 mi_{\angle 71{,}87}}$ $27.01 mi_{\angle 70.04^0}\ ohmios$

En el lado del relé: z $10.804 mi_{\angle 70.04^0}\ ohmios.$ Este punto está en la zona 2 y la distancia es de 39,89 millas.

Problema P9.3 Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P9.3a. Cada línea de transmisión está protegida con dos relés mho de tres zonas (uno en cada terminal de la línea). Todas las líneas indicadas son idénticas, como se ilustra en la Figura P9.3b. Las dos líneas paralelas están a una distancia de 107 pies de centro a centro. Las longitudes de las líneas son: 72 (línea en el lado izquierdo), 58 (las dos líneas paralelas), 72 y 82 millas respectivamente. La tensión de funcionamiento del sistema es de 230 kV. La relación de transformación de los TC es 2000: 5 mientras que la relación para los transformadores potenciales es 135.000: 115.

(a) Determine los ajustes para las tres zonas del relé mho R_1. Uso: zona 1: 80%, zona 2: 125%, zona 3: longitud de línea más 125% de la siguiente línea.

(b) Para una falla de línea única a tierra (SLGF) en la ubicación indicada, determine si el relé R_1 disparará el interruptor. El SLGF se encuentra a 51 millas del relé R_1.

(c) La clasificación de emergencia de 10 minutos de la línea 2 es 1600 A. En una condición de emergencia específica, el La línea está cargada a 1600 A y el voltaje en la ubicación del relé R_1 ha bajado a 0,92 pu. Determine si el relé mho se disparará en este caso. La carga de la línea tiene un factor de potencia de 0,90 (retraso actual).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

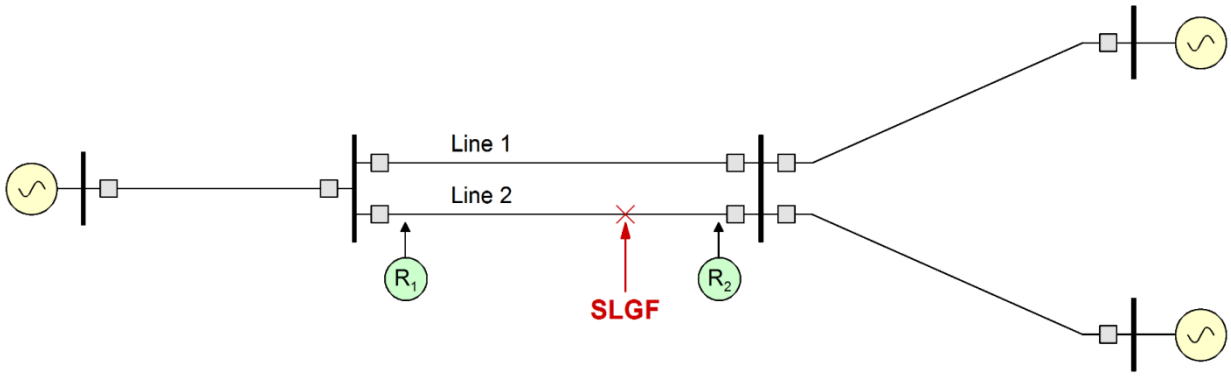


Figura P9.3a

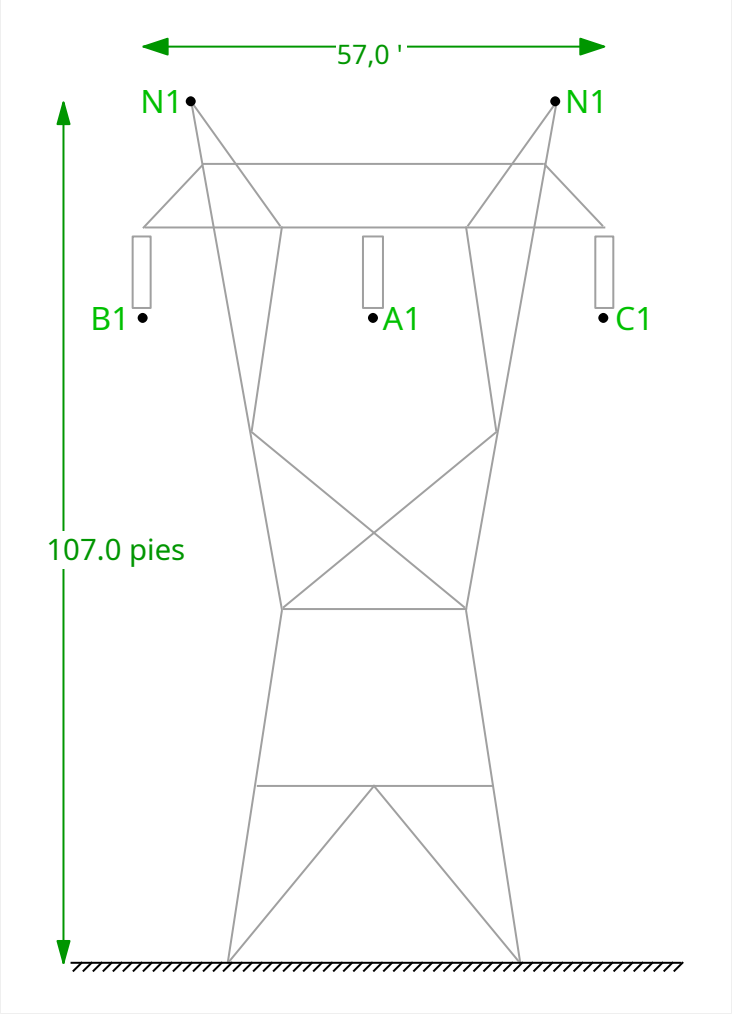
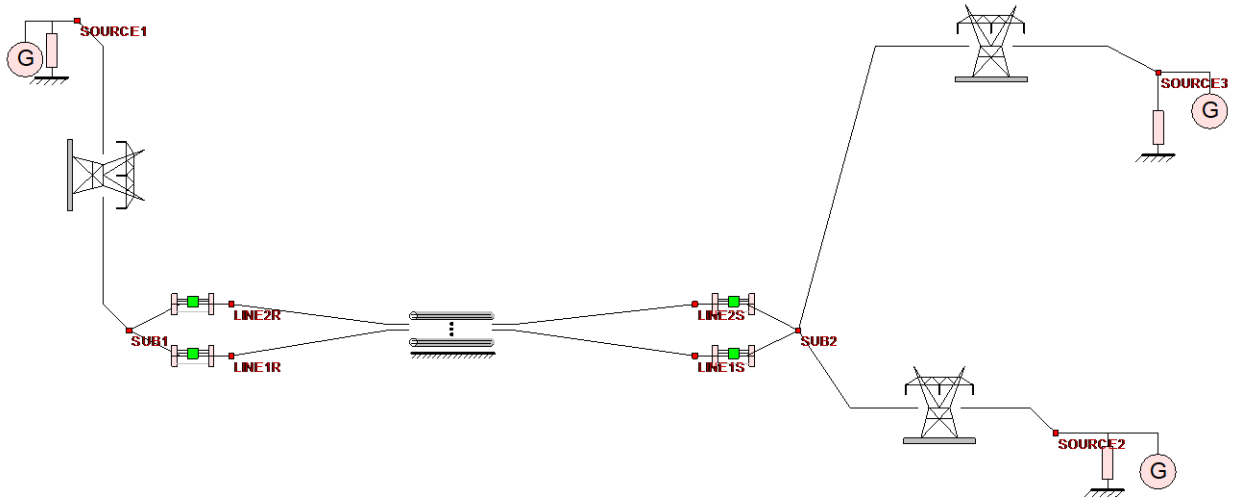


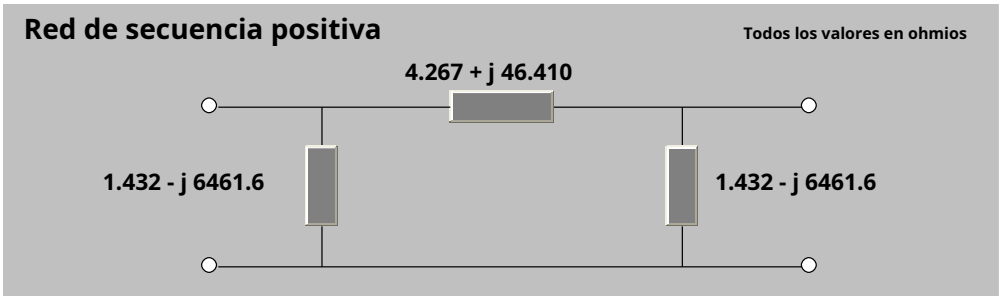
Figura P9.3b
(Conductores de fase: ACSR, BITTERN, Alambres blindados: HS, 5/16)

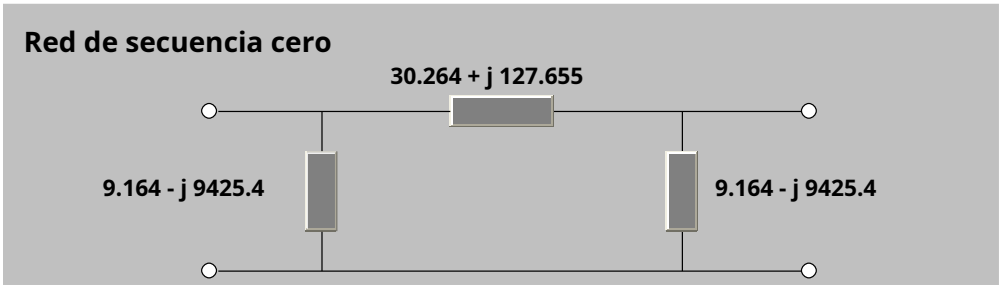
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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.



Los parámetros de secuencia de la línea son:





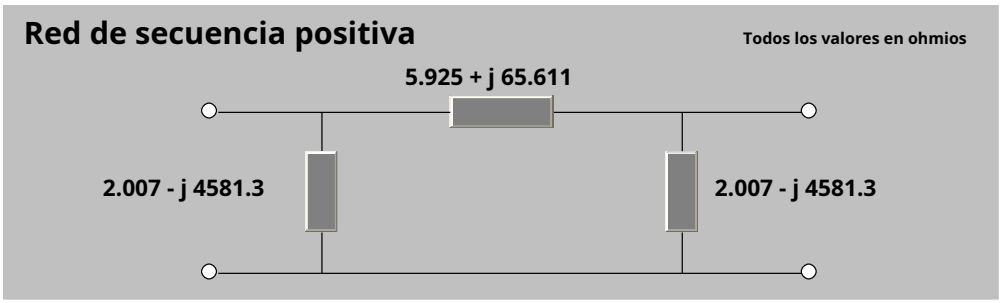
Los ajustes son:

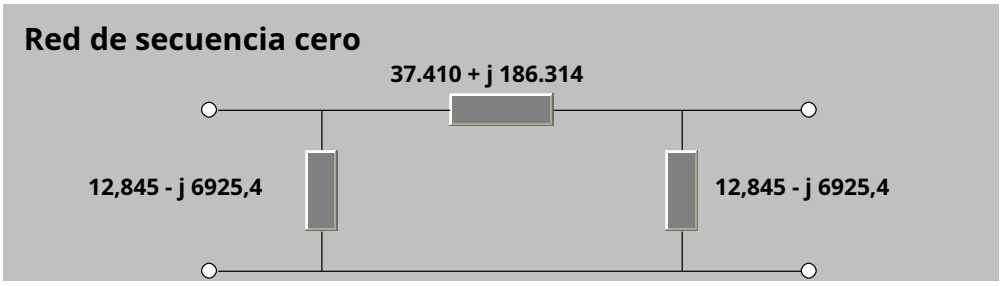
Zona 1: 37,28 ohmios en el lado de la línea, 12,7043 ohmios en el relé, seleccione 13 ohmios. El ángulo de fase es 84,7469 grados, seleccione 85 grados. Retardo: Uso: 4 ciclos. El factor de compensación es 1.815, seleccione m = 1.8

Zona 2: 58.25 ohmios en el lado de la línea, 19.8505 ohmios en el relé, seleccione 20 ohmios. El ángulo de fase es 84,7469 grados, seleccione 85 grados. Retraso: Uso: 15 ciclos. El factor de compensación es 1.815, seleccione m = 1.8.

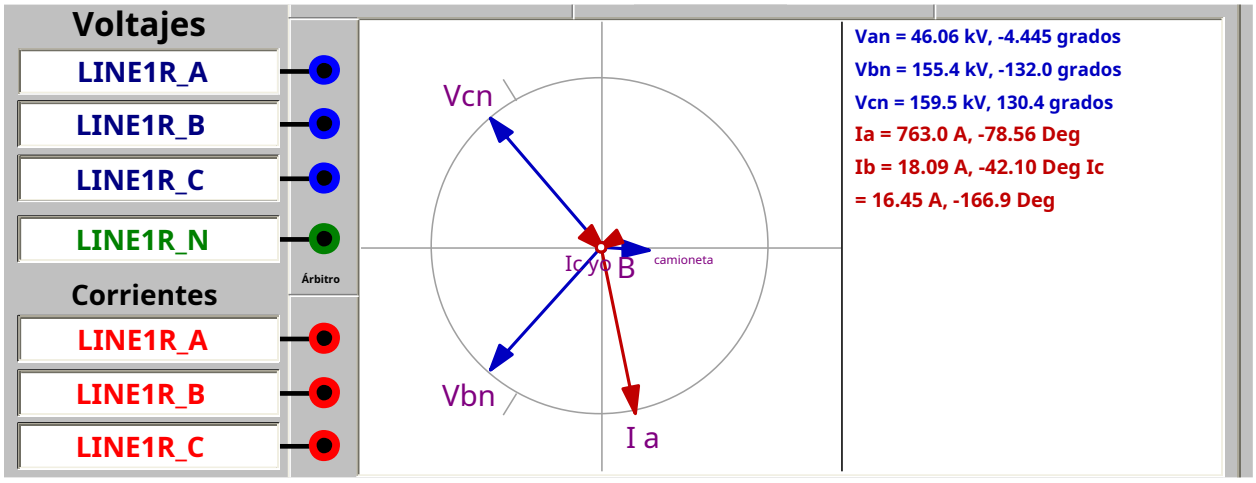
Zona 3: 46.6057+ (1.25) (65.878) = 128.9532 ohms en el lado de la línea, 43.9393 ohms en el relé, seleccione 45 ohms. Ángulo de fase, seleccione 85 grados. Retraso: Uso: 30 ciclos. El factor de compensación es 1.815, seleccione m = 1.8. Las impedancias de la siguiente línea más larga se dan a continuación.

