

CONCEPTOS BASICOS DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE ENERGIA ELECTRICA

Ing. Gilberto Flores, MSc

Abril 2015

Propósito de los cursos

En esta serie de cursos se describen los requerimientos de protección de sistemas de transmisión, sistemas de distribución y sistemas de generación, identificando los métodos de detección de fallas y las protecciones que se aplican en los diferentes componentes del sistema de potencia. Se presentan las fortalezas y limitaciones de equipos de protección disponibles, y se definen y manejan problemas que se pueden presentar en los referidos sistemas de protección.

Introducción y generalidades:

- Definiciones de sistemas de protección
- Fallas balanceadas y desbalanceadas,
- Nomenclatura y número de los dispositivos empleados en protecciones.
- Objetivos básicos de sistemas de protección.
- Clasificación y comportamiento de los relés de protección.

Aspectos básicos para coordinación de protecciones:

- Sistema por unidad, definición y cantidades bases;
- Componentes simétricas, ecuaciones y redes de secuencia para los distintos tipos de fallas;
- Diagramas y representación fasorial para fallas;
- Polaridad de transformadores de medida y de relés,
- Detección direccional de fallas.

Contenido del curso

- Fuentes de entrada a los relés: transformadores de corriente y de tensión.
- Principios básicos del diseño de protecciones: principio diferencial; protección de sobrecorriente y problemas básicos; protección de respaldo, local y remoto; tipos de relés según diseño y sus características, sobrecorriente de tiempo, instantáneo, sobrecorriente direccional, conexiones trifásicas de los relés, relés para fallas a tierra. Diferentes tecnologías
- Ejercicio de coordinación de relés de sobrecorriente.
- Interruptores.

Contenido del curso

- Protección de distancia en líneas de transmisión, características de fallas en el plano R-X, características de impedancia, características mho y cuadriláteras; esquemas unitarios o pilotos para disparos simultáneos en ambos extremos de la línea protegida con relés de distancia.
- Consideraciones acerca de oscilaciones de potencia y su efecto en relés de distancia.
- incursión de la impedancia de carga en la característica del relé de distancia. Otras funciones de las protecciones de distancia.
- Protección diferencial en líneas de transmisión

Contenido del curso

- Protección de transformadores en sistemas de transmisión: protección diferencial, protección de sobrecorriente de fase y de neutro, otras protecciones de respaldo, protecciones internas del transformador.
- Protección diferencial de barras.
- Protección contra falla de interruptor.
- Protecciones de área, sobretensión y pérdida de sincronismo.

Contenido del curso

- Objetivos básicos de sistemas de protección en redes de distribución.
- Clasificación y comportamiento de los equipos de protección en distribución, fusibles, reconectores, seccionadores y relés de sobrecorriente.
- Protección de circuitos, alimentadores y transformadores de distribución. Ajuste y coordinación de las protecciones Ejercicio de coordinación de relés de sobrecorriente con otros elementos de protección en redes de distribución.

Contenido del curso

- Fundamentos de las protecciones de generadores sincrónicos. Modelo de cortocircuito del generador sincrónico. Prácticas de puesta a tierra del generador.
- Protección para fallas en el estator.
- Protección para fallas en el rotor.
- Protección de desbalances de corriente.
- Protección de pérdida de campo.
- Protección de sobreexcitación y sobretensión.
- Protección contra frecuencia anormal.
- Pérdida de sincronismo.
- Energización inadvertida del generador.

Laboratorio de protecciones de la USB:

Fundamentos teórico-prácticos de relés convencionales y relés numéricos.

Análisis y discusión de aplicaciones.

Funcionamiento de los inyectores de corriente y tensión.

Uso de tres tecnologías: electromecánicas, electrónicas y numéricas con distintos relés disponibles en el laboratorio de protecciones de la USB

Relés de sobrecorriente, relés de distancia numérico y relés diferenciales numéricos. Utilización de software DIGSI y Areva

Introducción y Generalidades

Prueba inicial

1. Qué es un relé ?
2. Qué es un voltaje de polarización ?
3. Explique el principio de operación de una protección de distancia.
4. Qué es una zona de protección ?
5. Qué es el SIR de una línea de transmisión ?
6. Qué entiende por línea de torque máximo ?
7. Qué es la corriente de secuencia cero y por qué se produce en un sistema de potencia ?
- 8.Cuál es la diferencia entre un relé de sobrecorriente de tiempo definido y un relé de tiempo inverso ?. Cuándo se aplica uno u el otro ?
9. Qué es un algoritmo de un relé digital ?
10. Dibuje la curva de excitación de un transformador de corriente (TC). Por qué se puede saturar el TC ?

Un sistema de protección consiste en un esquema en el cual un relé detecta un elemento fallado o condición anormal en el sistema de potencia y la aísla rápidamente del resto del sistema integrado, por intermedio de los interruptores. El interruptor al igual que el relé forma parte del sistema de protección.

En el caso de un fusible, la detección de la falla y la interrupción de la corriente ocurren simultáneamente.

De acuerdo a la IEEE, un relé se define como un dispositivo eléctrico diseñado para responder a determinadas condiciones de entrada, y una vez que se satisfacen estas condiciones producir la actuación de un contacto asociado a un circuito de control dentro del sistema eléctrico. Las entradas por lo general son cantidades eléctricas, pero también pueden ser mecánicas, térmicas, u otras cantidades así como una combinación de éstas.

De acuerdo a la función que desempeñan, los relès se pueden clasificar en: relès de protección, relès de regulación, relès de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, relès de supervisión, y relès auxiliares.

Relès de protección. Se aplican a todos los equipos del sistema de potencia y son los únicos relès que pueden detectar fallas. Estos relés constituyen el objeto de este curso.

Relès de regulación. Estàn asociados con cambiadores de tomas en transformadores y equipos de regulación de tensión en generadores para control de tensión por variación de la carga

Relès de recierre, verificaciòn de sincronismo y sincronizaciòn. Se utilizan para energizar líneas luego de salidas y para interconectar àreas de un sistema luego de una separaciòn de àreas.

Relès de supervisiòn. Se utilizan para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protecciones, produciendo alarmas.

Relès auxiliares. Èstos tiene una gran variedad de usos en sistemas de protecciones: multiplicadores de contactos, relès para disparo y cierre de interruptores, bloqueo y aislamiento, alarmas, etc

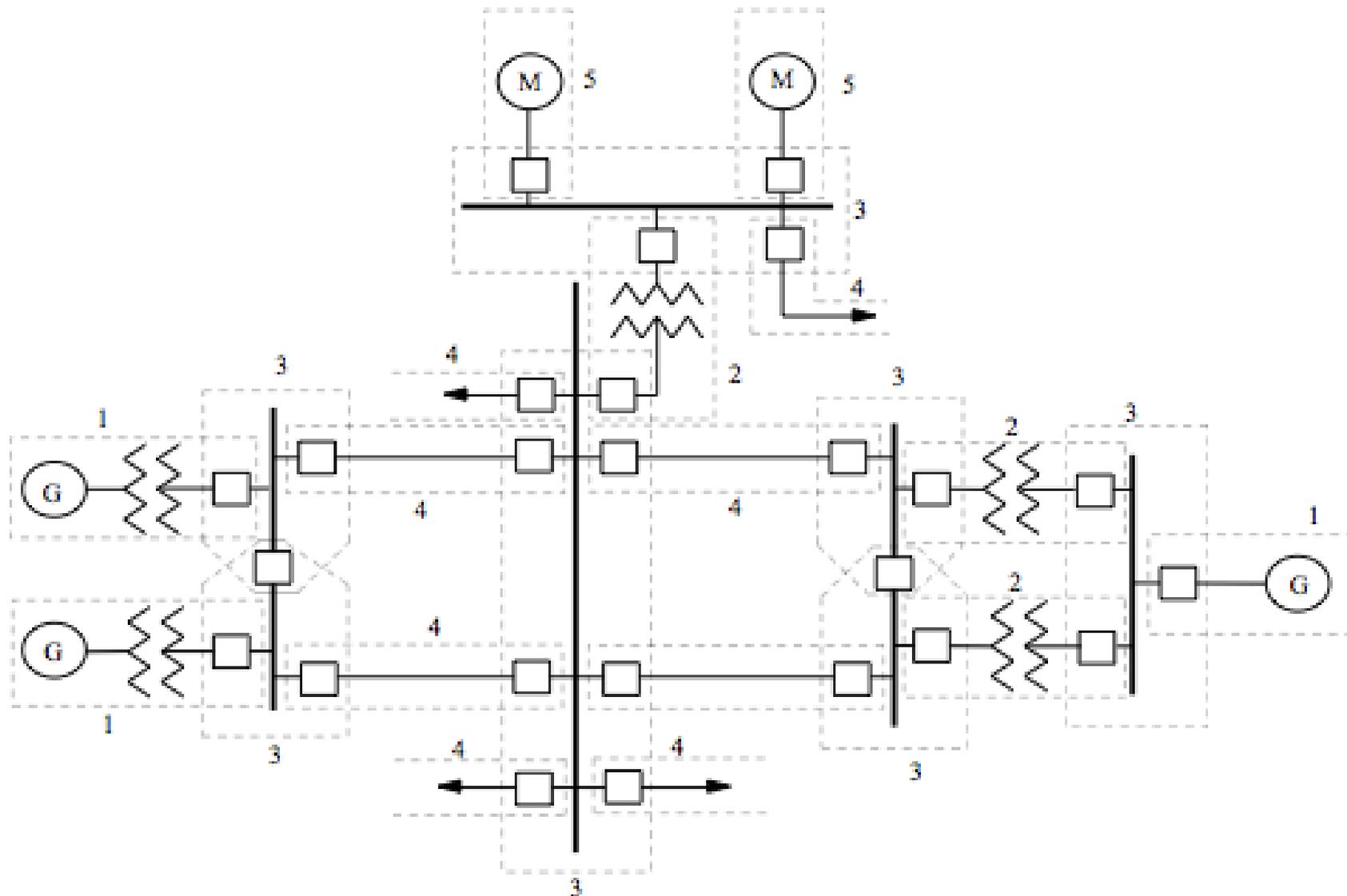
Otras clasificaciones de los relès es de acuerdo a las señales de entrada que lo alimentan: relès de corriente, tensión, frecuencia, potencia, temperatura.

De acuerdo al principio operativo: diferenciales, distancia, reactancia, sobrecorriente, direccionales, comparadores de fase, tiempo inverso, mínima tensión, sobre voltaje, pérdida de sincronismo.