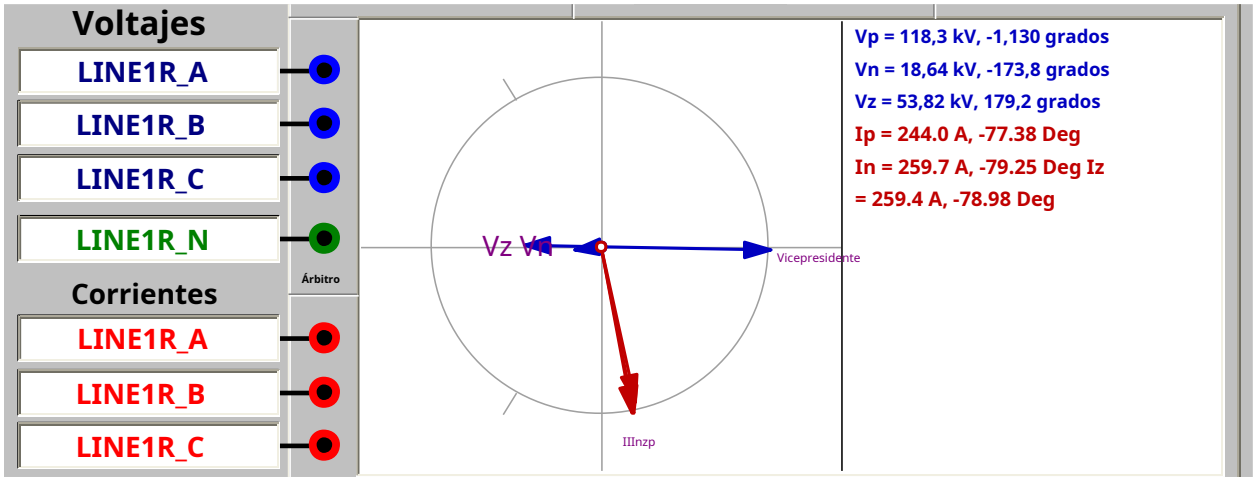
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020





(b) El análisis de fallas para este caso se muestra a continuación.





Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

La impedancia vista por el relé será:

$$(2.9348) Z_{relé} \sim \frac{\tilde{V}_a}{I_a \quad (1,8)\tilde{I}_0} \quad \frac{46.06 mi_{\,j\,4.445_0}}{0,763 mi^{\,j78,56_0} \quad (1,8)\,(0,2594\, mi^{j78,98_0})} \quad 45.05\, mi^{7,1}_{j\,4\,2_0}\, ohmios$$

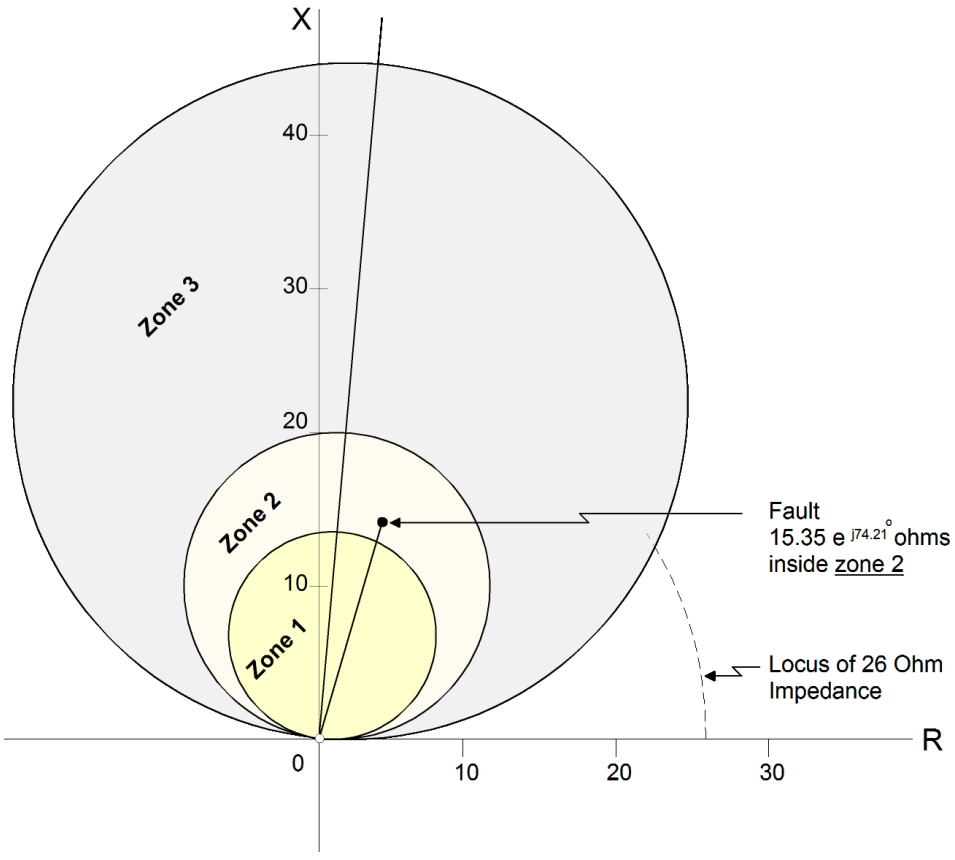
O 15,35 ohmios. El relé se disparará en la zona 2 (consulte la figura siguiente). Tenga en cuenta que para esta distancia debería haberse disparado en la zona 1. Tenga en cuenta también que la fase de la impedancia "vista" por el relé es diferente a la impedancia de línea (74 grados frente a 85 grados).

(c) En este caso, el relé verá una impedancia de

$$(2.9348) Z_{eres\ un_{ly}} \quad \frac{(0,92)\,(230)\,/\sqrt{3}}{1,6} \quad 76,35 mi_{\,j25_0}\, ohmios$$

$$Z_{relé} \quad 26.016 mi^{\,j25_0}\, ohmios$$

O 26 ohmios. Dependiendo del factor de potencia, esta impedancia puede caer dentro de la zona 3. La siguiente figura muestra el lugar geométrico de la impedancia de 26 ohmios. Tenga en cuenta que cuando el factor de potencia es aproximadamente 0,5 (muy bajo), la impedancia entrará en la zona 3 (invasión de carga). Por poder factores por encima de 0,5 la impedancia estará fuera de la región operativa.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P9.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P9.x. 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: característico: 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 de el relevo son: yo_a =845A, yo_b =931A y yo_c =16,429A. Calcule el tiempo de disparo del relé de sobreintensidad de tiempo.

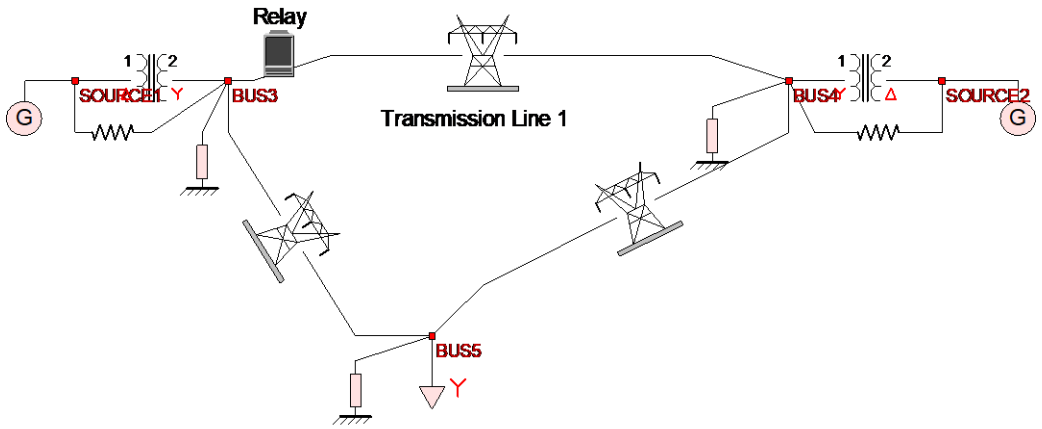


Figura P9.x

Solución: El tiempo de disparo estará determinado por la fase C (corriente más alta). La corriente en el El lado del relé es:

$$I_{c,\,relé}\ 16{,}429\ \frac{5}{1500}\ 54{,}76\ UNA\ .\ \text{Por lo tanto:}\ I_r\ \frac{54{,}76\ A}{8.0\ A}\ 6.845$$

Usando la curva muy inversa, el tiempo de disparo es:

$$t\ \ \frac{19{,}61}{I_r^2\,1}\ 0{,}491\ t_D\ \ \text{0.918 segundos}$$

Problema P9.x: Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P9.xa. Cada línea de transmisión es protegido con relés mho de tres zonas (uno en cada extremo de la línea). Todas las líneas indicadas son idénticas; el diseño de las líneas se muestra en la Figura P9.xb. 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 60 pies (línea central a línea central). Las longitudes de las líneas son: 72, 58, 72 y 82 millas como se indica en la Figura P9.xa. La tensión de funcionamiento del sistema es de 230 kV. La relación de transformación de los TC es 2000: 5 mientras que la relación para los transformadores potenciales es 135.000: 115.

(a) Determine los ajustes para las tres zonas del relé mho R_1. Utilice la práctica típica como se describe en las notas.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Para una falla monofásica a tierra en la ubicación indicada, determine qué zona del relé R_1 disparará el interruptor. La falla está ubicada a 45.1 millas del relé R_1.

(c) La calificación de emergencia de 10 minutos de la línea 2 es 1,600 A. En una condición de emergencia específica, el La línea está cargada a 1600 A y el voltaje en la ubicación del relé R_1 ha bajado a 0,92 pu. Determine si el relé mho se disparará en este caso.

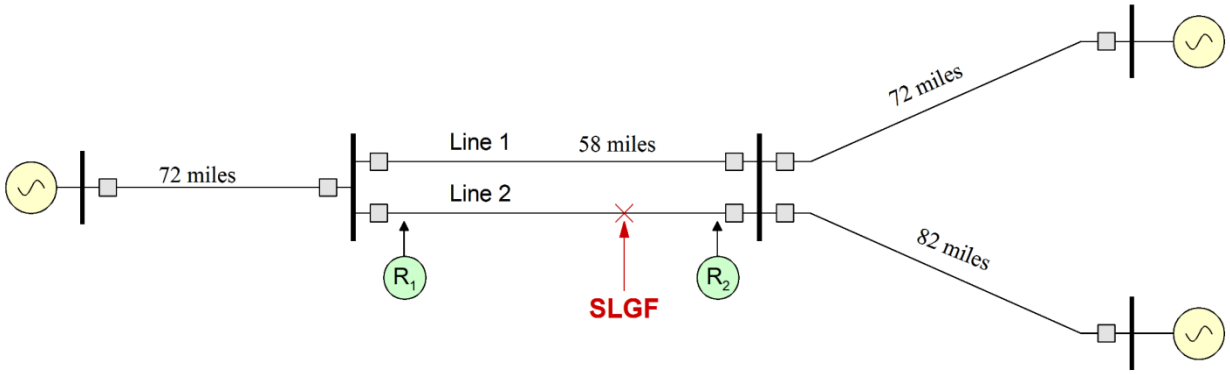


Figura P1a

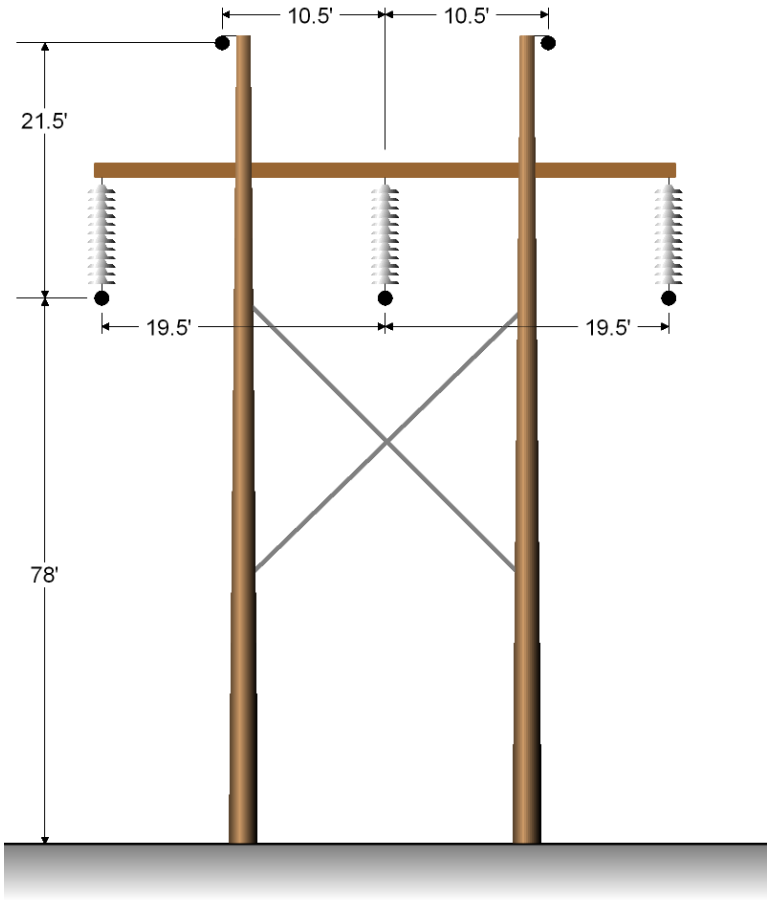


Figura P1b

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Solución: Modelo de línea y parámetros de secuencia

Líneas multifásicas mutuamente acopladas | Cancelar | Aceptar

Dos líneas mutuamente acopladas: 58 millas de largo

Seleccionar torre | Agregar torre | Desplazamiento X (pies): 75,00 | Ver configuración

Conductores | Dupdo | Editar | Borrar

	FromNode	ToNode	Circuito	Cond	Tamaño	Sub	Sep	Gnd	X (pies)	Y (pies)
1	LINE1R_A	LINE1S_A	CKT1	ACSR	AVETORO	1	0	NO	0.0	78,0
2	LINE1R_B	LINE1S_B	CKT1	ACSR	AVETORO	1	0	NO	- 19,5	78,0
3	LINE1R_C	LINE1S_C	CKT1	ACSR	AVETORO	1	0	NO	19,5	78,0
4	LINE1R_N	LINE1S_N	CKT1	ALUMOWE	3 # 7AW	1	0	SÍ	- 10,5	99,5
5	LINE1R_N	LINE1S_N	CKT1	ALUMOWE	3 # 7AW	1	0	SÍ	10,5	99,5
6	LINE2R_A	LINE2S_A	CKT2	ACSR	AVETORO	1	0	NO	60,0	78,0
7	LINE2R_B	LINE2S_B	CKT2	ACSR	AVETORO	1	0	NO	40,5	78,0
8	LINE2R_C	LINE2S_C	CKT2	ACSR	AVETORO	1	0	NO	79,5	78,0
9	LINE2R_N	LINE2S_N	CKT2	ALUMOWE	3 # 7AW	1	0	SÍ	49,5	99,5
10	LINE2R_N	LINE2S_N	CKT2	ALUMOWE	3 # 7AW	1	0	SÍ	70,5	99,5

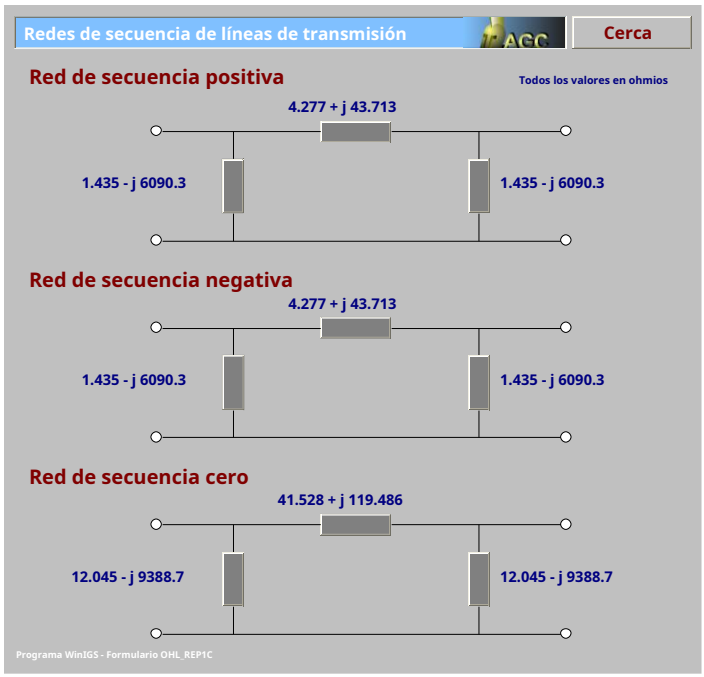
Circuitos | Dupdo | Editar | Borrar

	Nombre	Span	Gr-R	Gr-X	OpV (kV)	FOW (kV)	BIL (kV)	AC (kV)	TrPh	TrSh	Torre
1	CKT1	0,1	35,0	0.0	230,0	1450,0	1135,0	525,0	NO	NO	N / A
2	CKT2	0,1	35,0	0.0	230,0	1450,0	1135,0	525,0	NO	NO	N / A

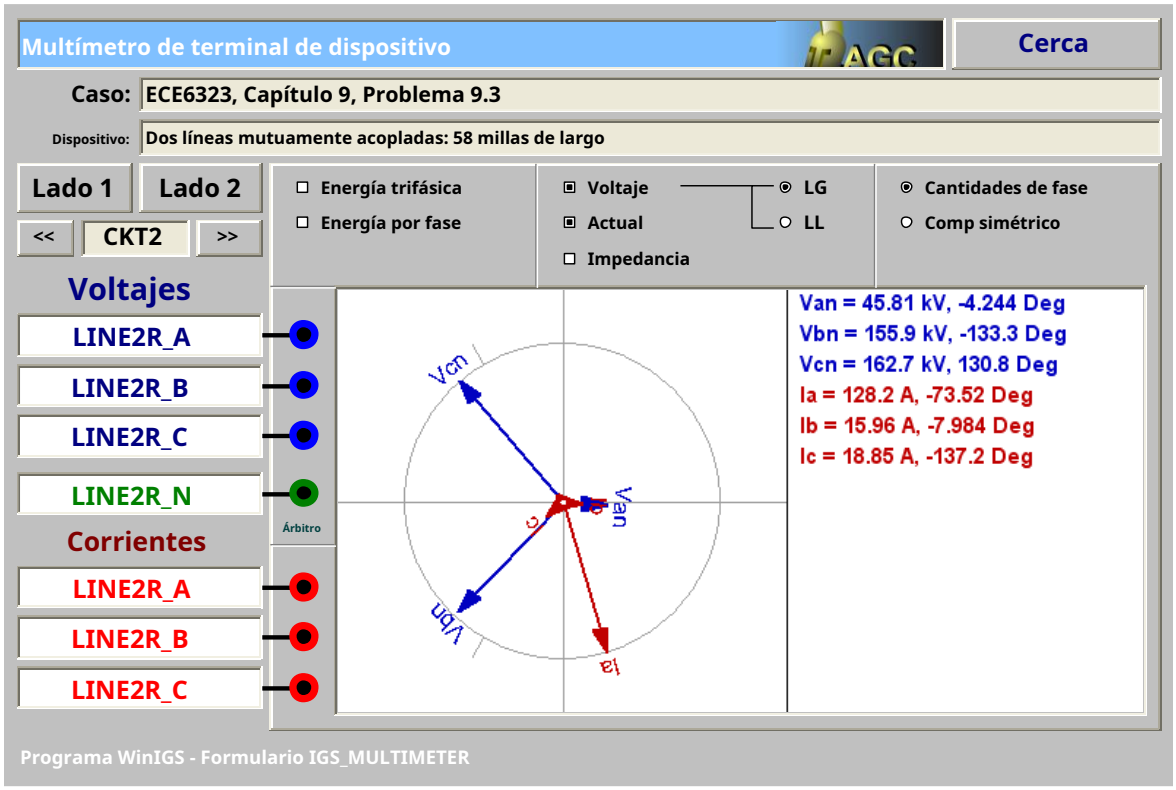
Longitud de la línea (millas): 58.0 | Resistividad del suelo (ohmios-metros): 185,0 | Número de circuito: 1

WinIGS - Formulario: IGS_M109 - Copyright © AP Meliopoulos 1998-2009

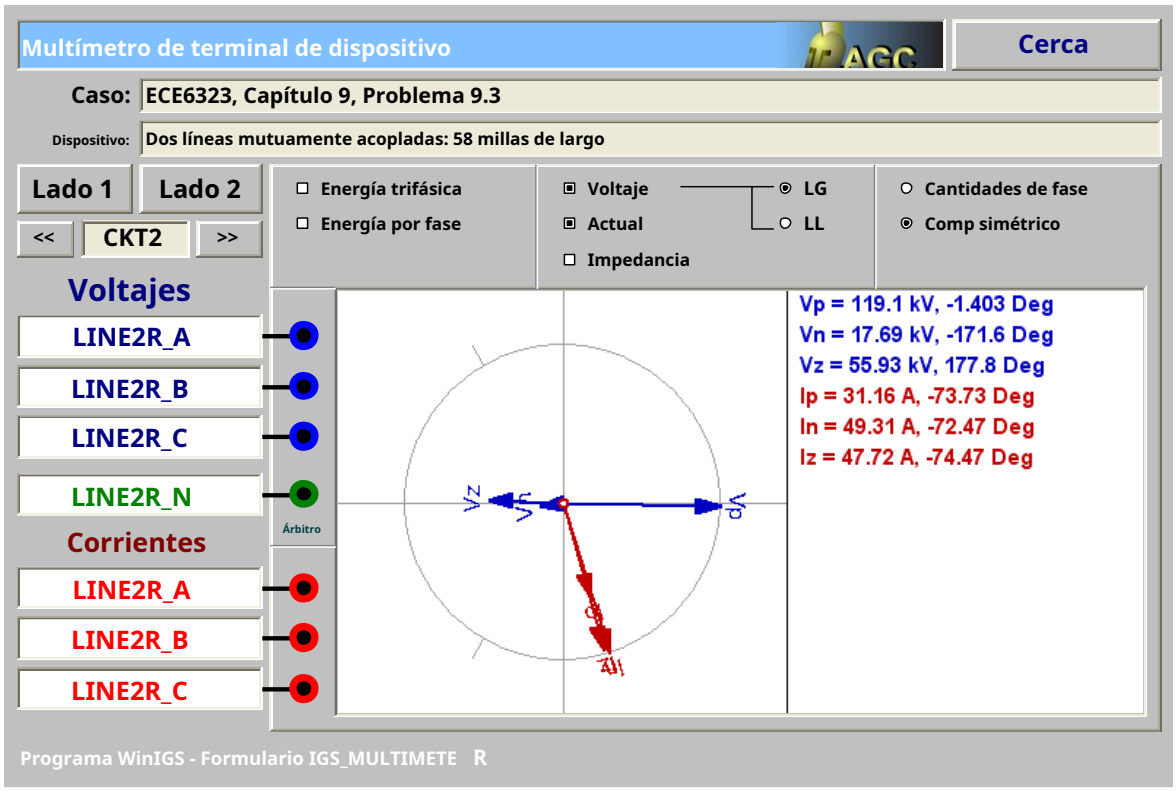
Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Voltajes y corrientes en la ubicación del relé para una falla a 45 millas del relé.



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



(a)

$$Z_{relé} \quad \frac{V_R}{I_R} \quad \frac{V_L K_V}{I_L K_I} \quad 0.3407 Z_{Línea}$$

$$Z_{1,LineTolal} \quad 4.277 \quad j43.713 \quad 43.921 mi^{j84.412_0}$$

$$_{metro} \quad \frac{Z_0 \quad Z_1}{Z_1} \quad 1.922 mi \quad j20,5\ 9_0$$

Zona 1: seleccione 80%, redondeo a ohmios y grados

Z 12mi_{j85_0} $metro$ 2.0, instantáneo

Zona 2: seleccione 125%, redondeo a ohmios y grados

Z 19mi_{j85_0} $metro$ 2.0, retardo de tiempo = 12 ciclos

Zona 3: seleccione 100% + 125% de la siguiente línea más corta

Z 37mi_{j85_0} $metro$ 2.0, retardo de tiempo = 30 ciclos

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Falla SLG a 45 millas. Consulte los resultados de WinIGS. El relé verá:

$$Z \quad \frac{45.800 mi_{\angle 4,244_0}}{128,2 mi_{\angle 73,52_0} \quad (2,0)\ 47,72 mi_{\angle 74,47_0}} (0.3407) \quad 69,78 mi_{\angle 78.2485_0}$$

El relé no verá la falla

(c) En este caso, el relé verá:

$$Z \quad \frac{(0,92)\ (230 kV)/\sqrt{3}}{1,6 kA} (0.3407) mi_{\angle} \quad 26.01 mi_{\angle}$$

Es posible que el relé se dispare en la zona 3 por un factor de potencia específico.

Problema P9.x: Se utiliza un relé de distancia para proteger la línea de transmisión de 500 kV de 235 millas de largo que se ilustra en la Figura P9.x. Los parámetros del conductor se encuentran en la base de datos del programa WinIGS. Los parámetros de secuencia de la línea se proporcionan en la Figura P9.xa. La línea está conectada a una fuente trifásica con los siguientes parámetros:

Potencia nominal: 100 MVA, Tensión nominal: 500 kV,
Z_1 j0,006 *pu,* Z_2 j0,006 *pu* Z_0 j0,004 *pu*
Impedancia de tierra = 1,0 ohmios La
relación CT de la impedancia el relé es 3000: 5 y la relación PT es 298 kV: 115 V. La
El factor de compensación se selecciona para que sea:

$$_{metro} \quad \frac{Z_0 \ Z_1}{Z_1} \quad \frac{(91.162 \quad j373.977) \quad (7.545 \quad j130.219)}{7.545 \quad j130.219} \quad 1.9027 \quad \angle 0.5319 \quad 1.9756 mi_{\angle 15.618_0}$$

El ingeniero de relés decide configurar el relé de impedancia de la siguiente manera:

(a) zona 1: z = 24 ohmios, m = 1.975, ángulo = -15.62 grados, instantáneo
(b) zona 2: z = 38 ohmios, m = 1.975, ángulo = -15.62 grados, retardo de 12 ciclos
(c) zona 3: z = 75 ohmios, m = 1,975, ángulo = -15,62 grados, retraso de 30 ciclos.

(a) Una falla monofásica a tierra a una distancia de 180 millas a lo largo de la línea desde la ubicación del relé produce la corriente de falla indicada en la figura P9.xb. Los voltajes y corrientes en la ubicación del relé se proporcionan en la Figura P9.xc. Determine qué "verá" el relé, si se disparará y si se disparará en qué zona.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(b) Suponga una condición de operación en la cual los conductores de fase llevan una corriente eléctrica igual al 115% de la ampacidad de los conductores de fase (obtenga la ampacidad del conductor de la base de datos en el programa WinIGS), el voltaje en la ubicación del el relé de distancia es del 93% y el factor de potencia es de 0,9 con retraso actual. Determine si se disparará el relé de distancia.

Se recomienda el uso de programWinIGS para resolver este problema.

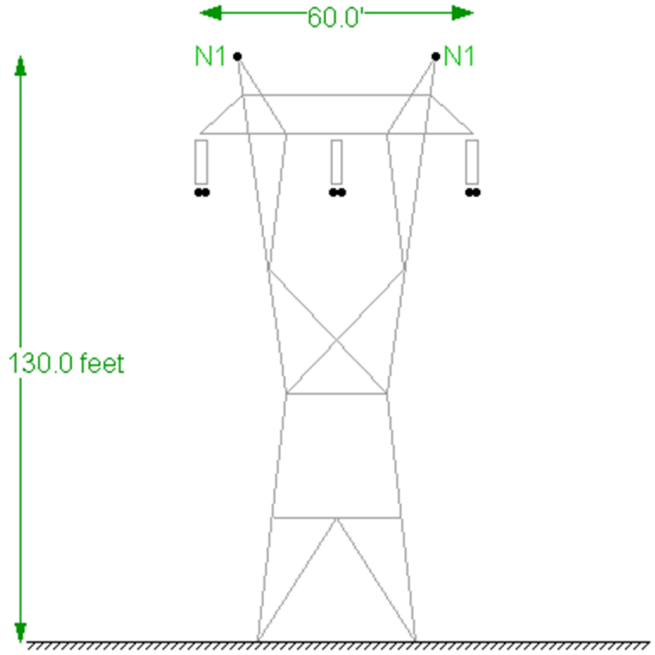
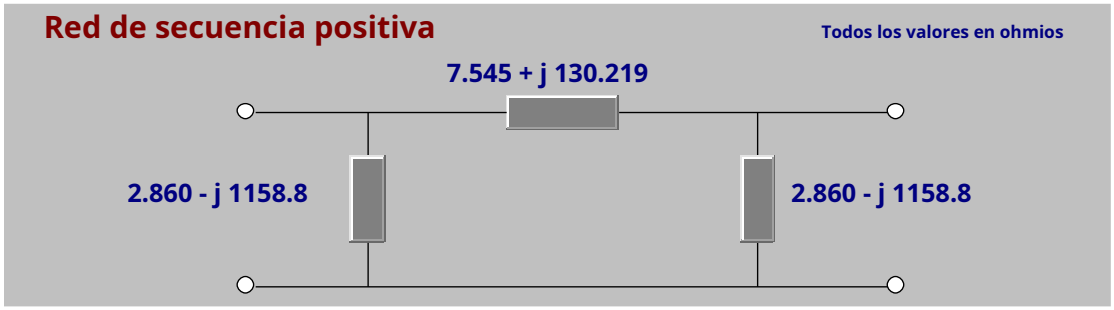


Figura P9.x

(Torre: AGC-T-500B, Conductores de fase: Paquete ACSR, BITTERN, dos subconductores por fase, separación de 18 pulgadas, Alambres de protección: HS, 5/8, resistencia de tierra de la torre = 25 ohmios, resistividad del suelo = 175 ohm. Metros, Lapso longitud = 0.12 millas)