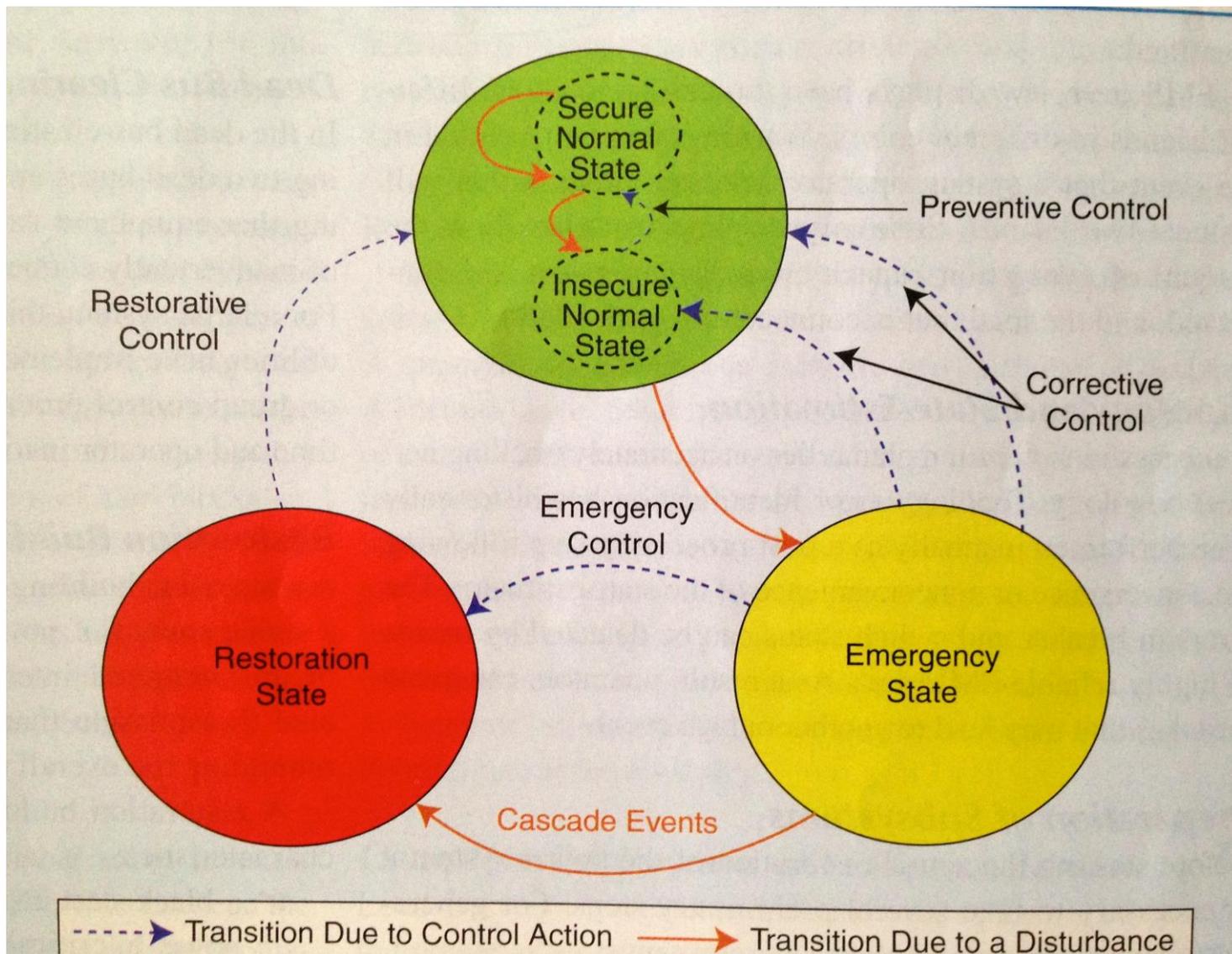
De acuerdo a la tecnología utilizada: electromecánicos, estado sólido o electrónicos, numéricos o digitales (basados en procesadores)

El relé de protección es un relé cuya función es detectar cualquier falla en los elementos integrantes de un sistema eléctrico de potencia, u otra condición anómala e iniciar la acción de control apropiada.

Así, los relés de protección y sus equipos asociados son unidades compuestas de elementos análogos, componentes discretos de estado sólido, amplificadores operacionales y redes de microprocesadores digitales para detectar problemas en el sistema eléctrico



Estados de un sistema de potencia



El objetivo principal de un sistema de potencia es suministrar la demanda eléctrica en todo momento en condiciones de calidad, y cuando se presentan situaciones intolerables, es preciso minimizar la duración y la extensión geográfica de las salidas de equipos del sistema

El sistema de protecciones es un centinela silencioso en el sistema eléctrico cuya funcionalidad no se hace necesaria hasta que ocurren condiciones intolerables o anormales durante la operación del sistema de potencia.

Protección no significa prevención.

sino:

Limitar daños

Minimizar la duración de problemas

Minimizar propagación de fallas

Sistemas de Protección. Requerimientos

Para que un sistema de protecciones cumpla su función a cabalidad debe satisfacer varios requerimientos, a saber:

- **Sensibilidad:** Habilidad para operar en condiciones de débiles corrientes de cortocircuito y alta resistencia de falla.
- **Velocidad:** Habilidad para detectar y despejar rápidamente operaciones anormales o elementos fallados en las zonas protegidas, evitando daños a equipos o propagación de la falla.
- **Selectividad:** Habilidad para despejar solamente las fallas en las zonas protegidas.

- **Confiabilidad:** Propiedad que resulta de un compromiso entre seguridad y dependabilidad.

Seguridad : Habilidad para evitar apropiadamente que la protección actúe cuando no es requerido, es decir, evitar disparos en falso.

Dependabilidad: Habilidad para operar cuando sea necesario.

Sistemas de Protección. Requerimientos

En otras palabras, la dependabilidad se refiere a la probabilidad de que el relé o sistema de relés operará correctamente, mientras que la seguridad se refiere a la probabilidad de que el relé o sistema de relés no operará incorrectamente.

Como regla general aumentar la dependabilidad implica reducir la seguridad y viceversa. Este compromiso se resuelve para cada sistema de potencia en particular y constituye una técnica y un arte basado en la experiencia de fabricantes, diseñadores y experticia de campo en el área de relés de protecciones.

La dependabilidad se incrementa colocando un mayor número de relés en cada zona de protección, es decir, aumentando la redundancia o respaldo local. Esto a su vez también incrementa la probabilidad de disparos falsos, es decir, disminuye la seguridad. El impacto sobre el sistema de potencia, que produce una protección que no funciona cuando se requiere, es mayor que el impacto de un disparo falso en un sistema sano. Por ello se incrementa la dependabilidad del sistema completo de protección.

La dependabilidad se mide como el inverso de la probabilidad de “falta de despeje”. Así, si en 100 ocasiones que la protección debe actuar, lo deja de hacer en 1 de esas ocasiones, el indicador “falta de despeje” será de 1% y la dependabilidad será de 99%

Para medir la seguridad de una protección, una forma puede ser contabilizando el número de disparos falsos en relación al número total de eventos registrados en un período, o en un laboratorio.

Tiempo de despeje de falla: es el tiempo que transcurre desde que aparece una corriente de falla hasta que es totalmente eliminada. Algunos valores típicos en función de sistemas actuales de protección:

50 – 100 ms para protecciones sin retardo intencional, con o sin enlace de comunicaciones.

250 – 350 ms para protección respaldo de interruptor.

400 – 600 ms para disparos en segunda zona.

0,9 – 1,2 seg para disparos en tercera zona.

Otros tiempos: según curva de tiempo para relés con tales características (tiempo inverso en relés de sobre corriente)

Tiempo crítico de despeje de falla: es el tiempo máximo que puede mantenerse una corriente de corto circuito sin que se produzca una perturbación crítica para el sistema, bien sea regional o nacional. Entre estas perturbaciones se consideran: pérdida de grandes bloques de carga, pérdida importante de generación, pérdida de sincronismo entre centros de generación, colapso total o parcial del sistema interconectado, daños a los equipos del sistema.

Se considera que la falla se elimina con la apertura de todos los interruptores asociados al elemento fallado. Para determinar el tiempo crítico se asumen condiciones de operación desfavorables pero de probabilidad razonable; por ejemplo, para determinar una pérdida de estabilidad se puede asumir un corto circuito bifásico a tierra cercano a una gran fuente de generación

Depresiones transitorias de voltaje: también conocida como voltaje dip, caídas de tensión, flicker: es el tiempo que la tensión se encuentra por debajo de un valor umbral como producto de un evento de cortocircuito en el sistema, dicho tiempo incluye el tiempo de despeje de la falla y el tiempo de recuperación del sistema. La caída de tensión será mas pronunciada en localizaciones mas cercanas al sitio de la falla y dependiendo de la magnitud de la resistencia de arco u otro tipo de resistencia en la falla

El objetivo principal de todo sistema de potencia es suministrar la demanda manteniendo un alto nivel de continuidad y de calidad, y cuando se presentan condiciones de fallas, se debe minimizar el área afectada y el tiempo de desconexión de equipos y cargas del sistema. Es prácticamente imposible evitar las consecuencias de eventos naturales, fallas de equipos, accidentes físicos, conexiones accidentales y mala operación debido a errores humanos. Estas consecuencias se traducen en pérdida de potencia, depresiones de voltaje, sobre voltajes, altas corrientes, caídas o alzas de frecuencia, etc, y es a lo que comúnmente llamamos fallas.

Sistemas de Protección. Causas de fallas

Los eventos naturales que pueden causar fallas son las tormentas eléctricas o descargas atmosféricas (directas o indirectas sobre líneas), vientos, incendios, contaminación, terremotos, hielo, árboles que caen sobre las líneas, contacto físico con animales, objetos voladores.

Los accidentes incluyen fallas que resultan de vehículos golpeando contra postes o torres de líneas aéreas, o haciendo contacto con equipos bajo tensión, contactos de personas desafortunadas con equipos tensionados, rotura de cables subterráneos durante excavaciones, vandalismo, errores humanos, etc

Esto ilustra la necesidad e importancia de protecciones en sistemas de potencia



FIGURE 1.1 Lightning over Seattle—a vivid illustration of the importance of power system protection. (Greg Gilbert/Seattle Times photo.)

En resumen:

- Falla de aislamiento por sobretensiones transitorias debido a maniobras o descargas atmosféricas
- Falla de aislamiento por envejecimiento, condiciones ambientales o vandalismo
- Contacto con objetos externos: arboles, animales
- Descargas retroactivas
- Incendios forestales
- Falla de equipos de alta tensión

Todas las causas anteriores producen corrientes de cortocircuito y descenso de las tensiones. Son fallas activas.

En el sistema de potencia también se pueden producir eventos perturbadores o fallas debido a la acción humana o por defectos de relés de protección que actúan erráticamente. En estos casos se producen desconexiones indeseables de equipos del sistema sin la presencia de corrientes de cortocircuito o de cualquier otra anomalía en los parámetros analógicos del sistema. Estas son fallas pasivas; y aun cuando no revisten la gravedad de las fallas activas, permiten evaluar la seguridad de los relés de protección y del personal involucrado en las labores de operación y mantenimiento del sistema.

Fallas balanceadas y fallas desbalanceadas.

Las fallas activas se clasifican de acuerdo a las fases involucradas en : Fallas monofásicas (fase a tierra), fallas bifásicas con o sin tierra y fallas trifásicas. Estas ultimas son las de mayor severidad y gran impacto para el sistema de potencia, afortunadamente son las de menor probabilidad de ocurrencia. Las fallas monofásicas son las que más ocurren en líneas de transmisión.