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

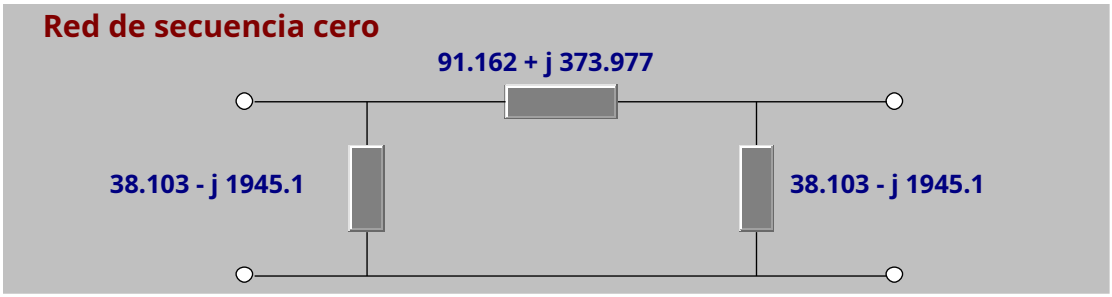
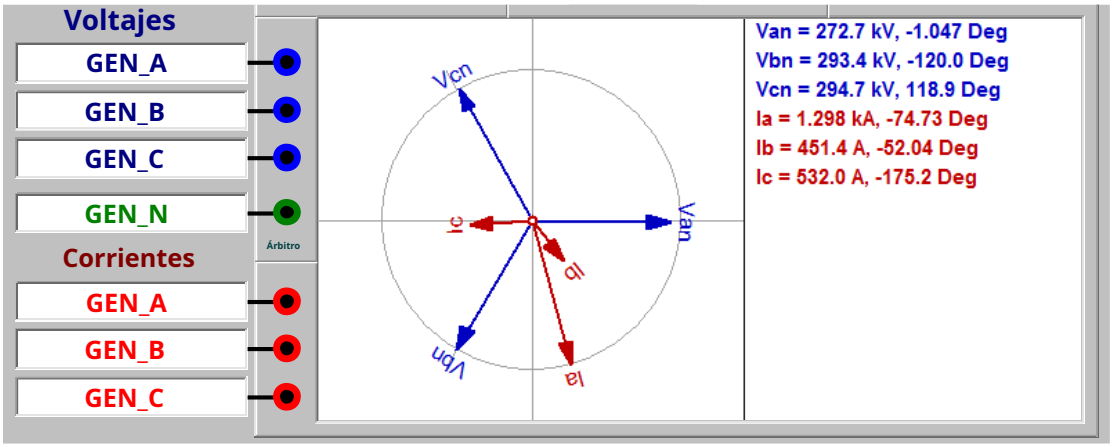


Figura P9.xa

Corriente de falla	Magnitud (kA)	Fase (grados)
FAULTBUS_A	1.5410	104.0058
Relación X / R	3.2500	Diagrama
Frecuencia (Hz)	60.0000	Cerca

Figura P9.xb



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

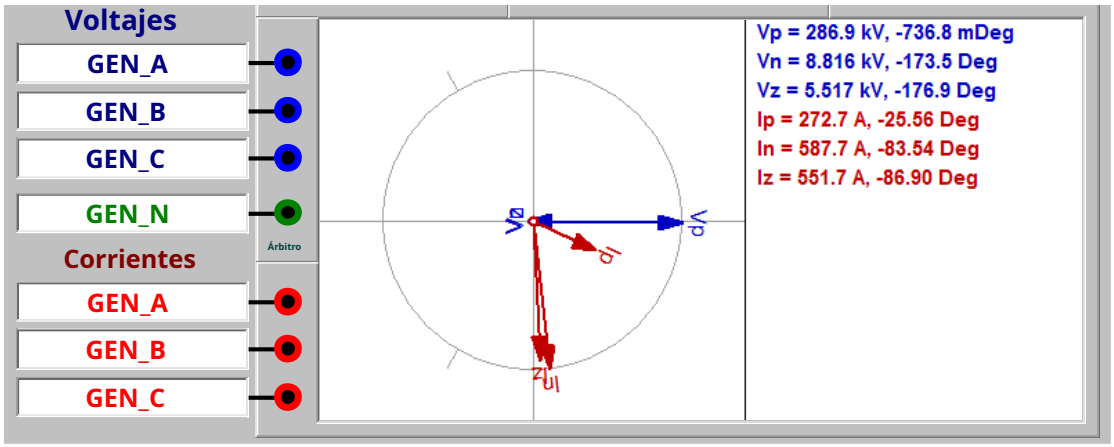


Figura P9.xc

Solución: (a) Utilizando los datos proporcionados, se calcula lo siguiente.

La impedancia en la ubicación del relé es

$$Z \quad \frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a mi_{\tilde{0}}} \quad \frac{272{,}7\,mi_{\,j1.047^{\circ}}\,kV}{1.298\,mi_{\,j74{,}73^{\circ}} \quad (1.9027 \quad j0.5319)\,0.5517\,mi \quad {}_{j86{,}9^{\circ}}\,kA}$$

$$7.5025 \quad j117{,}37 \quad 117.6095\,mi_{\,j86.3425^{\circ}}$$

La impedancia en el lado del relé es

$$Z_{relé} \quad Z\frac{PT_{\,1}}{Connecticut_{\,1}} \quad 117.609\,5\,mi_{\,j86.^{3425^{\circ}}} \quad \frac{115/298\,k}{5/3000} \quad 27.2317\,mi^{\,j}_{\,86{,}34^{\,25^{\circ}}}$$

Por lo tanto, el relé se disparará en la zona 2.

(b) La ampacidad de la línea de transmisión es $1155\,UNA.$

La impedancia en la ubicación del relé es

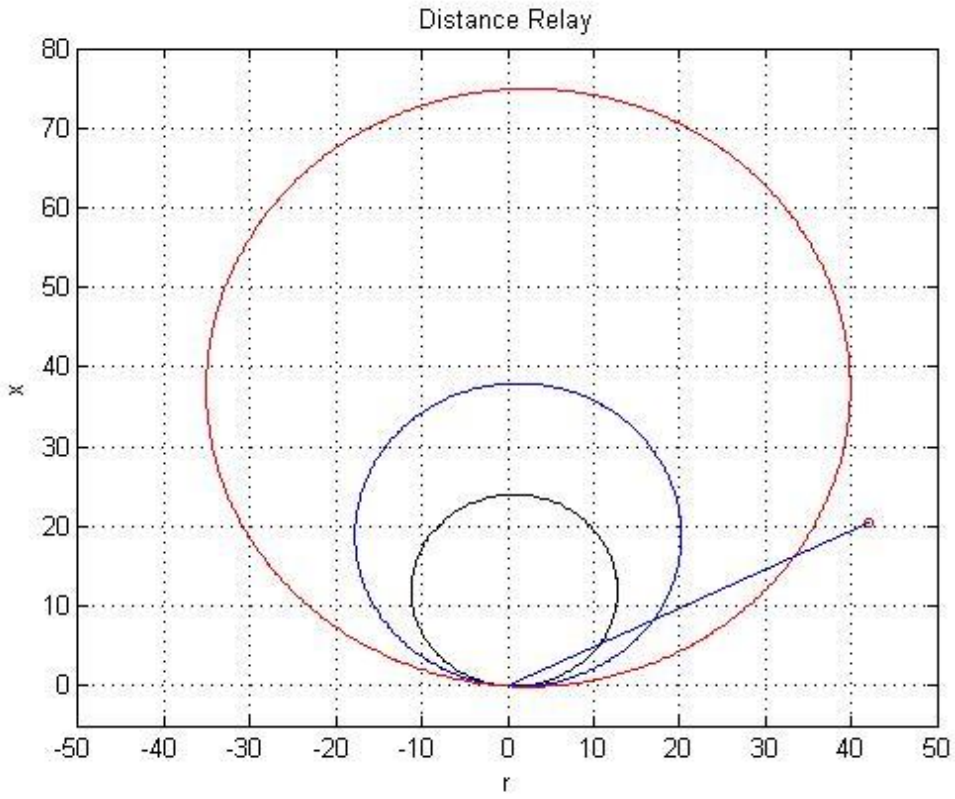
$$Z \quad \frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a} \quad \frac{0{,}93\;500\,mi_{\,j0^{\circ}}\;/\sqrt{3}kV}{115\%\;1{,}155\,mi \quad {}_{j\arccos 0.9}\,kA} \quad 202.1215\,mi_{\,j25.8419^{\circ}}$$

La impedancia en el lado del relé es

$$Z_{relé} \quad Z\frac{PT_{\,1}}{Connecticut_{\,1}} \quad 202.121\,5\,mi_{\,j25.^{8419^{\circ}}} \quad \frac{115/298\,k}{5/3000} \quad 46{,}7999\,mi^{\,j25.8419^{\circ}}$$

La relación de la zona de protección y la impedancia es la siguiente,

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Por lo tanto, el relé no se disparará.

Problema P9.x: Para problemas de estabilidad y capacidad de transferencia de energía de líneas de transmisión aéreas largas, muchas veces la línea se compensa con condensadores en serie. El valor de los condensadores en serie se expresa normalmente como compensación porcentual. Una línea compensada al 30% significa que el valor absoluto de la impedancia del condensador en serie es el 30% del valor absoluto de la impedancia de la línea (secuencia positiva).

Considere una línea aérea de 500 kV con una longitud total de 120 millas y una compensación del 35%. Suponga que la línea tiene relés de distancia en las dos terminales. Describa y comente el funcionamiento de la retransmisión a distancia para esta línea y los problemas que pueden existir.

Problema P9.x: Se aplica un esquema diferencial de línea a una línea de transmisión de 72 millas que utiliza comunicaciones de fibra óptica. Los relés en los dos extremos digitalizan las medidas de corriente y transmiten los datos a través de la fibra óptica. Cada relé realiza la función diferencial de línea. Determine la configuración de la función diferencial de línea.

Datos dados: (1) tiempo de latencia debido al procesamiento de datos por relé: 0.1 ms, (2) tiempo de transmisión por fibra: 1.6 ms, y (3) el voltaje de operación de la línea es de 230 kV y el diseño se muestra en la figura debajo.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

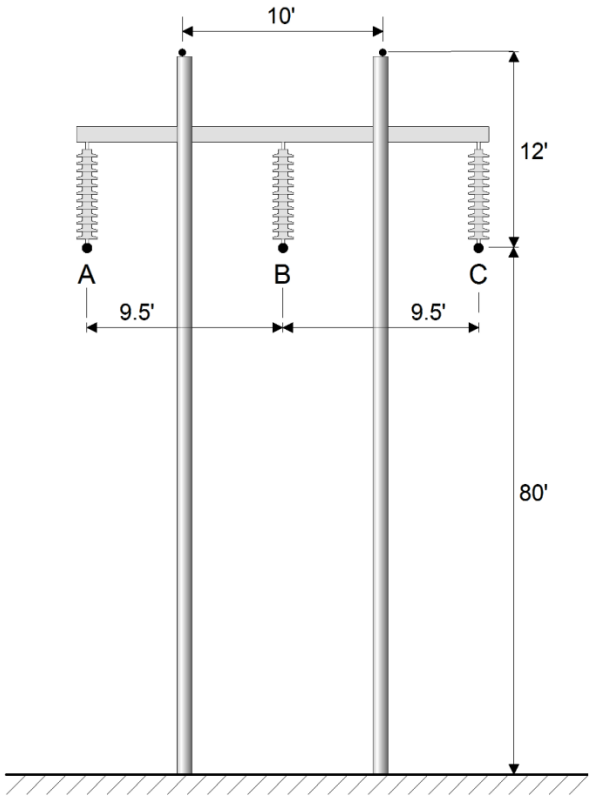


Figura P9.x
(Conductores de fase: ACSR, BITTERN, Alambres blindados: HS, 5/16, resistencia de tierra de la torre = 0.25x resistividad del suelo, Longitud del tramo = 0.075 millas)

Problema P9.x: Considere la línea trifásica de 500 kV, línea compensada en serie como se ilustra en la Figura P9.x. Se utiliza un relé de distancia de dos zonas para proteger esta línea en el lado A indicado de la línea. Se desea configurar la zona 1 del relé para que se dispare instantáneamente por fallas a lo largo de la línea, pero no para que dispare por fallas en el punto B o más allá. También se desea configurar la zona 2 del relé para que se dispare por cualquier falla en cualquier lugar de la línea y al menos un 20% más allá del punto B.

La relación CT del relé de impedancia es 3000: 5 y la relación PT es 300 kV: 115 V.

(a) Seleccione la configuración para las dos zonas. Deben determinarse los siguientes ajustes (en lado del relé):

(1) zona 1: z = _____ ohmios, ángulo de fase = _____ grados, m = _____, instantáneo,

(2) zona 2: z = _____ ohmios, ángulo de fase = _____ grados, m = _____, retardo de 12 ciclos.

(b) Suponga una falla de fase A a neutro en la barra B. Calcule la impedancia "vista" por el relé. Proporcione un esquema de las características del relé (con sus selecciones en (a)) y superponga la impedancia "vista" por el relé para esta falla. La fuente en A tiene los siguientes parámetros: voltaje: 500 kV, LL, impedancia de secuencia negativa y pos. = J12 ohmios, impedancia de secuencia cero = j16 ohmios.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

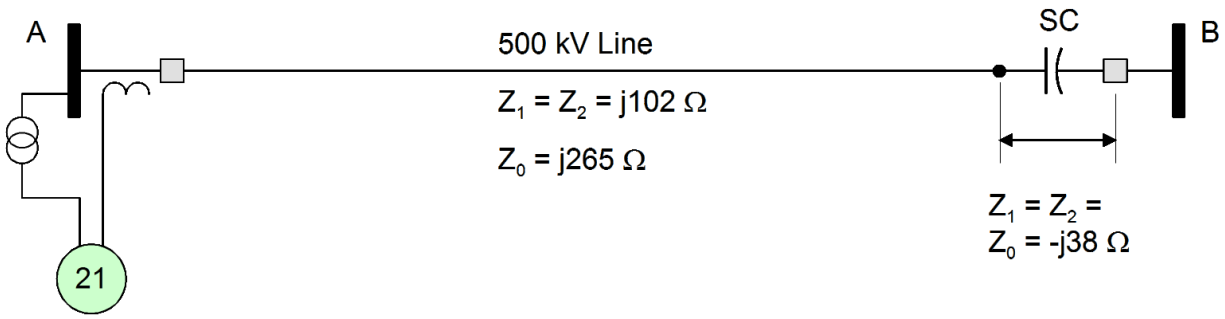


Figura P9.x

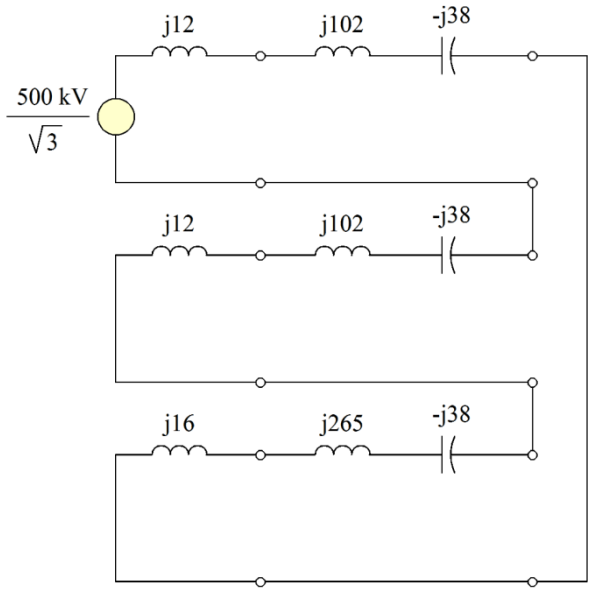
Solución: Parte a:

Para evitar disparos instantáneos por fallas cerca del bus B, configuramos la zona 1 para que alcance una distancia de (102-38) /102x100=62.75%. La Zona 2 se configurará para detectar fallas en cualquier lugar de la línea y en al menos un 20% más allá del punto B. Entonces la configuración será:

(1) zona 1: z = 14,72 ohmios, ángulo de fase = 90 grados, m = 1,598, instantáneo,

(2) zona 2: z = 23,46 ohmios, ángulo de fase = 90 grados, m = 2,547, retardo de 12 ciclos.

Parte B:



$$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \quad \frac{500/\sqrt{3}\,kV}{j395} \quad -j0{,}7308\,kA$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{I}_a \quad j2.1925 kA, \; yo_B \; \tilde{} \; I_C \; \tilde{} \; 0$$

En la fuente (ubicación del relé):

$$\tilde{V}_1 \quad \frac{500 kV}{\sqrt{3}} \quad j12 \; \tilde{I}_1 \; 279.9055 \; kV$$

$$\tilde{V}_2 \quad j12 \; I_2 \; \tilde{} \; 8.7696 \; kV \; V_0 \quad j$$

$$\text{dieciséis } I_0 \; \tilde{} \; 11.6928 \; kV$$

$$\tilde{V}_a \; V_1 \; \tilde{V}_2 \; V_0 \; \tilde{} \quad \tilde{} \quad \frac{500 kV}{\sqrt{3}} \quad j40 \; (\; j0.7308) \quad 259,44 \; kV$$

Relé:

$$Z_{Línea} \quad \frac{V_a}{I_a \; mi_0} \quad \frac{259,44 kV}{j2.1925 \;\; (2.547) \; (\; j0,7308)} \quad 63,99 mi_{\angle 900} \; ohmios$$

$$Z_{Reponer} \quad 0,23 Z_{Línea} \quad 14,71 mi^{\angle 900} \; ohmios$$

Problema P9.x: Se utiliza un relé de distancia para proteger una determinada línea de transmisión de 230 kV. La impedancia de secuencia positiva de longitud por unidad de la línea es:

$$z_1 \quad 0.0378 \quad j0.5673 ohmios / milla$$

La relación CT del relé de impedancia es 3000: 5 y la relación PT es 200kV: 115V.

El ingeniero de relés decide configurar el relé de impedancia de la siguiente manera (impedancias en el lado del relé):

(a) zona 1: z = 14,8 ohmios, ángulo de fase = 86 grados, m = 1,9, instantáneo,

(b) zona 2: z = 23,0 ohmios, ángulo de fase = 86 grados, m = 1,9, retardo de 12 ciclos,

(c) zona 3: z = 42,0 ohmios, ángulo de fase = 86 grados, m = 1,9, retardo de 30 ciclos.

Durante un evento de falla, la línea experimentó una falla de línea a tierra única inicialmente que luego evolucionó a una falla de línea a línea. Las corrientes y voltajes de línea durante este evento y para las dos condiciones de falla se muestran en las Figuras P9.5a y P9.5b.

(a) Determine qué distancia en millas "verá" el relé durante la falla monofásica a tierra. Determine si se disparará y si se dispara en qué zona.

(b) Determine qué distancia en millas "verá" el relé durante la falla de línea a línea. Determinar si se disparará y si se dispara en qué zona.

(c) Calcule la diferencia en la distancia de falla entre los casos (a) y (b).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

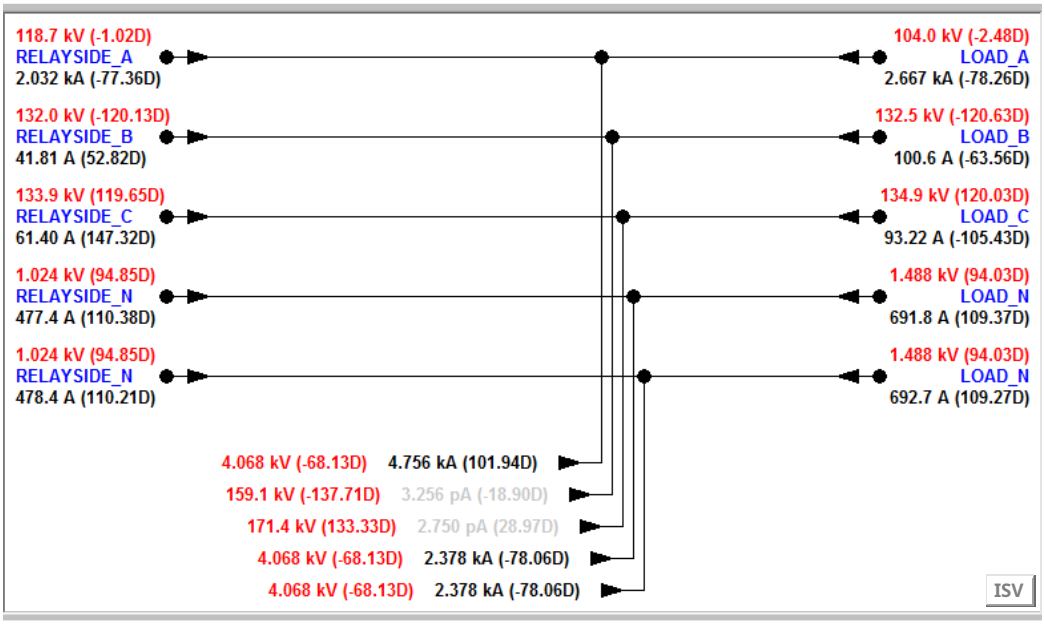


Figura P9.5a: El relé está ubicado en el bus RELAYSIDE

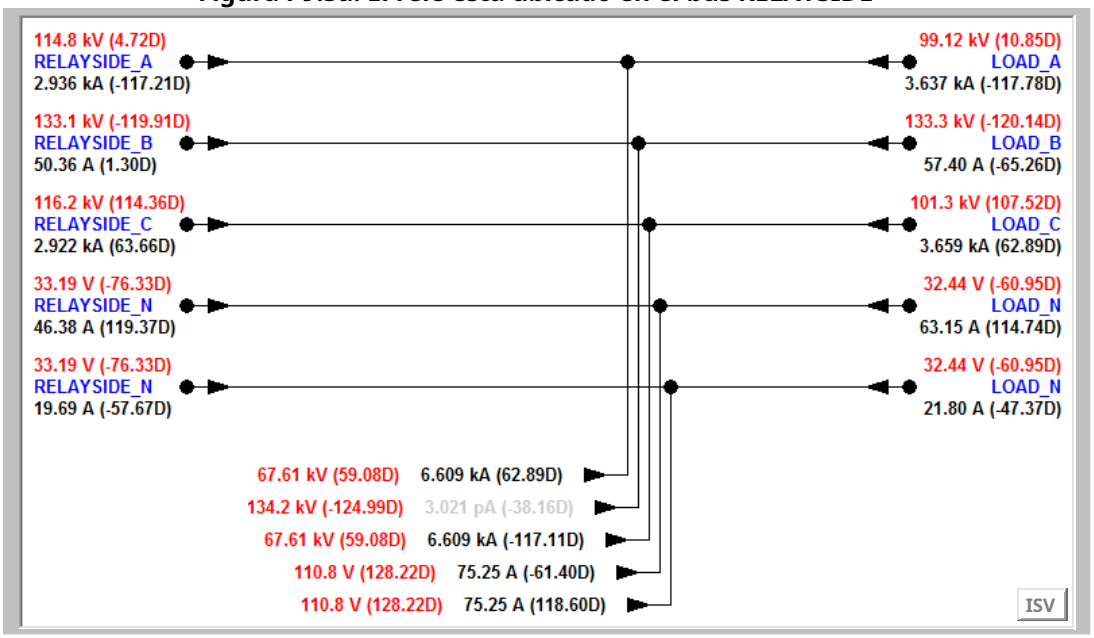
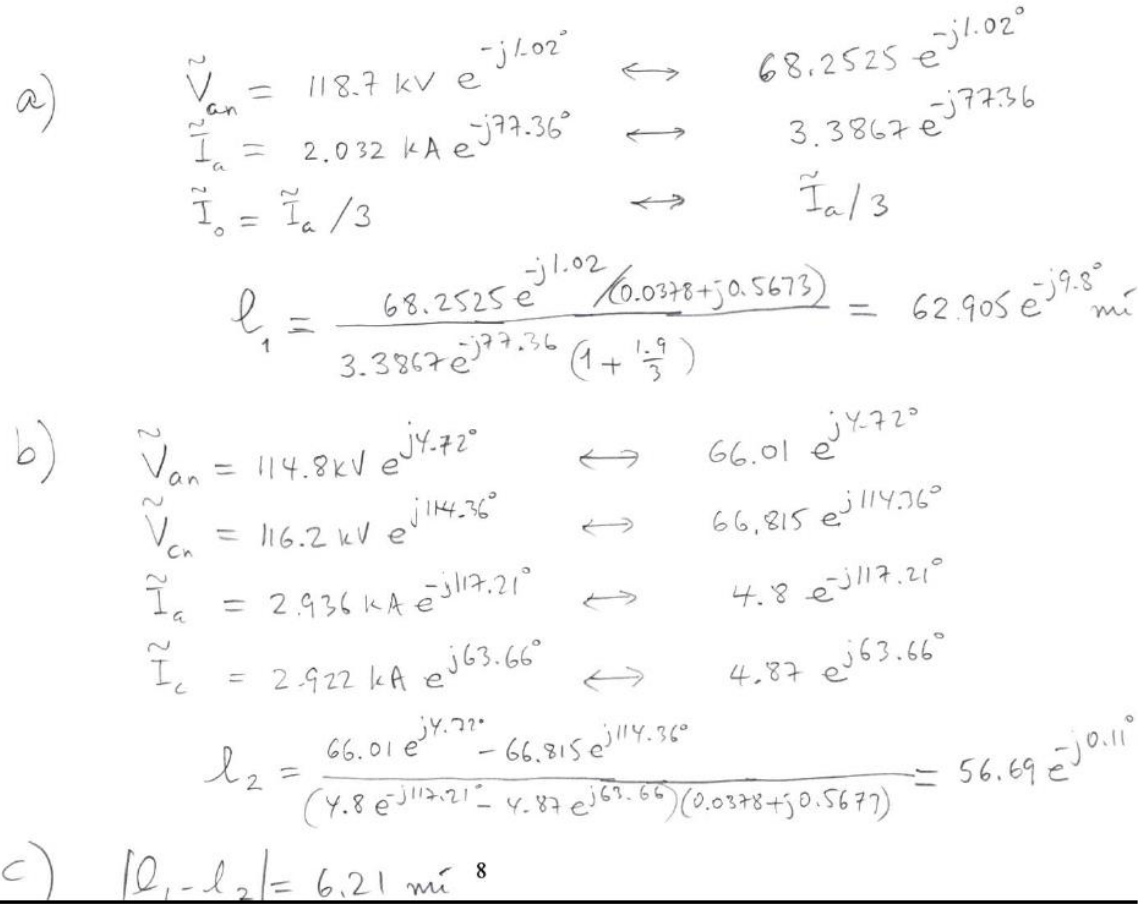


Figura P9.5b: El relé está ubicado en el bus RELAYSIDE

Solución:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Problema P9.3: Una línea de transmisión trifásica de 115 kV y 42 millas de largo conecta dos sistemas de energía eléctrica como en la Figura P9.3. Cada uno de los sistemas de potencia se representa como una fuente equivalente con las siguientes impedancias de secuencia:

Z_1 $j0{,}1$ *pu* @100*MVA,* Z_2 $j0{,}1$ *pu* @100*MVA,* Z_0 $j0{,}06$ *pu* @100*MVA*

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

z_1 z_2 $j0{,}8$ *ohmios / mi,* z_0 $j2.1$ *ohmios / 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 a tierra 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? (El relé de tierra "ve" lo siguiente impedancia: $z_{gramo} \frac{\tilde{V}_{a\sim}}{I_a + mi_0}$

(b) Calcule la corriente de falla para una falla de línea a línea en el medio de la línea. Suponga que una línea El relé de distancia se encuentra en el terminal izquierdo de la línea. ¿Cuál es la impedancia "vista" por este ¿relé? (El relé de línea "ve" la siguiente impedancia: $z_{norte\ mentir} \frac{\tilde{V}_{1\sim} \tilde{V}_{2)}}{I_1 - I_2}$

(c) Calcule el voltaje de las fases sin falla en la ubicación de la falla y para las condiciones en (a) y (b).

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

(d) Si la falla se interrumpe en 6 ciclos después del inicio de la falla, ¿cuál será el valor rms máximo de la corriente de falla en los interruptores indicados para los casos (a) y (b)?