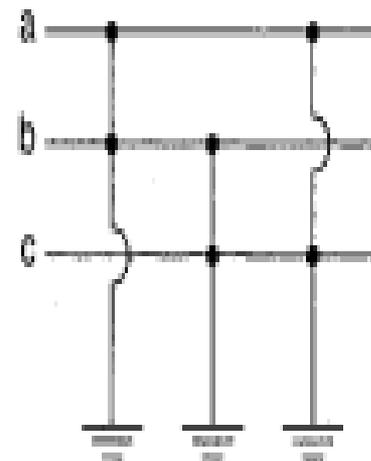
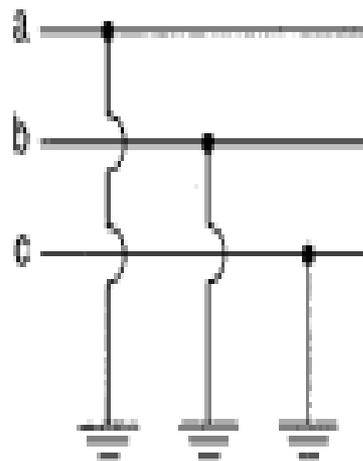
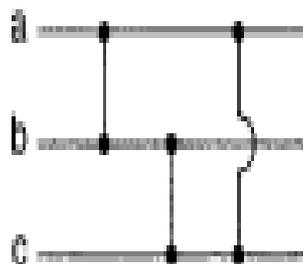
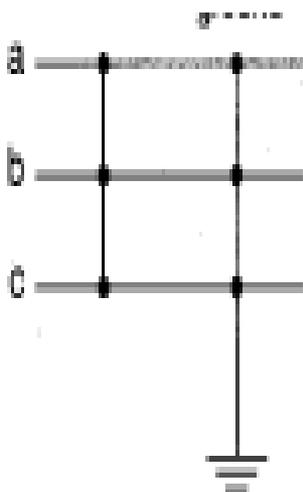
Tipos de fallas que pueden ocurrir en un sistema de transmisión

Trifásicas

bifásicas

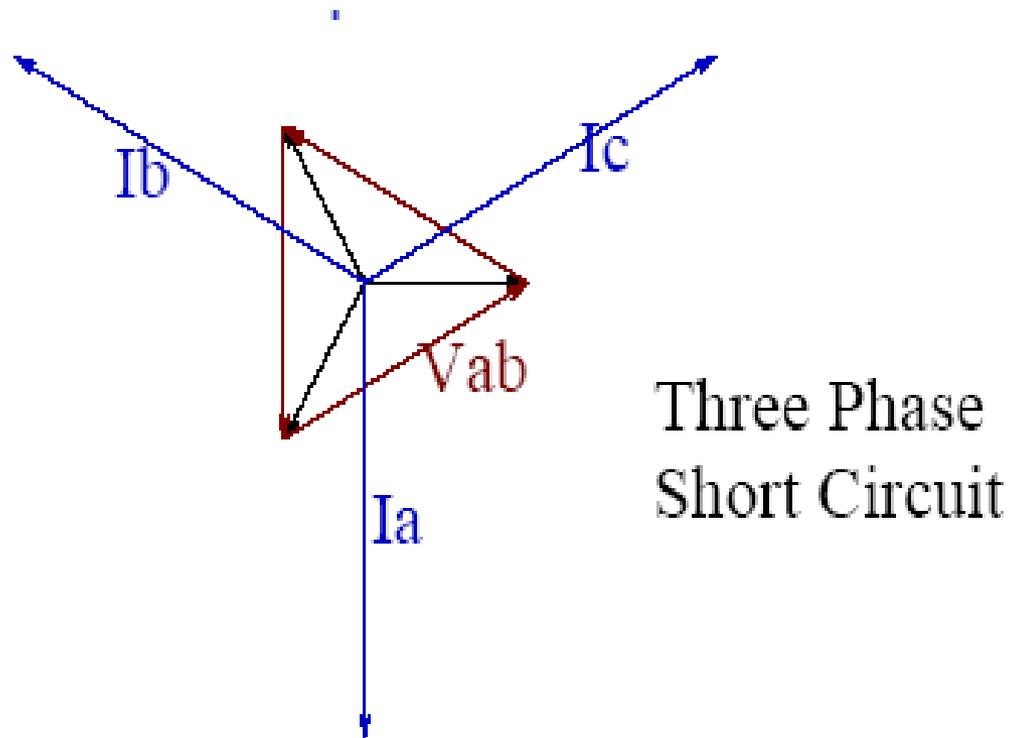
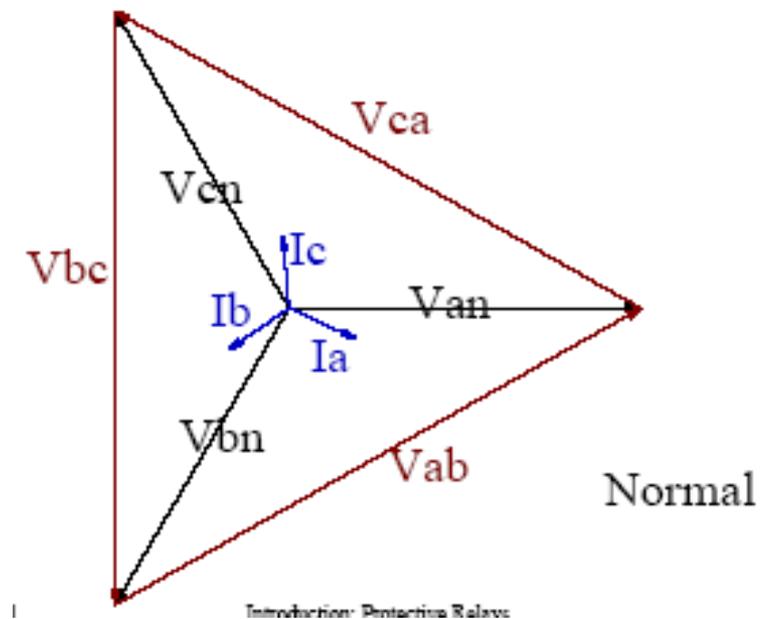
monofásicas

bifásicas a tierra



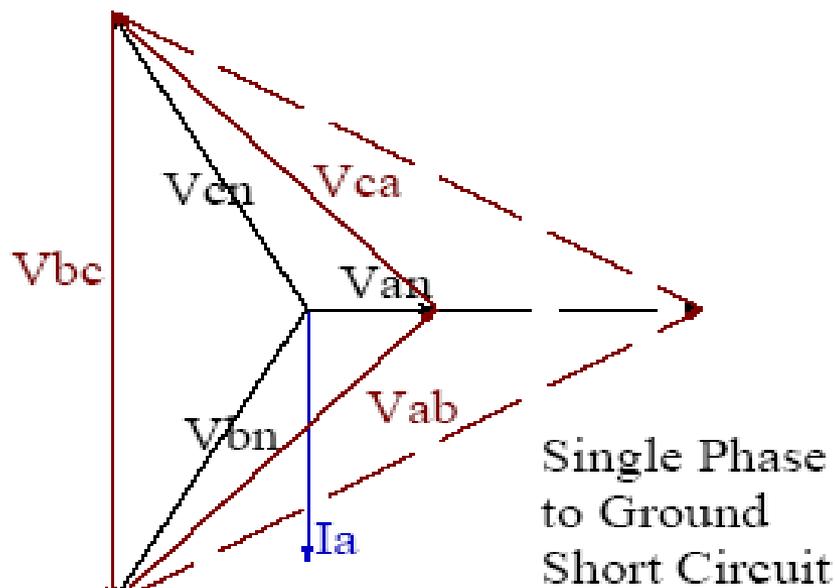
Sistemas de Protección.

Tipos de fallas. Diagramas fasoriales



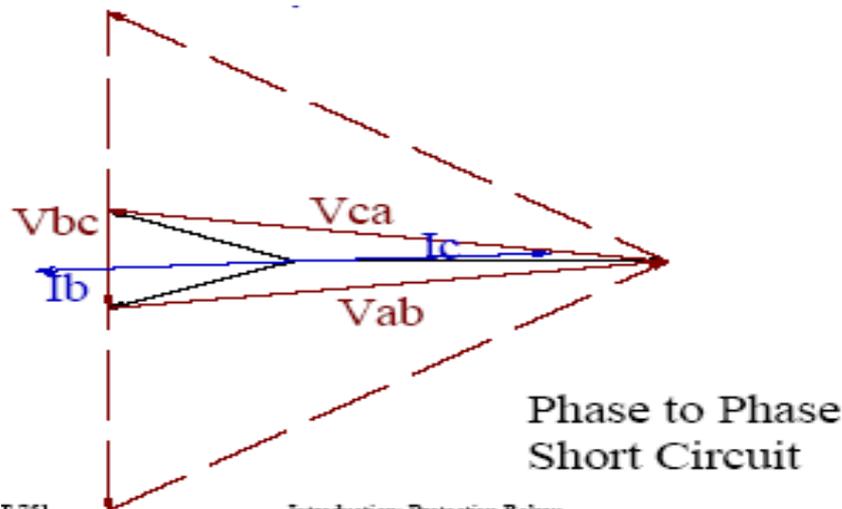
Sistemas de Protección.

Tipos de fallas. Diagramas fasoriales



751

Introduction: Protective Relays

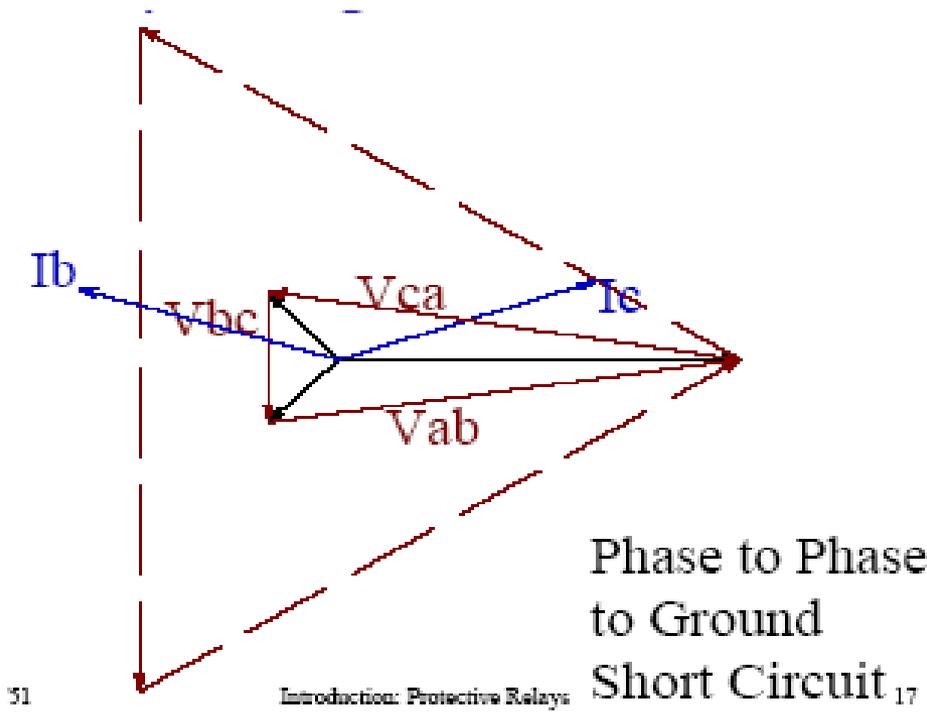


751

Introduction: Protective Relays

Sistemas de Protección.