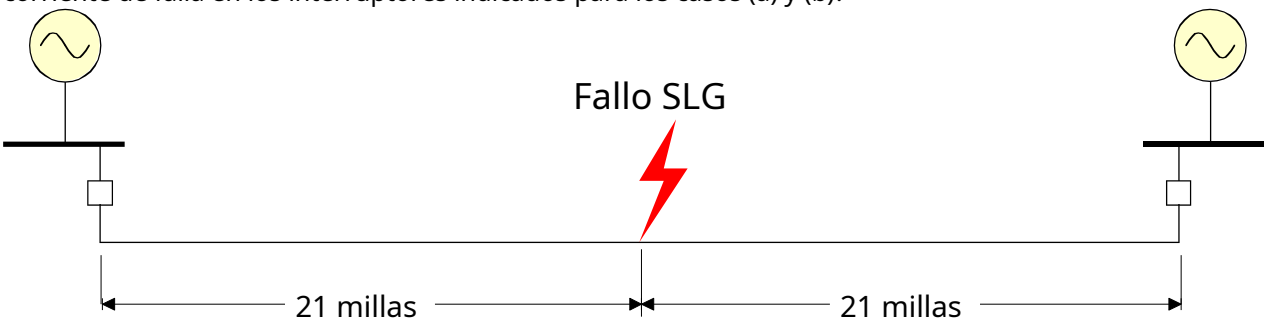
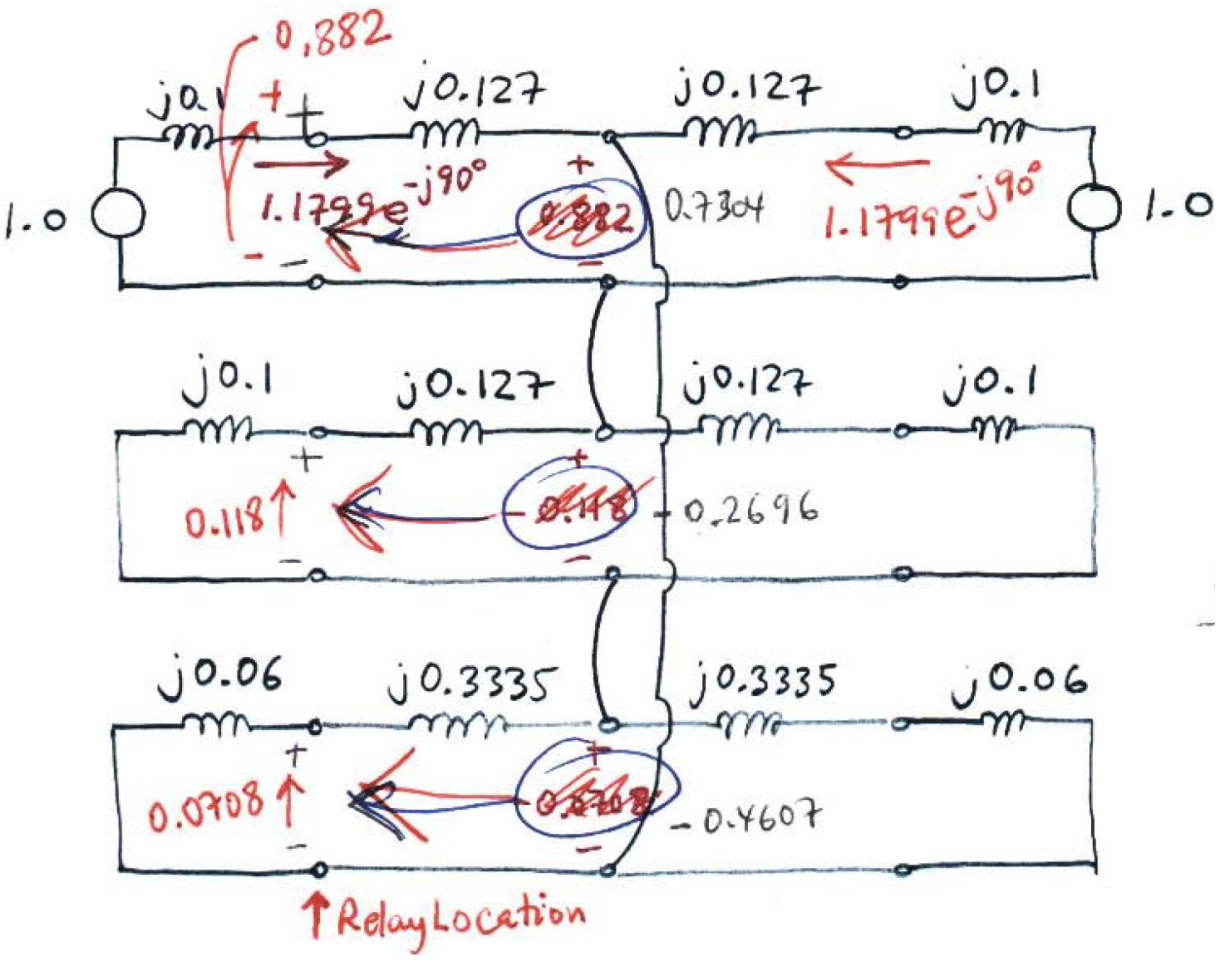


Figura P9.3

Solución: Debido a la simetría, se puede considerar solo la mitad del sistema para el análisis de fallas.



(a) Al convertir los parámetros de la línea a por unidad, las corrientes de falla son:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \quad \frac{1}{j0.8475} \quad 1{,}1799 mi_{j90^0} pu$$

La corriente de la fase A es:

$$\tilde{I}_a \quad \tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \quad \tilde{I}_0 \; 3.5397 mi_{j0^0} pu$$

El voltaje en la ubicación del relé es:

$$\tilde{V}_1 \; 1.0 \; (j0{,}1)\tilde{I}_1 \; 0.8820 \; pu$$
$$\tilde{V}_2 \; (j0{,}1)\tilde{I}_2 \quad 0{,}1180 \; pu$$
$$\tilde{V}_0 \; (j0{,}06)\tilde{I}_0 \quad 0.0708 \; pu$$

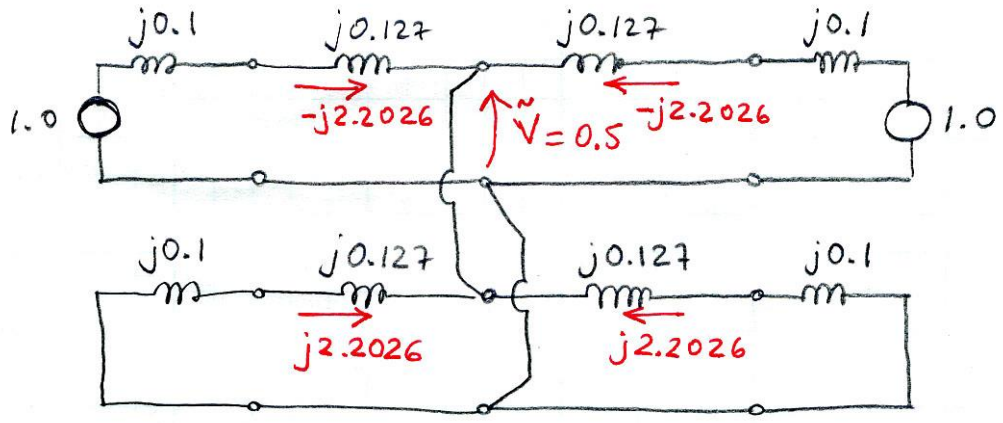
El voltaje de las fases no falladas es:

$$\tilde{V}_a \; \tilde{V}_1 \; \tilde{V}_2 \; V_0 \quad 0{,}6932 \; pu$$

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

$$Z_{relé\ (línea)} \; \frac{\tilde{V}_{un}}{I_a mi_0} \quad \frac{0{,}6932}{j3.5397 \; 1{,}6 \; (j1{,}1799)} \quad j0.1277 \; pu \; OR \; j16.8908 ohmios$$

(b) El circuito equivalente para la falla de línea a línea se da a continuación. La solución también está indicada.
en el dibujo.



Los voltajes y corrientes en la ubicación del relé son:

$$\tilde{I}_1 \quad j2.2026 \; pu \qquad \tilde{I}_2 \; j2.2026 \; pu$$

$$\tilde{V}_1 \; 1.0 \; (j0{,}1) \; (j2.2026) \quad 0{,}77974 \; pu \qquad \tilde{V}_2 \quad (j0{,}1) \; (j2.2026) \quad 0.22026 \; pu$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Por lo tanto:

$$z_{línea} \frac{\tilde{V}_1 \tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 \tilde{I}_2} \frac{0,77974 \ 0.22026}{j2.2026 \ j2.2026} \ j0,127 \ pu \ j16,79 \ ohmios$$

(c) Los voltajes son:

$$\tilde{V}_a \ V_1 \tilde{V}_2 \tilde{V}_0 \ \tilde{} \ 0.0 \ j0.0$$

$$\tilde{V}_B \ a^2 V_1 AV \ \tilde{V}_2 \ 0,7304 mi \ ^{j120} \ 0.2696 mi^{j120_0} \ 0.4607 \ 0,6911 \ j0.8660 \ 1.1080 mi \ ^{j}$$

$$\tilde{V}_C \ A\tilde{V}_1 \ uña_2 V \ \tilde{V}_0 \ 0,7304 \ mi^{j120} \ 0.2696 mi_{j120_0} \ 0.4607 \ 0,6911 \ 0.8660 \ 1_j \ . 1080 mi_j$$

(d) El circuito equivalente de Thevenin en el lugar de la falla es:

$z \ j0.4238 \ R \ j L, R \ 0, L \ 0,00112$. El valor rms máximo de la corriente de falla estarán:

$$I_{f,rms}t) \ 3 \sqrt{I^2 2 \ {}^{2}_{Es\ decir} \ {}^{2R}_{L} t} 6.1309 \ pu$$

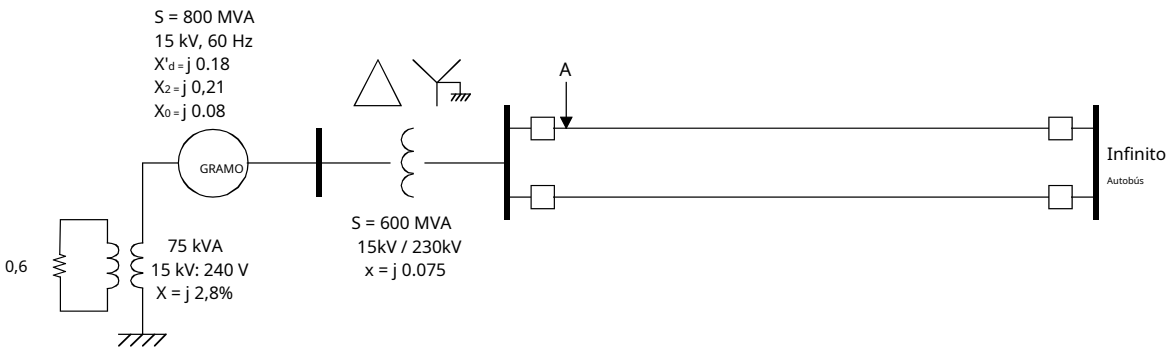
Problema P9.13: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P9.13. Los parámetros de los distintos componentes del sistema se muestran en la figura. Considere una falla línea a línea en la ubicación A. La ubicación A se indica en la Figura. La ubicación A está muy cerca del bus de 230 kV del transformador y prácticamente la impedancia entre el bus y la ubicación A es cero. Se da que antes de la falla la unidad opera bajo voltaje nominal en sus terminales, potencia nominal y factor de potencia unitario.

(a) Calcule la corriente de secuencia negativa en el generador durante esta falla.

(b) Calcule la impedancia de línea "vista" en los terminales del generador por una distancia de línea relé, es decir, calcular la relación: $\frac{\tilde{V}_1 \tilde{V}_2}{\tilde{I}_1 \tilde{I}_2}$

Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de cada línea son: $Z_1 \ Z_2 \ j45,5 ohmios$ y $Z_0 \ j106,4 \ ohmios.$ La impedancia mutua entre las dos líneas (solo secuencia cero) es:

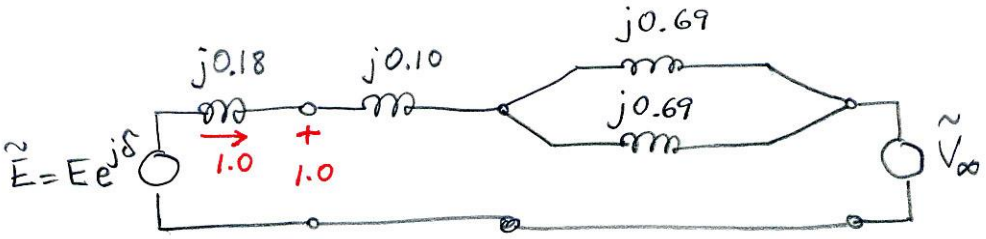
$Z_{0metro} \ j24,5 \ ohmios.$



Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Figura P9.13

Solución: Primero calculamos las condiciones de operación antes de la falla. El circuito a continuación es la red de secuencia positiva antes de la falla (todas las impedancias se han referido a un 800 MVA base).

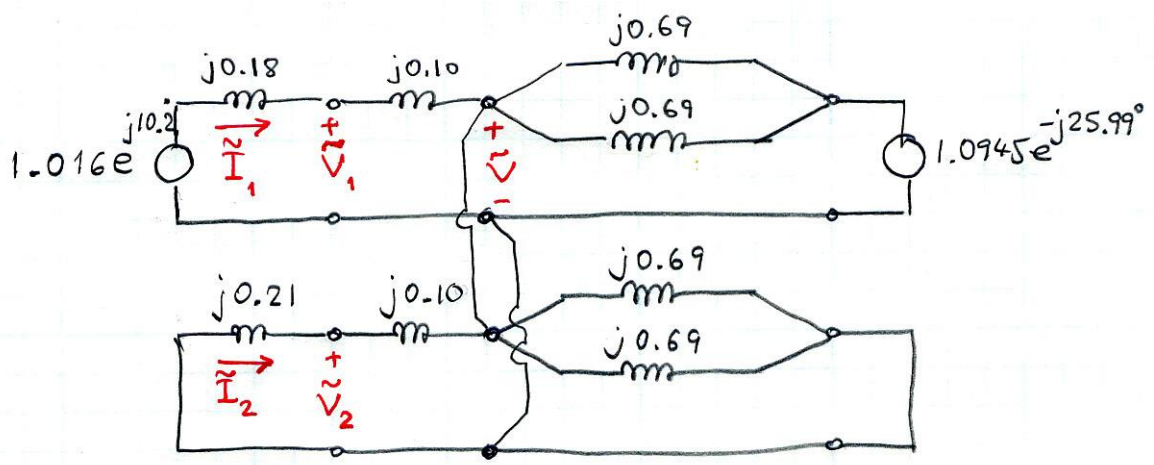


Los voltajes del generador y del bus infinito son:

$$Ee^{j} \; 1.0 \;\; j0{,}18 \;\; 1.016 mi_{j10{,}20^{o}} pu$$

$$\tilde{V} \; V \;\;\; mi_{j} \; 1.0 \;\; j0{,}10 \;\; j\,0{,}69 / 2 \;\;\; 1.0945 mi_{j25{,}99^{o}} pu$$

(a) Dado que solo tenemos una falla de línea a línea, solo las redes y secuencia negativa equivalente positivas estarán involucradas. La siguiente figura ilustra a los circuitos equivalentes y el conexiones para una falla de línea a línea.



El análisis de circuitos produce: $\tilde{V}$ $0.450 mi_{\;\;\;j6{,}64^{o}}$ pu y I_2 $\tilde{2}.250 mi_{\;\;\;j96{,}64^{o}} pu$

(b) De la solución del circuito obtenemos:

$$\tilde{I}_1 \; 2.141 \;\;\; mi_{j67{,}24^{o}} pu$$

$$\tilde{V}_1 \; \tilde{V} \;\; (j0{,}1) I \;\; 0{,}\tilde{6}452 mi_{j\,2.737^{o}} pu$$

$$\tilde{V}_2 \;\;\; (j0{,}21) I \;\; \tilde{0}_{2}225 mi_{j6{,}64^{o}} \;\;\;\;\; pu$$

Por lo tanto, la impedancia "vista" por el relé es:

$$z \;\; \frac{\tilde{V} \; \tilde{V}}{\tilde{I}_1 \;\; I_2}$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P9.16: Una línea de transmisión trifásica conecta dos sistemas de energía eléctrica como en la Figura P4.11. Cada uno de los sistemas de potencia se representa como una fuente equivalente con el siguientes impedancias de secuencia:

$Z_1 \quad j0{,}08 \; pu, \; Z_2 \quad j0{,}08 \; pu, \; Z_0 \quad j0{,}06 \; pu \; en \; 100 \, MVA$

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

$Z_1 \quad Z_2 \quad j0{,}8 \; ohmios / milla, \; Z_0 \quad j2.1 \, ohmios / milla$

El voltaje de operación de la línea es de 115 kV línea a línea. La longitud total de la línea es de 40 millas.
(a) Considere una falla línea a línea en la línea de transmisión en la ubicación indicada (las fases involucradas son B y C). Suponga que un relé de impedancia está ubicado en la ubicación del disyuntor B1 de la línea. Calcule la impedancia aparente que "verá" el relé de la fase B.
(b) Considere una falla de línea a tierra en la línea de transmisión en la ubicación indicada (la fase involucrada es A). Calcule la corriente de secuencia negativa del generador G1 y la corriente negativa secuencia de corriente del generador G2 durante esta falla.