Tipos de fallas. Diagramas fasoriales



31

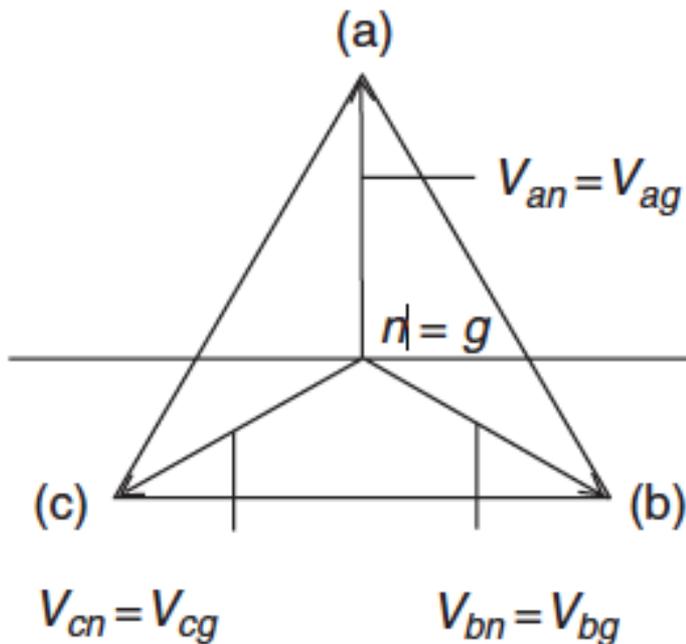
Introduction: Protective Relays

17

Sistemas de Protección. Tipos de fallas

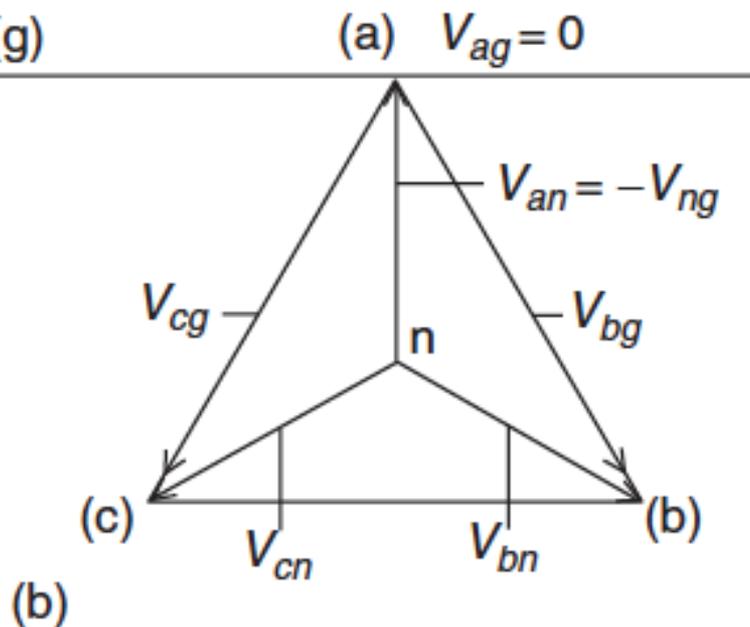
Desplazamiento del neutro en un sistema no aterrado

a) Normal b) falla sólida fase "a" a tierra



(a)

Ground (g)



(b)

Las fallas también se pueden clasificar de acuerdo al tiempo de permanencia de la falla en fallas transitorias y fallas permanentes.

Las fallas transitorias son de muy corta duración y se producen por sobretensiones transitorias que causan disrupción (flashover) de una cadena de aisladores, originando la corriente de falla. La apertura del interruptor elimina la falla.

Las fallas permanentes se caracterizan porque permanece un equipo dañado en el sistema, sea una fase de una línea de transmisión desprendida, una cadena de aisladores rota, o la explosión de un equipo de alta tensión en la subestación.

A diferencia de las fallas transitorias, las fallas permanentes requieren la intervención humana para su completo despeje, y el recierre automático sobre las mismas no sería exitoso

En la experiencia también se han observado fallas que son despejadas después de múltiples recierres manuales; tal es el caso de las fallas por contacto con vegetación o animales, en las cuales la causa desaparece por las sucesivas energizaciones de la línea fallada. Esta práctica no es aplicable en alta tensión por las elevadas corrientes de cortocircuito que se producen.

Las fallas producen corrientes de cortocircuito que deben ser despejadas rápidamente, de lo contrario los siguientes efectos pueden ocurrir:

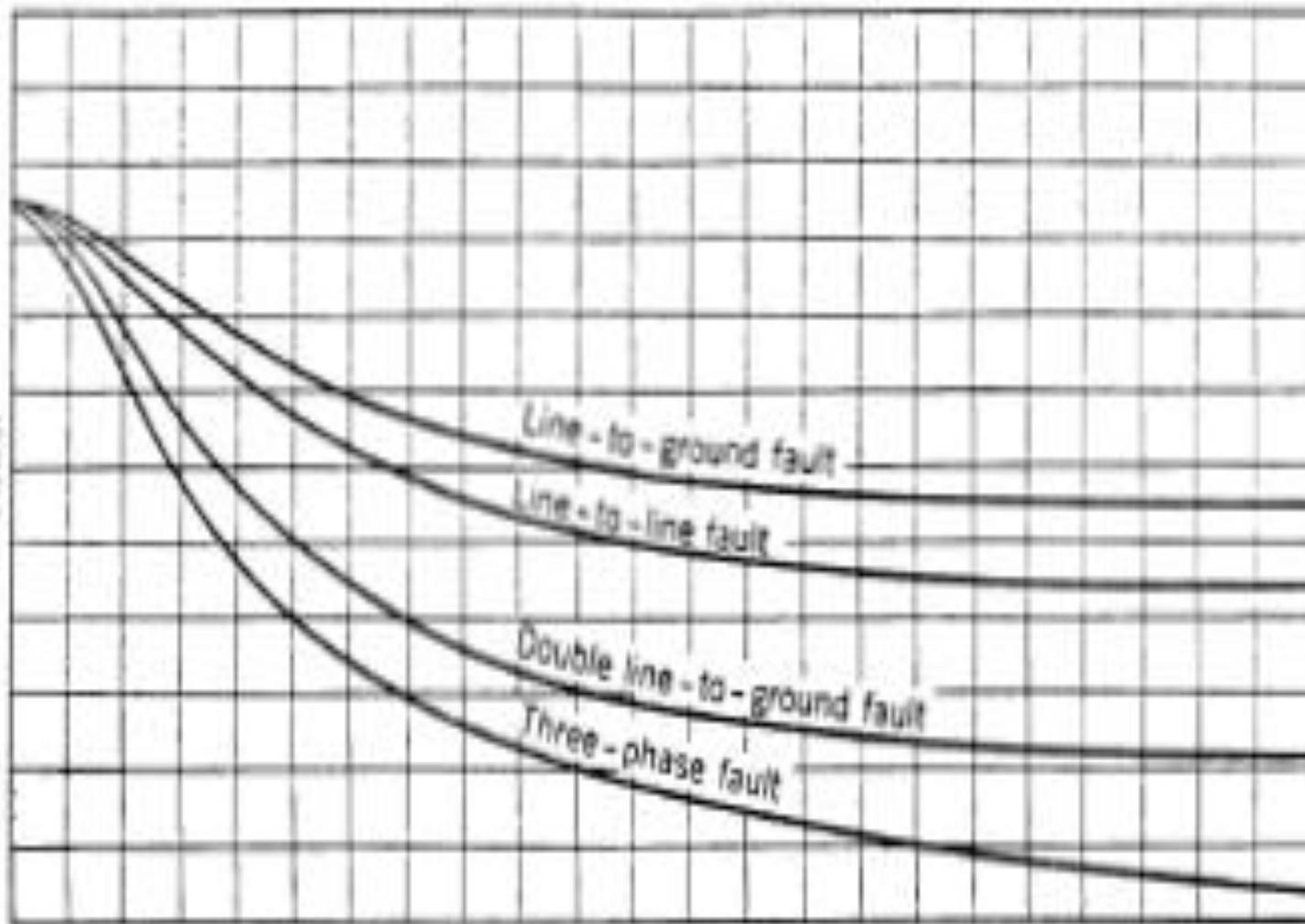
Daños a equipos como generadores, transformadores de potencia, barras, etc debido a sobrecalentamiento y esfuerzos mecánicos.

Peligro de incendio y daños de larga duración en equipos. Peligro de propagación del incendio en las subestación.

Afectación de las cargas debido a un bajo perfil de voltajes o por depresiones transitorias de tensión.

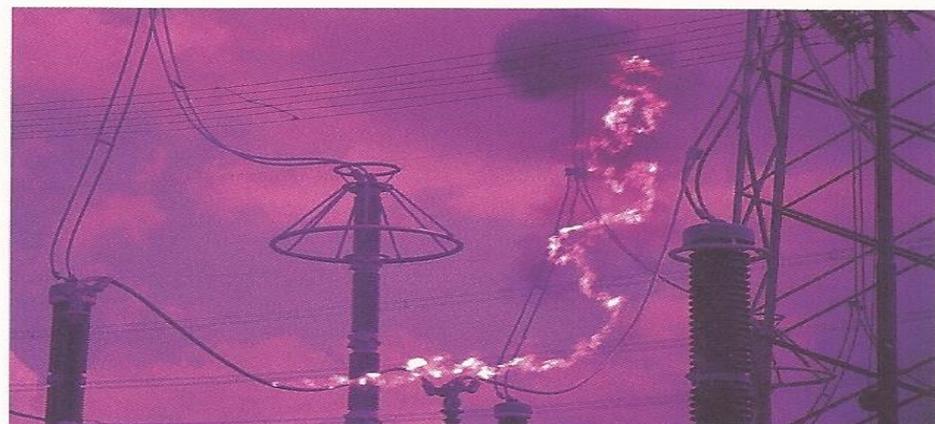
Perdida de la estabilidad del sistema. Apagones.

potencia



Tiempo de despeja de falla

Estadísticamente, el 80% de las fallas en sistemas de alta tensión, son transitorias. Así mismo, la gran mayoría de las fallas ocurren de fase a tierra; por lo que usualmente, en los esquemas de protecciones de líneas se incorpora un esquema de disparo monofásico con un recierre monofásico automático y un segundo disparo trifásico definitivo en caso de persistir la falla. Este esquema funciona en la red de 400 kv del sistema de transmisión Guri – centro, no así en la red de 765 kv, en la cual se observaron corrientes de arco secundarias durante las pruebas de campo.