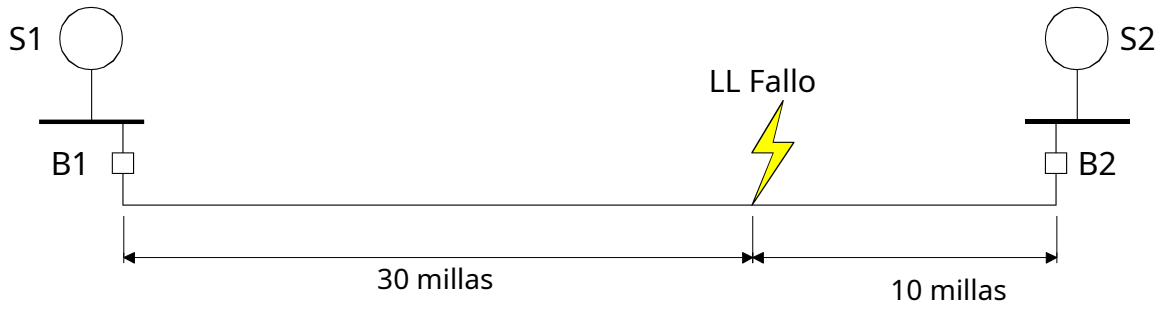
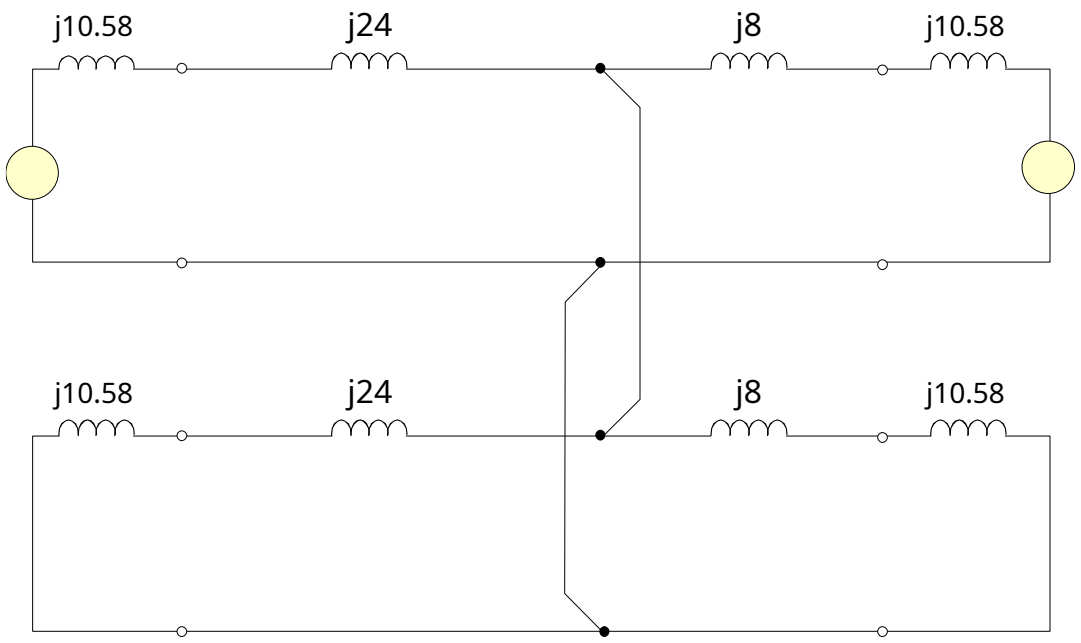


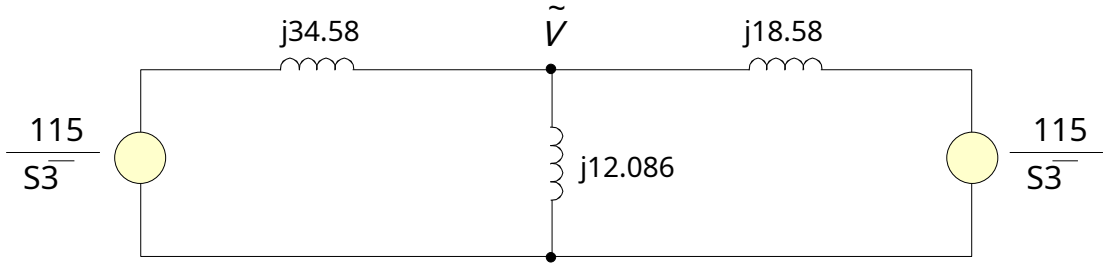
Figura P9.16

Solución: (a) Los circuitos equivalentes de secuencia positiva y negativa están conectados en paralelo en la ubicación de la falla, de la siguiente manera:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



El circuito anterior se reduce a:



El análisis del circuito de este circuito rinde.

$$\frac{\tilde{V}\ 66.395}{j34,58} \quad \frac{\tilde{V}}{j12.086} \quad \frac{\tilde{V}\ 66.395}{j18.58} \quad 0$$

(b) Las redes de secuencia se muestran en la Figura P4.16b. La solución de la red rinde:

$$\tilde{I}_{2,S2} \quad 1.923 mi^{\,j90^0}\, pu$$

$$\tilde{I}_{2,S1} \quad 1.033 mi^{\,j90^0}\, pu$$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

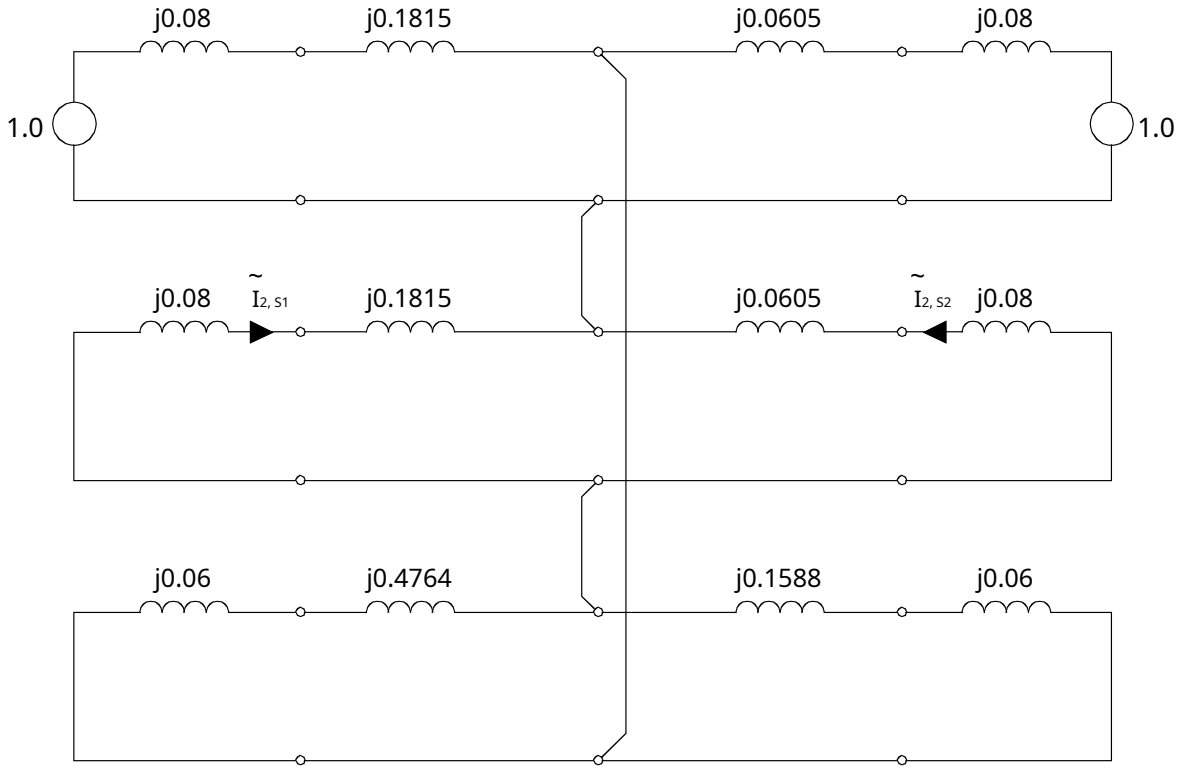


Figura P9.16b

Problema P9.17: Considere el sistema eléctrico de dos unidades, dos transformadores y dos líneas de transmisión de la figura P4.12a. Los siguientes datos se aplican a las unidades y transformadores. Unidad G1:

Potencia nominal: 300 MVA, Tensión nominal: 18 kV,
Z_1 *j*0,18 *pu,* Z_2 *j*0,21 *pu,* Z_0 *j*0,09 *pu*

Transformador T1
Potencia nominal: 300 MVA, Tensión nominal: 18 kV / 230 kV,
Z_1 *j*0,08 *pu,* Z_2 *j*0,08 *pu,* Z_0 *j*0,08 *pu*

Unidad G2:
Potencia nominal: 800 MVA, Tensión nominal: 18 kV,
Z_1 *j*0,18 *pu,* Z_2 *j*0,21 *pu,* Z_0 *j*0,09 *pu*

Potencia nominal: 800 MVA, Tensión nominal: 18 kV / 230 kV,
Z_1 *j*0,08 *pu,* Z_2 *j*0,08 *pu,* Z_0 *j*0,08 *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. 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 cable blindado son:
Conductores de fase: ACSR, BLUEJAY

Alambres de protección: 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 0.2A. Determine si se disparará durante la falla de línea a línea especificada anteriormente.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

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

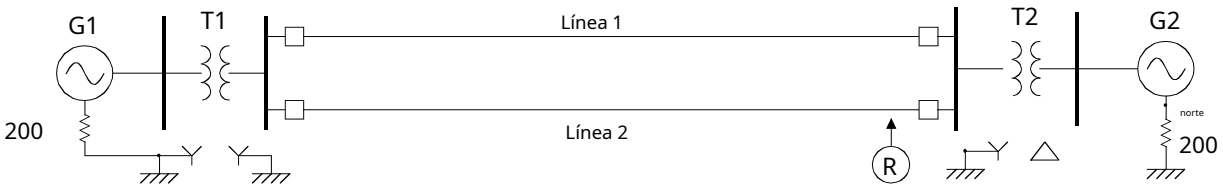


Figura P9.12a

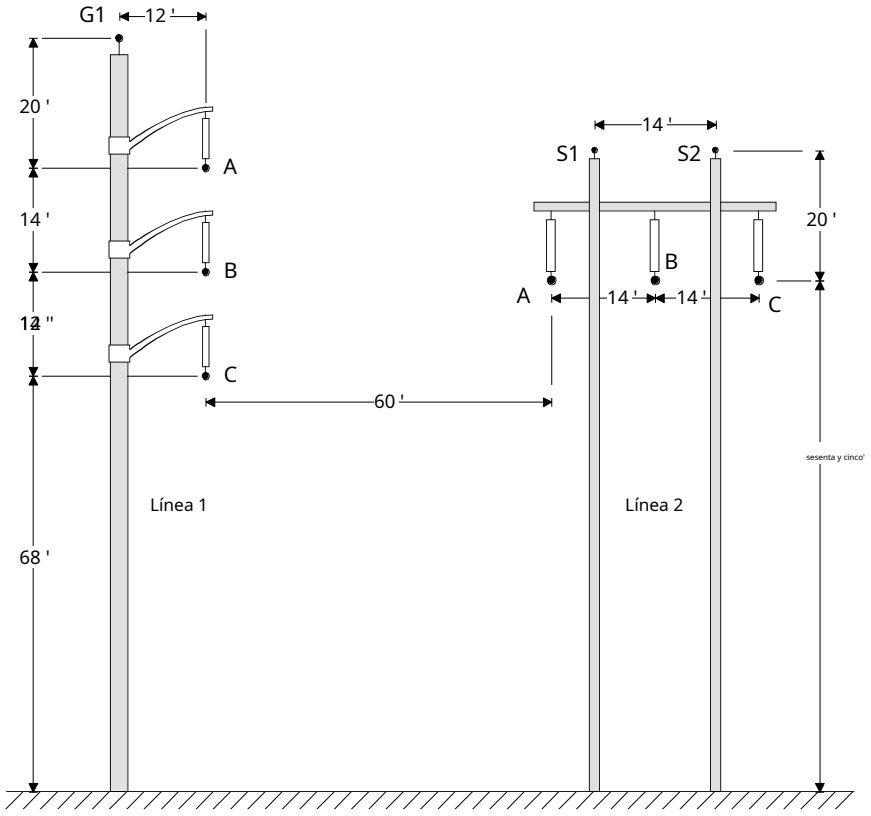
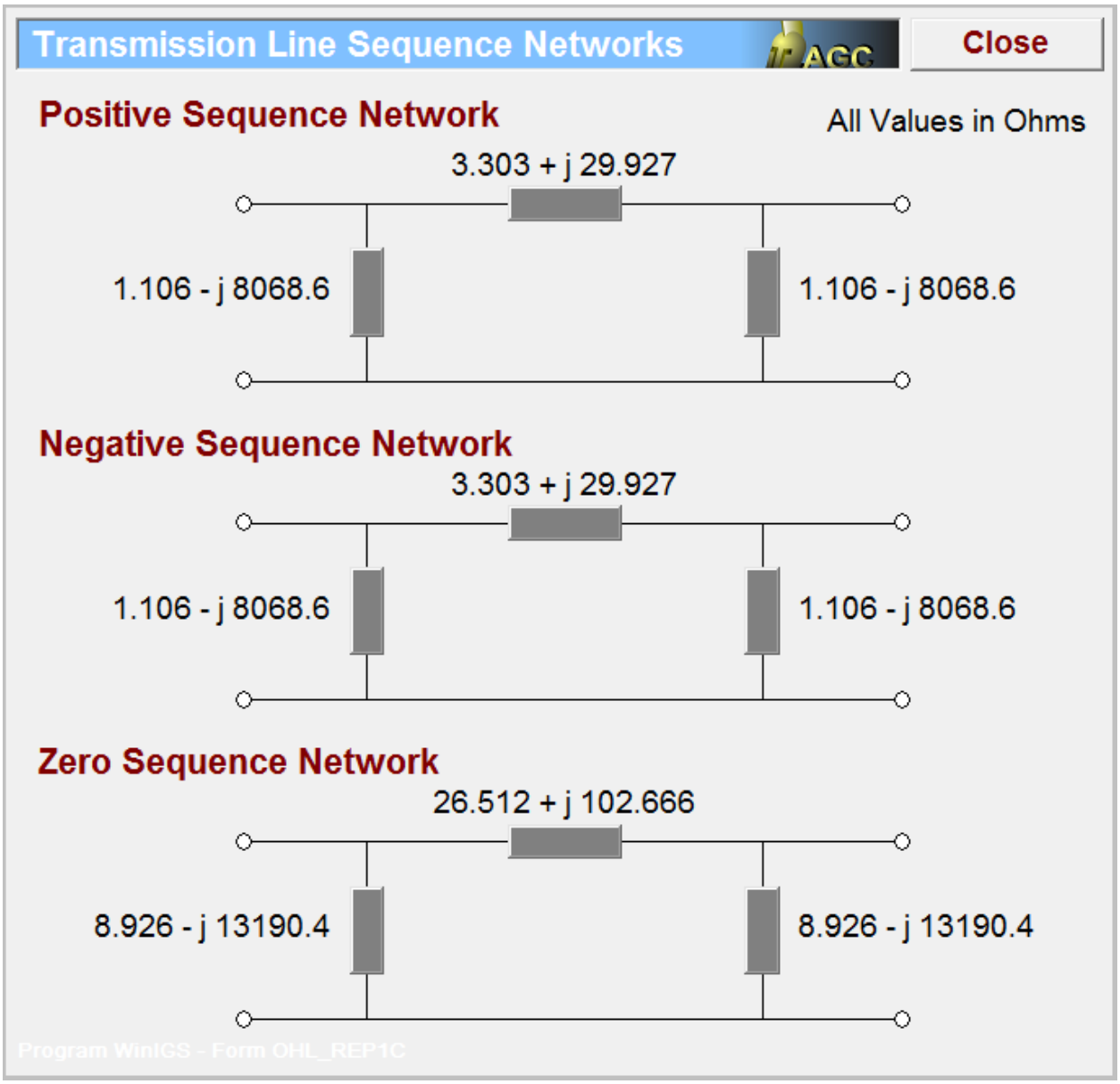


Figura P9.12b

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Problema P9.x: Considere una línea de transmisión de 115 kV, 41.6 millas de largo. El modelo de secuencia positiva / negativa y cero de la línea se muestra en la figura.



La línea está protegida con un relé de distancia en cada extremo. La relación CT es 1200A: 5A y la relación VT es 69kV: 69V.

Determine la configuración del relé para proteger la línea de la siguiente manera:

(a) Disparo instantáneo si la falla está dentro del 75% de la longitud de la línea (zona 1)

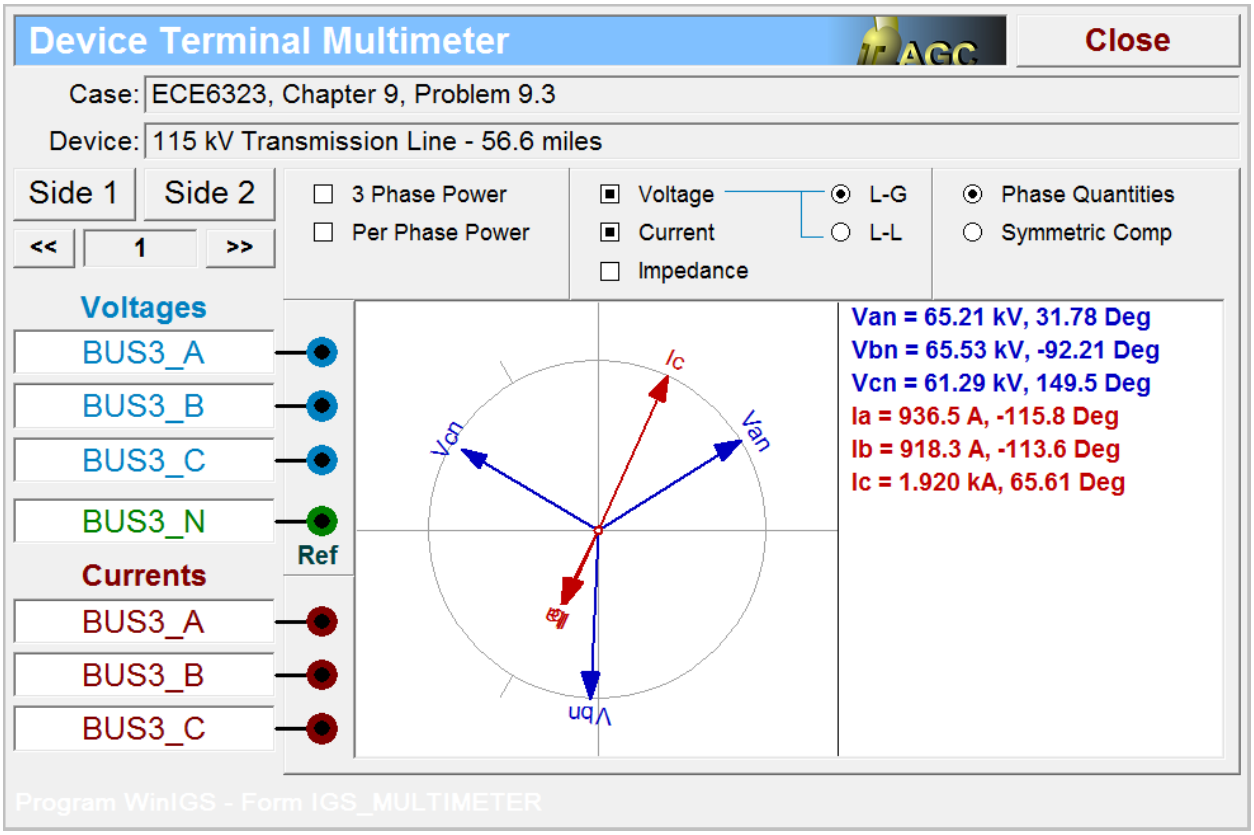
(b) Disparo retardado en 12 ciclos por cualquier falla hasta el 125% de la longitud de la línea (zona 2)

(c) Disparo retardado por 30 ciclos por cualquier falla hasta el 250% de la longitud de la línea (zona 3)

Calcule y grafique las características del relé en cantidades secundarias.

Durante una falla específica, el relé de distancia en uno de los extremos de la línea registró los siguientes valores:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020



Determine (a) el tipo de falla y (b) la ubicación de la falla.

Problema P5.24: Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P5.18. Suponga que un relé de distancia está ubicado en la terminal izquierda de la Línea 1. La línea tiene 59.5 millas de largo. La relación CT del relé de distancia es 1800: 5 y la relación PT es 142 kV: 69 V.

La zona 1 del relé debe configurarse para alcanzar el 70% de la línea. La configuración del factor de compensación disponible (m) del relé está en el rango de 2.4 a 4.0 en incrementos de 0.1. Los ajustes de impedancia son: 5 ohmios a 30 ohmios en incrementos de 1 ohmio. Los parámetros de la línea son:

Z_1 2.222 j39.134 *ohmios,* Z_2 2.222 j39.134 *ohmios,* Z_0 24.564 j158.775 *ohmios*

Pregunta 1: Determine la configuración de la zona 1 del relé. Especifique impedancia, ángulo, factor de compensación y retardo de tiempo. La impedancia debe estar en el lado del relé.

Pregunta 2: Durante una condición de falla, el relé mide los siguientes voltajes y corrientes.

$\tilde{V}_{un}$ 83,36 *mi* $^{j3.3890}$ *kV,* $\tilde{V}_{bn}$ 81,77 *mi* ^{j63,970} *kV,* $\tilde{V}_{norte}$ 137,4 *mi* ^{j150,10} *kV*

$\tilde{I}_a$ 1.858 *mi* $^{j27.230}$ *kA,* $\tilde{I}_B$ 1. 857 *mi* ^{j151,60} *kA,* $\tilde{I}_C$ 0.03798 *mi* ^{j98,590} *kA*

Determine la respuesta del relé, es decir, determine si el relé verá la falla dentro de la zona 1 o fuera.

Pregunta 3: Durante otra condición de falla, el relé mide los siguientes voltajes y corrientes.

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\tilde{V}_{un} 85{,}44 \quad mi^{\,j25.190} \quad kV, \quad \tilde{V}_{bn} \quad 124{,}9 mi_{\,j}^{\,82{,}560}\, kV, \quad \tilde{V}_{cn} \quad 130{,}9 mi^{\,j141{,}60} \quad kV$

$\tilde{I}_a 1.708 mi^{\,j49{,}97^{\,0}} \quad kA, \quad \tilde{I}_B 0.1138 mi_{\,j}^{\,113{,}00} \quad kA, \quad \tilde{I}_C 0.1163 mi_{\,j147{,}00} \quad kA$

Determinar la respuesta del relé, es decir, determinar si la zona relé verá la falla en el interior 1 o exterior.

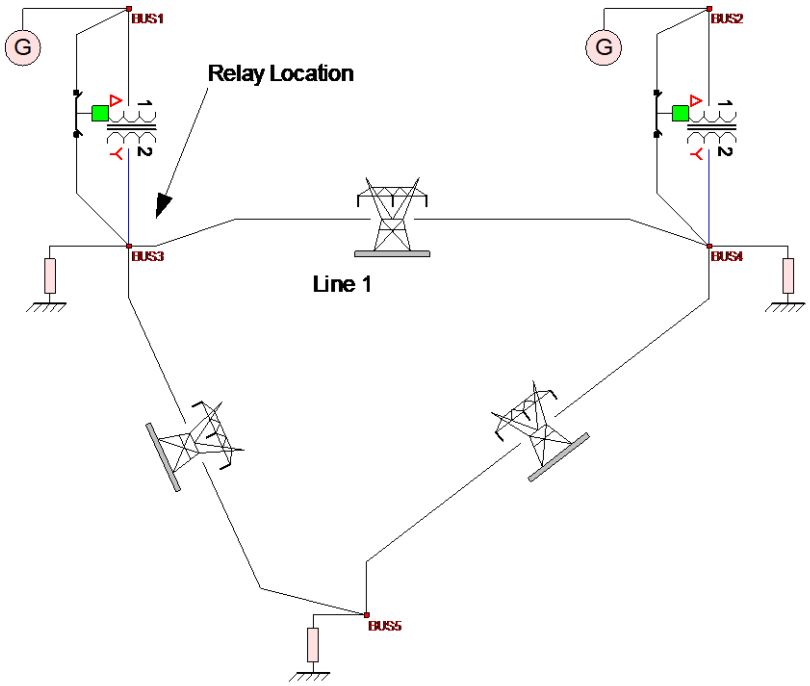


Figura P5.18

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?

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:

$Z_1 \quad 2.222 \quad j39.134 ohmios, Z_2 \quad 2.222 \quad j39.134 ohmios \qquad Z_0 \quad 24.564 \quad j158.775 ohmios$

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

Z_1' 0,750 j5.144,6 *ohmios* Z_2' 0,7 50 j5.144,6 *ohmios* Z_0' 8.331 j10.527,3 *ohmios*

El factor de compensación es:

$$_{metro} \quad \frac{Z_0 \quad Z_1}{Z_1} \quad 3.0989 e,^{ja}$$ Seleccione *metro* 3.0.

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

$$(0,8)Z_1 \sim \frac{\tilde{V}}{I} \quad \frac{\frac{139.000}{115}\tilde{V}_R}{\frac{2000}{5}\tilde{I}_R}$$. Tras la solución de la impedancia en el lado del relé:

$$\frac{\tilde{V}_R}{\tilde{I}_R}$$ 10.3773 *mi* $_{j86,75_0}$ *ohmios* Seleccione Z_{zona1} 10.0 *ohmios* y fase = 85 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:

$\tilde{V}_{un}$ 83,36 *mi* $_{j3.389_0}$ *kV*, $\tilde{V}_{bn}$ 81,77 *mi* ^{j63,970} *kV*, V_{Cnorte} 137,4 *mi* ^{j150,10} *kV*

$\tilde{I}_a$ 1.858 *mi* $_{j27,2}{}^{30}$ *kA*, $\tilde{I}_B$ 1 7 $_{j15}$ 85 *mi* $_{1,60}$ *kA*, $\tilde{I}_C$ 0.03798 *mi* $_{j8,590}$ *kA*

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

$$\left| \frac{1}{z_1} \frac{\tilde{V}_a \quad \tilde{V}_B}{\tilde{I}_a \quad \tilde{I}_B} \right| \quad 37.4211 millas$$

(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:

$\tilde{V}_{un}$ 84.11 *mi* $_{j54.050}$ *kV*, $\tilde{V}_{Bnorte}$ 1378 . *mi* $_{j9}{}^{0,070}$ *kV*, V_{Cnorte} 85,33 *mi* ^{j125,20} *kV*

$\tilde{I}_a$ 1.767 *mi* $_{j88,6}{}^{30}$ *kA*, $\tilde{I}_B$ 0.04276 *mi* $_{j19}{}^{7.40}$ *kA*, $\tilde{I}_C$ 1.768 *mi* $^{j92,7\ 40}$ *kA*

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

$$\left| \frac{1}{z_1} \frac{\tilde{V} \quad \tilde{V}}{\tilde{I}_a^a \quad \tilde{I}_C^C} \right| 42.333 millas$$

(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:

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

$\tilde{V}_{un}$ 85,44 mi_{j} $^{25.190}$ kV, $\tilde{V}_{bn}$ 124,9 mi ^{j82,560} kV, V $\tilde{1}_{cn}$ 30,9 mi ^{j141,60} kV

$\tilde{I}_{a}$ 1.708 mi $^{j49.970}$ kA, $\tilde{I}_{B}$ 0.1138 mi ^{j113,00} kA, $yo\tilde{}_{C}$ 0.1163 mi ^{j147,00} kA

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

$\tilde{I}_{1}$ 0.5866 mi $_{j49,890}$ kA, $\tilde{I}_{2}$ 0,6255 mi $_{j50.030}$ kA, $\tilde{I}_{0}$ 0,496 mi $_{j50,00}$ k A

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

$$\left| \frac{1}{z_1} \frac{\tilde{V}_a}{\tilde{I}_a \; mi_{0}\tilde{}} \right| 40.579 \; millas$$

(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:

$\tilde{V}_{a_{norte}}$ 130.5 mi $_{j21.510}$ kV, $\tilde{V}_{bn}$ 85.20 mi ^{j94,870} kV, $\tilde{V}_{C_{norte}}$ 124,5 mi ^{j157,400} kV

$\tilde{I}_{a}$ 0,1261 mi $_{j24,810}$ kA, $\tilde{I}_{B}$ 1.713 mi $_{j170,20}$ kA, yo $\tilde{0.1}_{c}$ 151 mi $_{j3,540}$ kA

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

$\tilde{I}_{1}$ 0.593 mi $_{j49,810}$ k A, $\tilde{I}_{2}$ 0,6272 mi ^{j69,650} kA, $yo\tilde{}_{0}$ 0.3249 mi $_{j170,40}$ kA

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

$$\left| \frac{1}{z_1} \frac{\tilde{V}_B}{\tilde{I}_B \; mi_{0}\tilde{}} \right| 40.5081 \; millas$$

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

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

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020