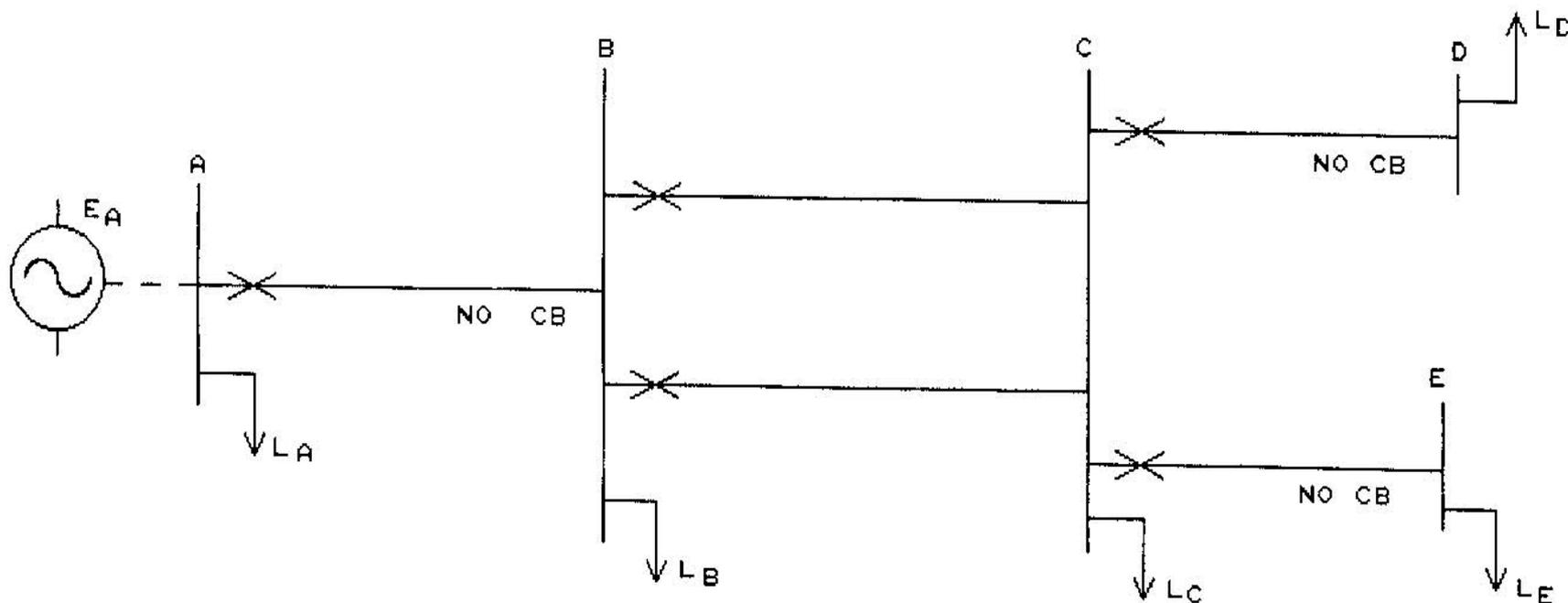
Los relés de protección son los elementos que detectan las condiciones anormales producidas durante las fallas activas. Estas anomalías pueden ser: grandes cambios en las corrientes de las fases falladas (de 10 a 30 veces la corriente nominal de carga), caídas de voltaje, cambios en los ángulos de fase, cambios en la frecuencia, cambio en la dirección del flujo de potencia, etc.

Los relés deben ser alimentados con algunas de las cantidades mencionadas anteriormente para que puedan detectar las fallas. La gran mayoría de los relés existentes hoy en día, en sistemas de potencia, son energizados con señales de corriente y/o tensión, suministradas desde respectivos transformadores de corriente y tensión. El propósito de estos transformadores de medida es reducir voltajes y corrientes a niveles manejables por los relés y aislarlos físicamente del sistema de alta tensión.

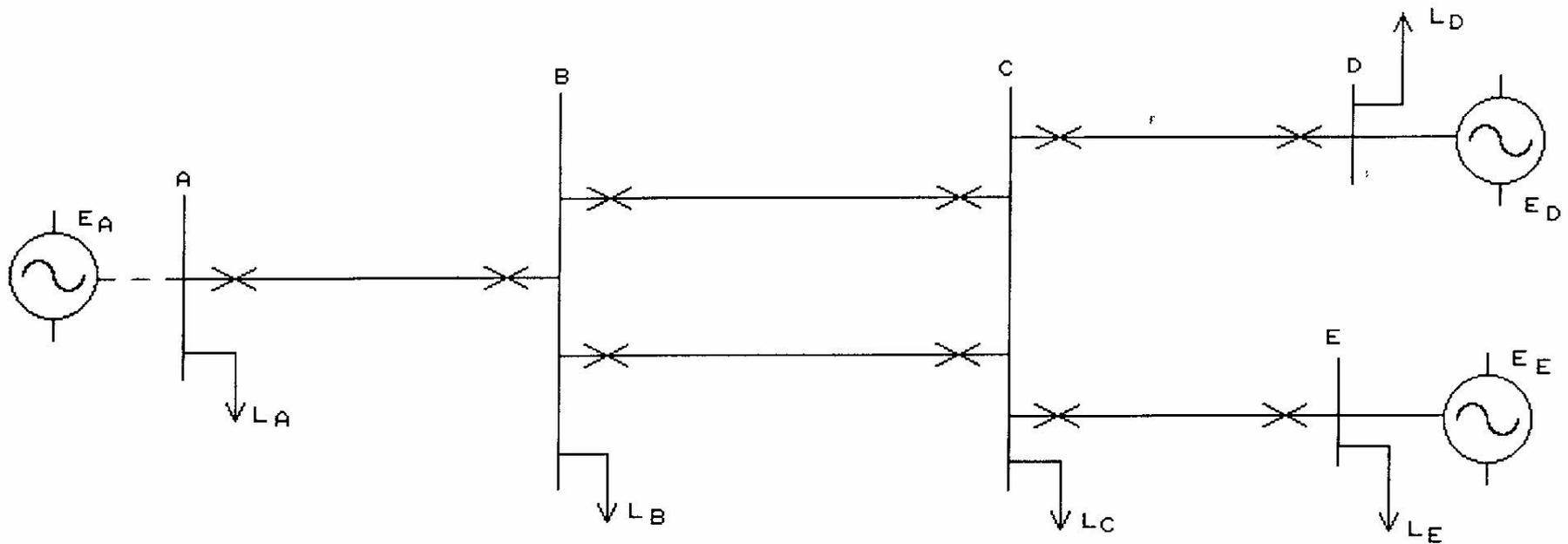
La función primaria de un relé de protección es entonces, detectar un elemento fallado en el sistema de potencia y, con la ayuda de interruptores, aislarlo completamente del resto del sistema que permanece sano, tan rápido como sea posible para preservar la integridad del sistema y la continuidad del suministro de la demanda

La localización de los relés, de los interruptores y de los transformadores de corriente y de tensión, define las zonas protegidas por los diferentes sistemas de protección. Veamos algunos ejemplos sencillos para redes radiales alimentadas desde un extremo y desde los dos extremos

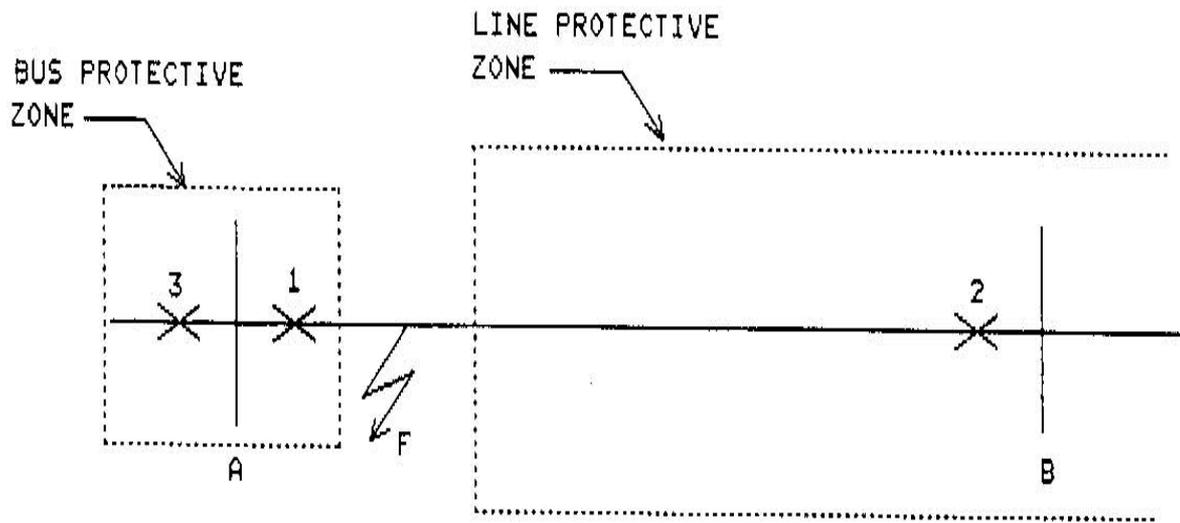
Si el elemento a proteger tiene alimentación radial no es necesario colocar relés en extremos de recepción excepto en líneas paralelas



Si el elemento a proteger tiene fuentes de generación en ambos extremos, se deben colocar relés e interruptores en dichos extremos.

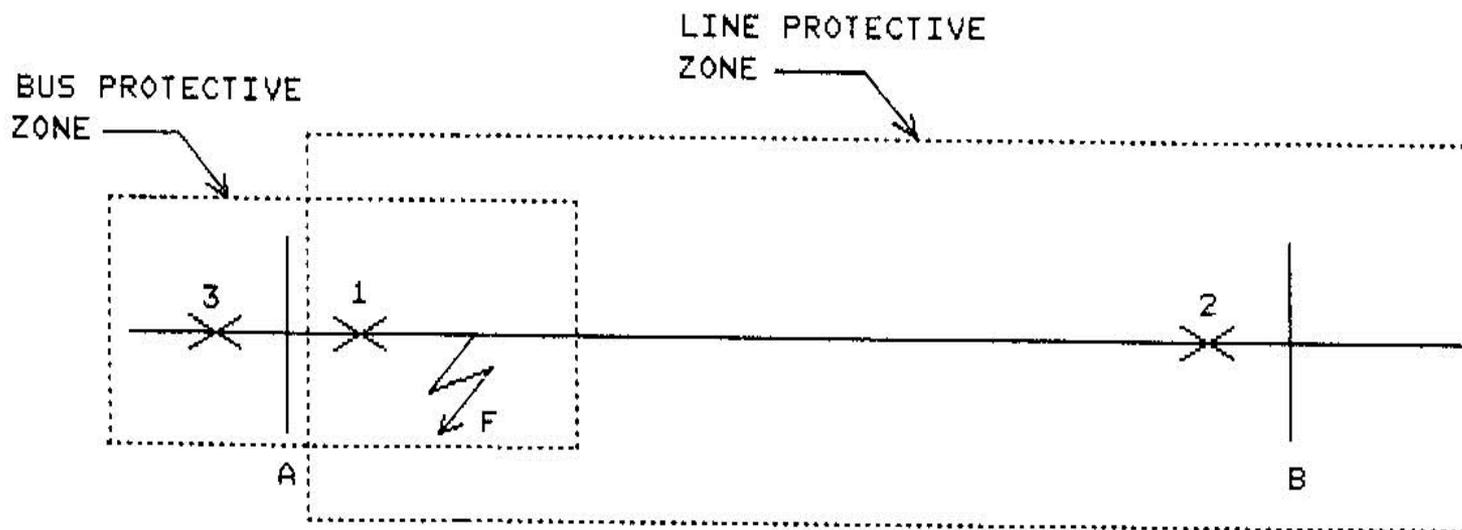


Zonas de protección. Protección primaria para fallas internas.



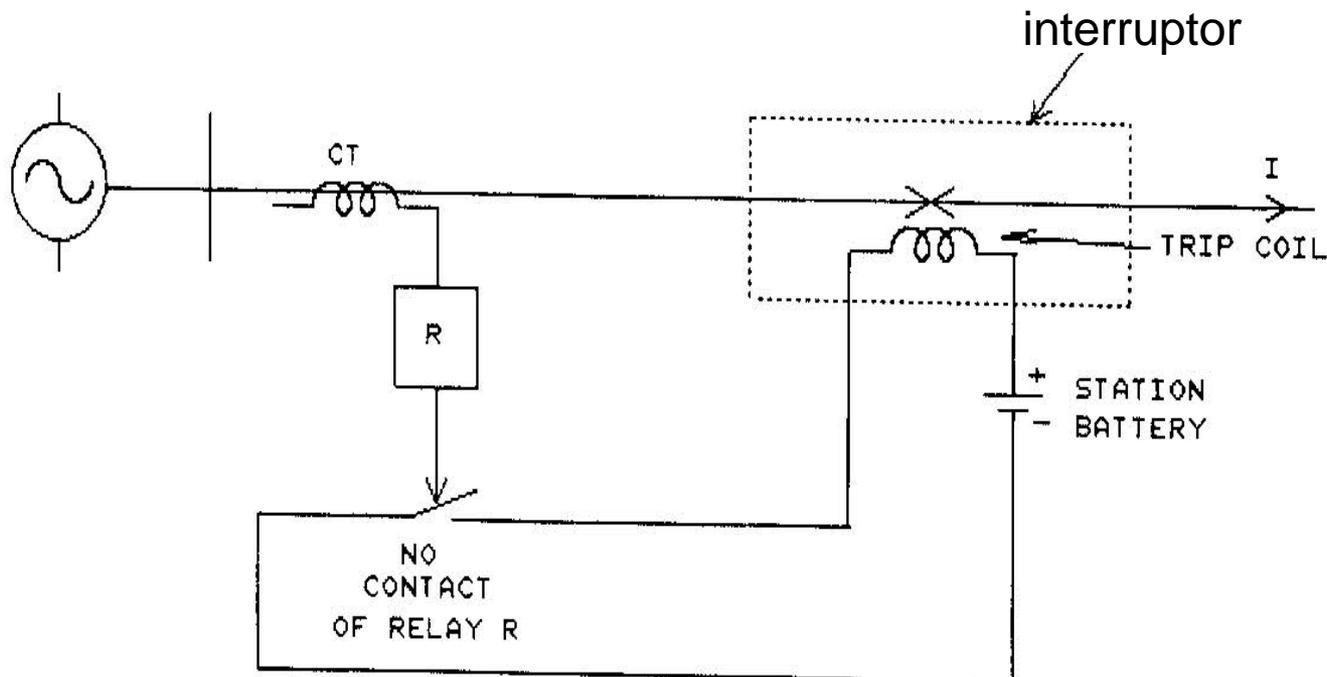
Para la falla indicada no operaría ningún interruptor, por ser la falla externa a las zonas protegidas. En este esquema no hay solapamiento de zonas, por lo que quedan zonas desprotegidas

Zonas de protección. Protección primaria para fallas internas con solapamiento de zonas.



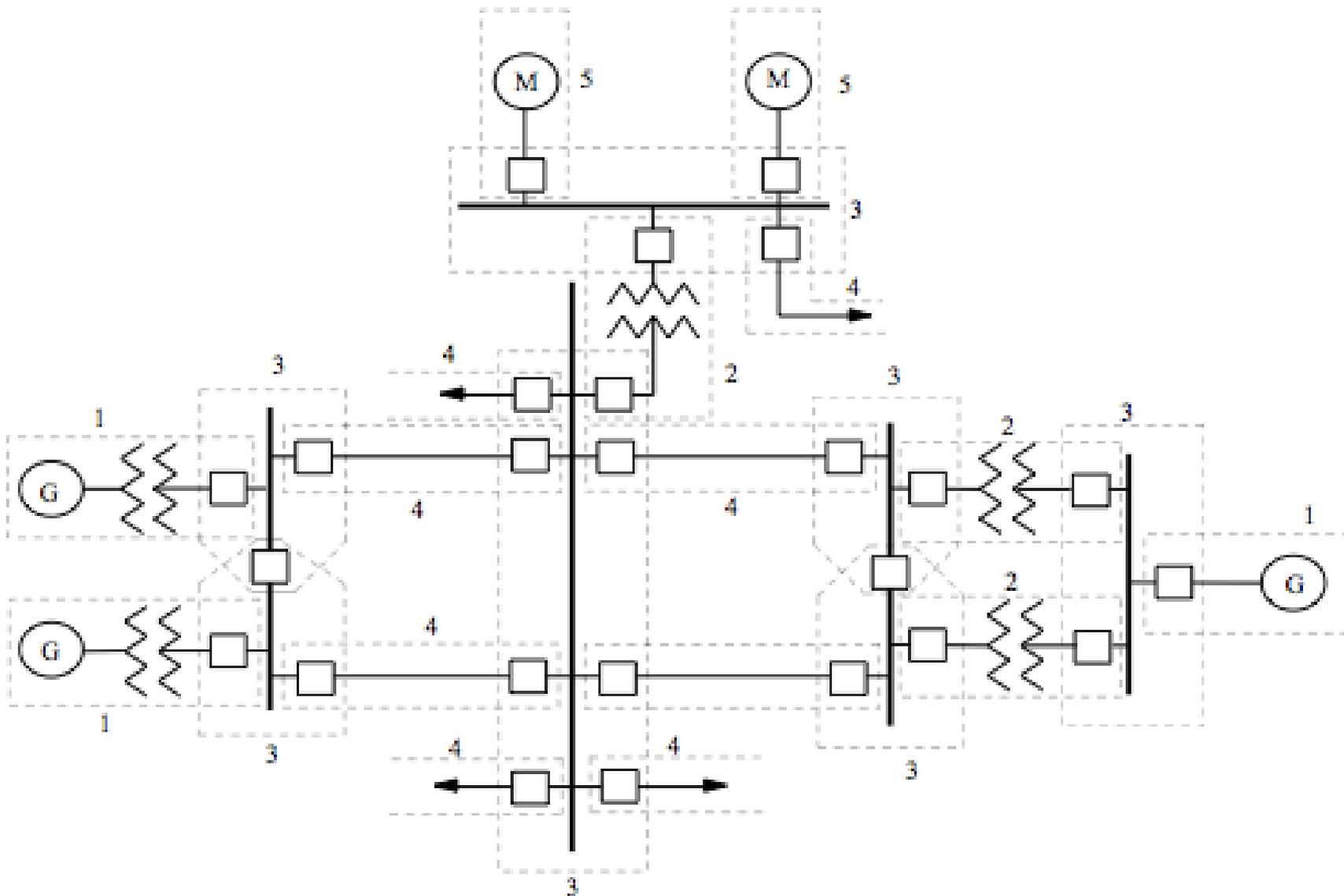
Para la falla F operan los int 1 y 2, despejando la falla completamente

Sistemas de Protección. Circuito de disparo del interruptor.



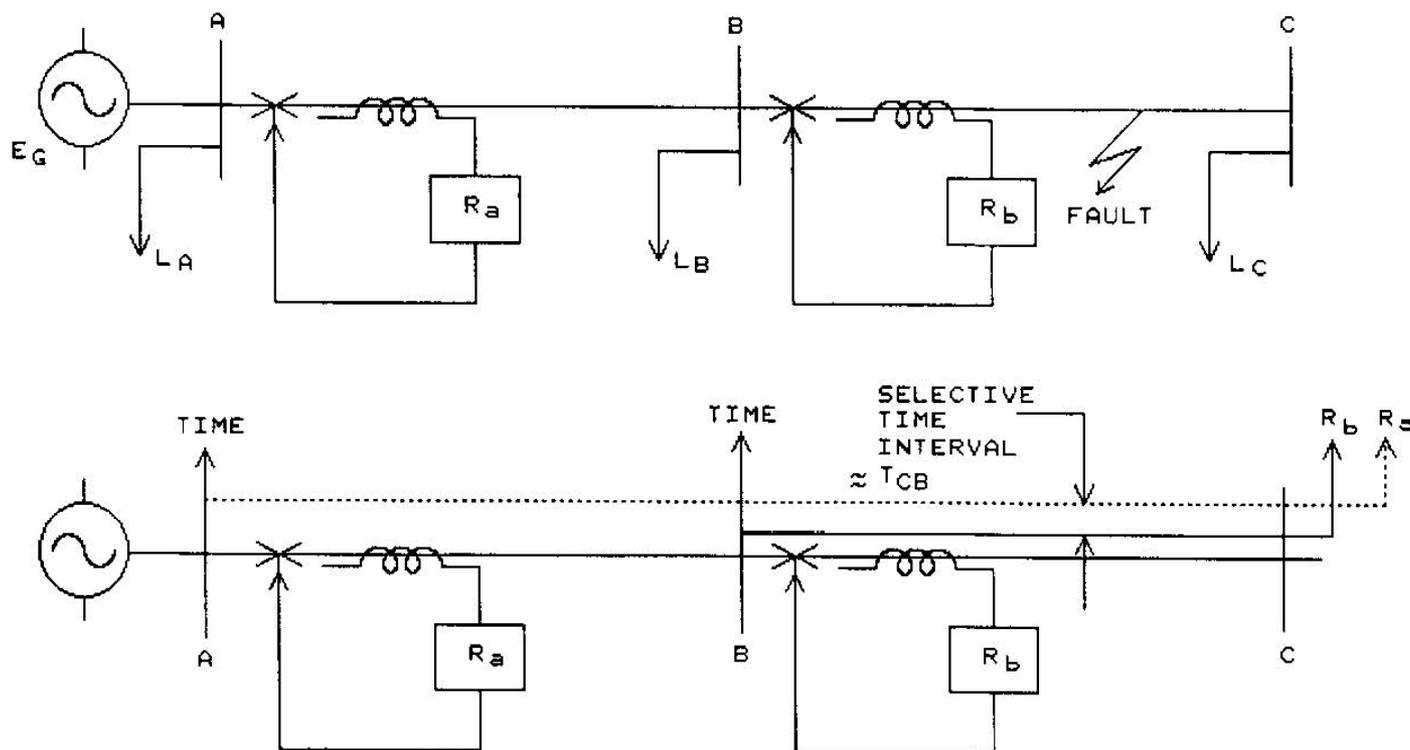
Cuando el relé opera cierra un contacto normalmente abierto en el circuito de alimentación de corriente continua de la bobina de disparo del int.

Típicamente, cada relé genera su propia zona de protección, denominada zona de protección primaria. Cuando ocurre una falla en dicha zona, el relé opera, y la falla se denomina “falla interna”. Si la falla sucede fuera de la zona, el relé no opera y la falla se define como “falla externa”



En el siguiente diagrama se muestran dos tramos de línea alimentadas desde un solo extremo. En el mismo se puede apreciar la filosofía de protección primaria y de respaldo remoto, así como el concepto de selectividad y la coordinación de protecciones

Sistemas de Protección. Protección primaria y de respaldo



El relé R_b es la protección primaria del tramo BC. El relé R_a es la protección primaria del tramo AB, y además representa la protección de respaldo del tramo BC. ¿Por qué es necesario el respaldo?

La protección de respaldo es necesaria para cubrir defectos de la protección primaria al intentar despejar una falla.

los elementos de la cadena de protección, que pueden fallar:

- El propio relé.
- El TC o el TT.
- Disponibilidad de corriente continua.
- Cableado desde los TC`s o TT`s al relé.
- Cableado desde la DC al rele
- Interruptor, incluyendo aire comprimido y DC

En un sistema de protección se debe proveer dos tipos de respaldo: respaldo local y respaldo remoto.

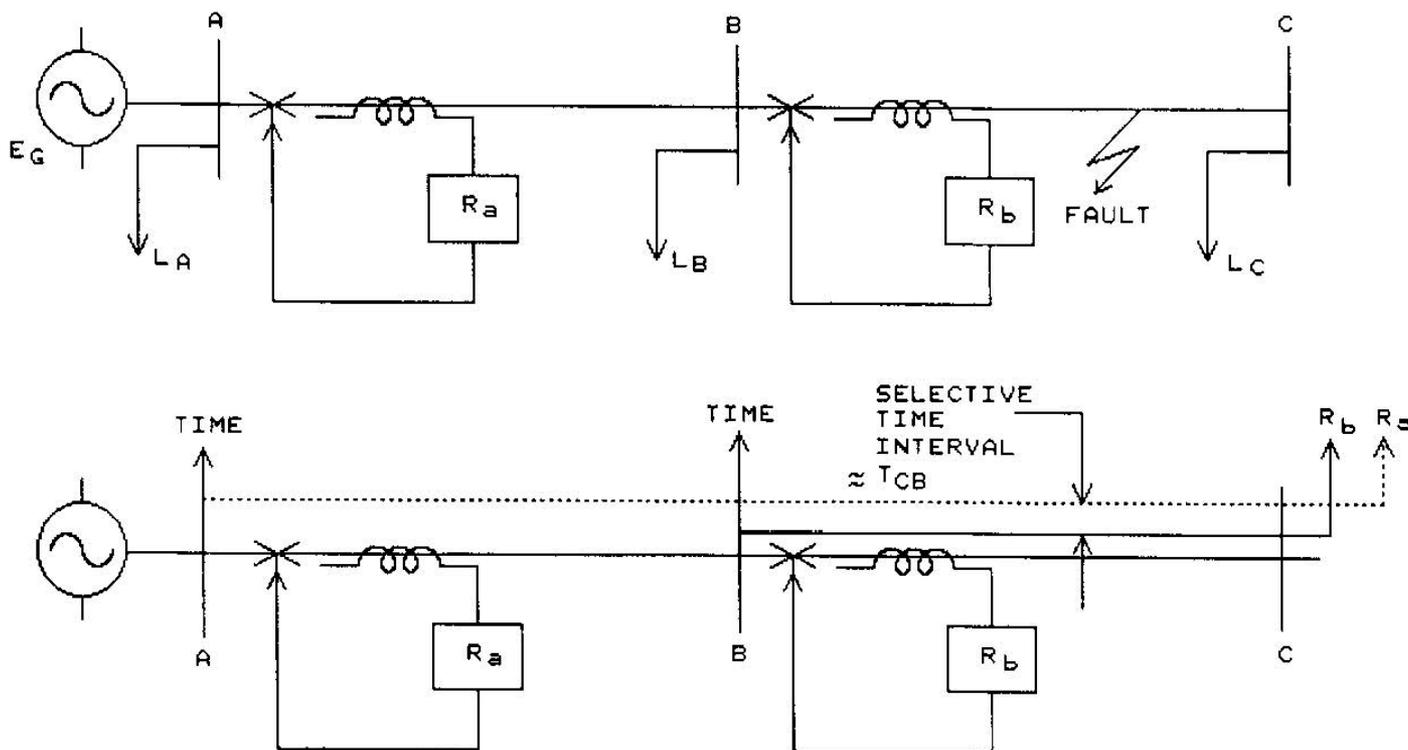
El respaldo local es local en la subestación y puede implicar la duplicación de la protección primaria.

El respaldo remoto provee respaldo desde el otro extremo o subestación asociada a una línea de transmisión.

El respaldo local solamente no es suficiente ya que no cubre fallas en la corriente continua de la subestación, sin la cual no podría operar ni el relé ni el interruptor

Sistemas de Protección.

Protección primaria y de respaldo



El relé R_b es la protección primaria del tramo BC. El relé R_a es la protección primaria del tramo AB, y además representa la protección de respaldo del tramo BC. En este ejemplo, la selectividad se consigue ajustando los tiempos de operación de los relés. Caso de relés de sobre corriente de tiempo definido con igual ajuste de corriente

En el ejemplo anterior, la selectividad se obtiene coordinando el tiempo de operación de los relés Ra y Rb para fallas en el tramo BC.

El tiempo de operación de Ra debe ser igual o mayor a la suma del tiempo de operación de Rb más el tiempo de apertura del interruptor en la subestación B

$$T_{op Ra} = T_{op Rb} + T_{intB} + T_{extra}$$

$$T_{intB} + T_{extra} = \text{intervalo de selectividad}$$

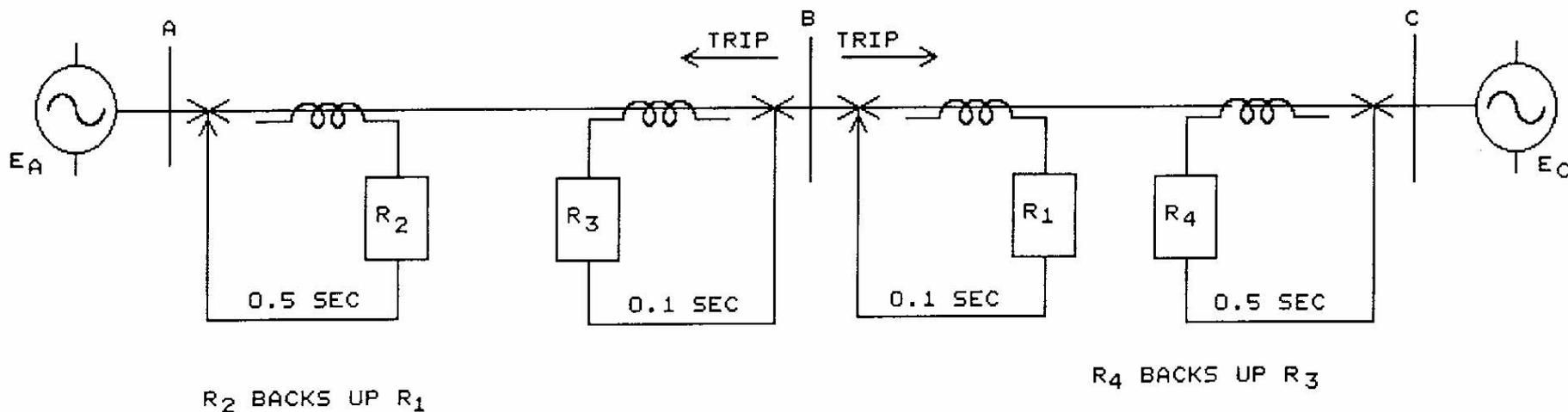
Si Ra opera antes que Rb habría una “pérdida de selectividad”

En este ejemplo se utilizan relès de sobrecorriente de tiempo definido que tienen dos ajustes:

una toma o tap de corriente para ajustar el valor de corriente al cual el relè opera,

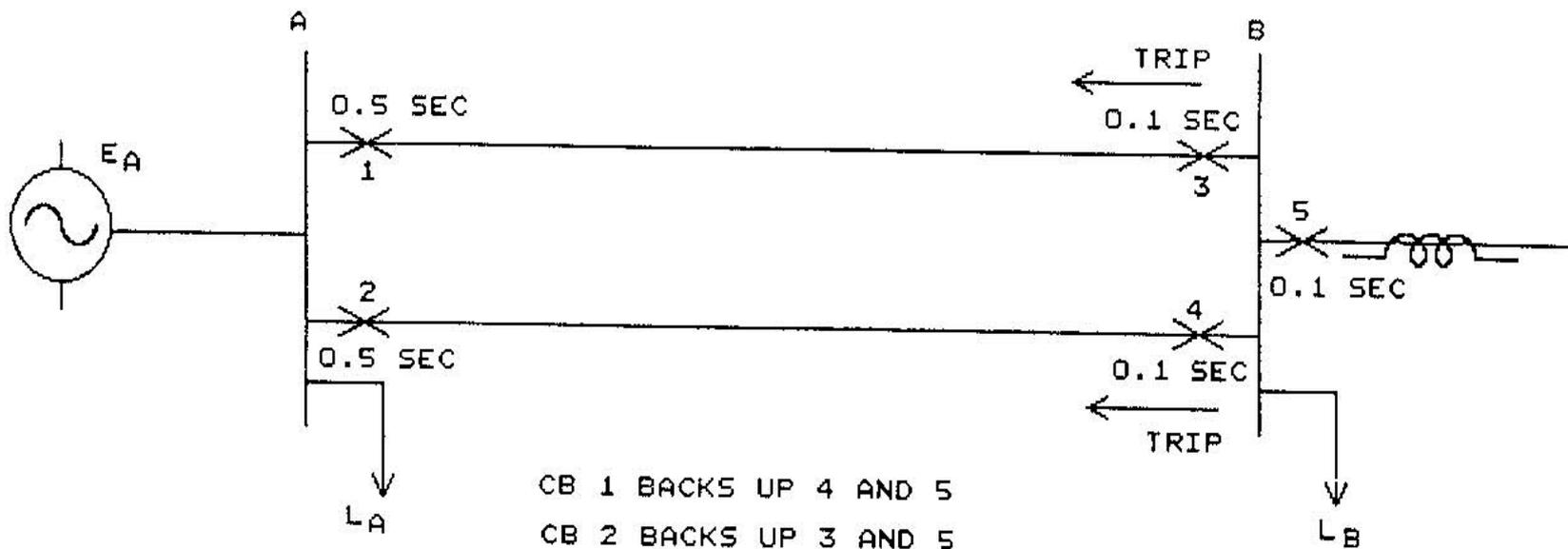
un ajuste de tiempo para definir el tiempo de operación del relè (cierre de un contacto normalmente abierto) una vez que se inicia su activación por la corriente de falla igual o superior a su ajuste de corriente

Ejemplo de redes alimentadas desde ambos extremos

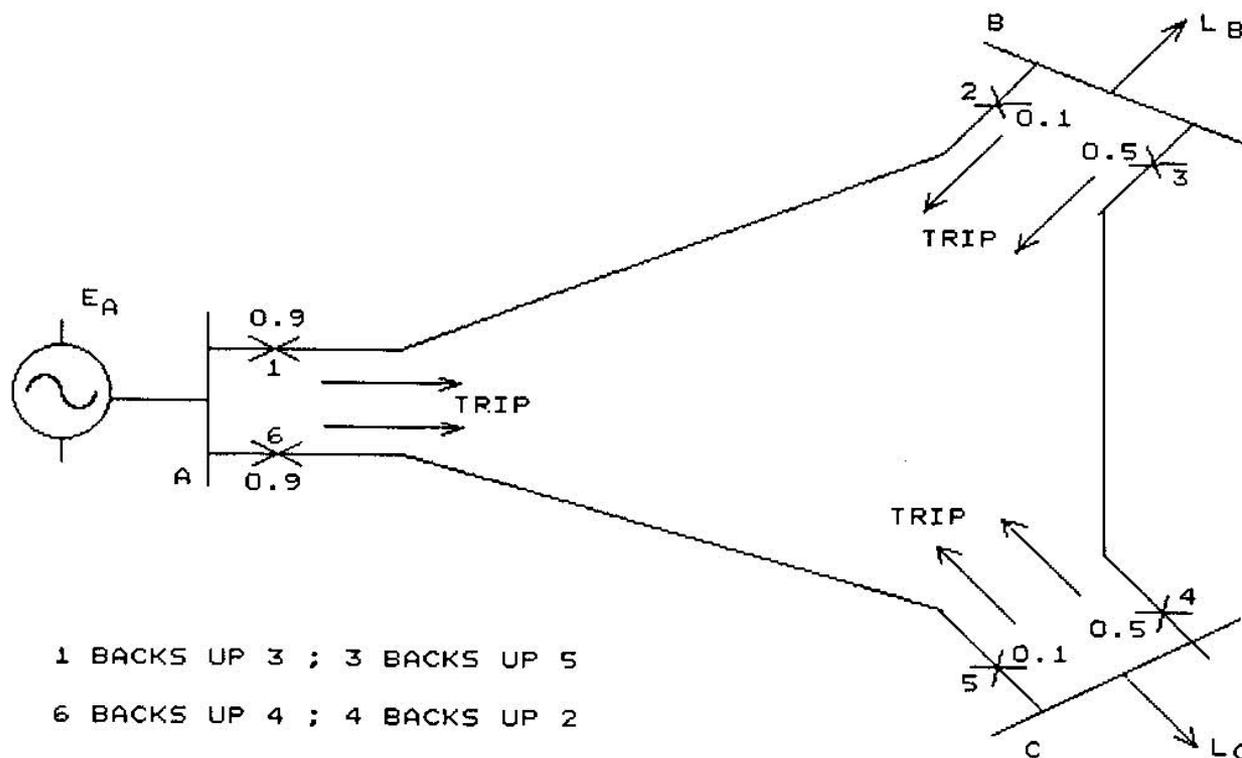


Para obtener selectividad, los relès R_3 y R_1 deben ser direccionales

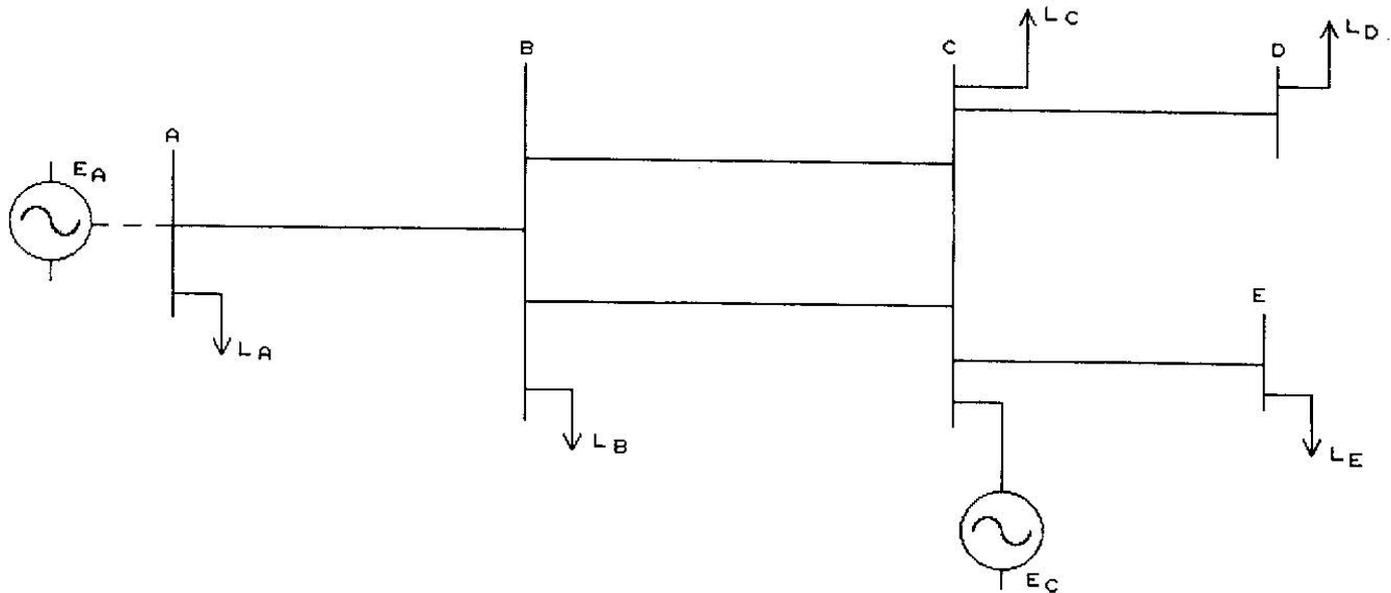
Ejemplo de líneas paralelas



Ejemplo de redes malladas alimentadas desde un extremo

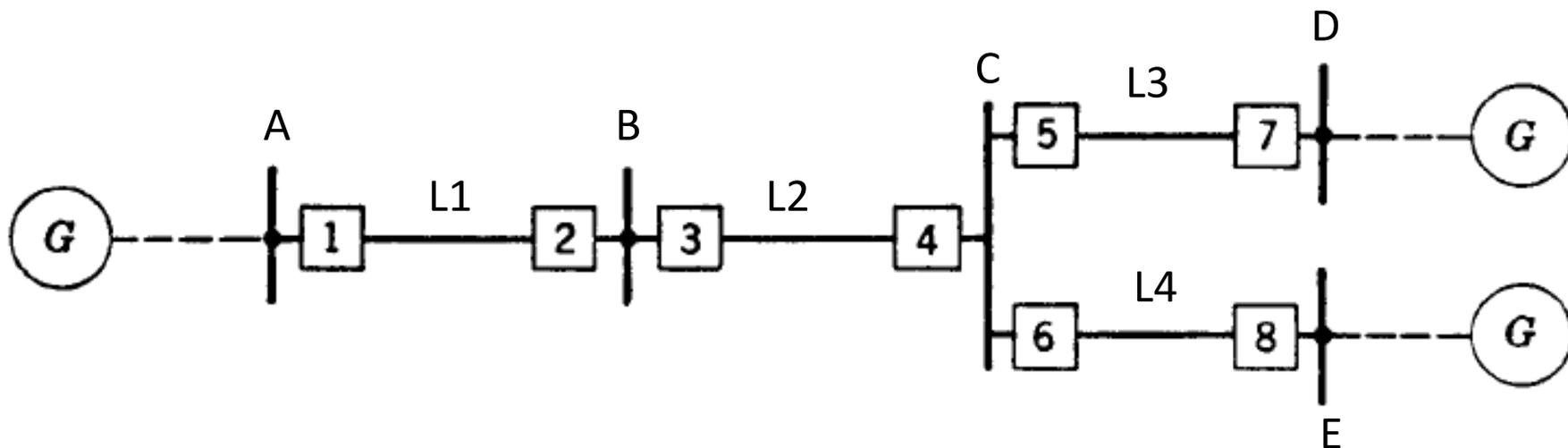


Ejercicio



Representar las zonas de protección primaria de cada tramo de línea con adecuado solapamiento. Identificar protecciones de respaldo. Ubicar fallas en varios lugares explicando la actuación de las protecciones; incluir la falla de despeje de alguno de los relés

Ejercicio: en el diagrama unifilar anexo



Completar la tabla con ubicación de la falla e indicar interruptor fallado si lo hubo (sólo uno). Mencionar el respaldo; asumir una falla por caso

Ejercicio: en el diagrama unifilar anexo

Caso	Int disparados	Sitio de falla	Int fallado	respaldo
a	4, 5, 8			
b	3, 7, 8			
c	3, 4, 5, 6			
d	1, 4, 5, 6			
e	4, 5, 7, 8			
f	4, 5, 6			

Representar las zonas de protección primaria de cada tramo de línea con adecuado solapamiento. Identificar protecciones de respaldo. Completar la tabla con ubicación de la falla e indicar int fallado si lo hubo (sólo uno). Mencionar el respaldo; asumir una falla por caso

En estos ejemplos, la selectividad se obtiene con base en el tiempo de ajuste de los relés, es decir, con una coordinación en tiempo. Sin embargo la selectividad así lograda tiene un precio.

El tiempo de despeje en la subestación A, para fallas en el tramo AB, también tendrá el mismo retardo, aún cuando las corrientes de fallas sean de mayor magnitud

Para evitar despejes lentos de fallas cercanas a la fuente, se puede incorporar adicionalmente en la barra A, un relè de sobre corriente de alto ajuste, con tiempo de operación instantáneo. Por su ajuste este relè operará para fallas en su tramo solamente sin posibilidad de proveer respaldo remoto. Otra alternativa es utilizar relès de sobre corriente de tiempo inverso, cuyo tiempo de operación depende de la corriente de falla. A mayor corriente, menor tiempo de operación

Una de las características más notables de las fallas es que la corriente de falla es mucho mayor que la corriente de carga normal, por lo tanto las señales de corriente proveen un medio de fácil acceso para la detección de fallas; de ahí el amplio uso de relès de sobrecorriente en redes eléctricas. Sin embargo la selectividad y la seguridad resultan comprometidas en grandes redes malladas que transportan grandes cantidades de potencia; debiendo acudirse en estos casos a otros tipos de relès más sofisticados, tales como los relès de distancia y relès diferenciales

Actualmente existe una gran variedad de dispositivos de protección para líneas de transmisión y el resto del equipamiento de un sistema de potencia, entre estos cabe mencionar: relés de sobre corriente, relés de distancia, relés diferenciales, relés de hilo piloto y esquemas de protección unitaria por onda portadora. El problema es cómo seleccionar la protección requerida para una aplicación particular.

Las características y la importancia del sistema a proteger deciden en forma natural las protecciones a utilizar.

Los requerimientos de los sistemas de protecciones se vuelven más exigentes a medida que aumenta el nivel de tensión del sistema protegido. Así mismo, el costo del equipo de protección está directamente relacionado con el costo del equipo protegido.

Por lo tanto es pertinente preguntarse por el tipo de relè para cada aplicación, teniendo en cuenta ciertas propiedades de los sistemas de potencia asociadas con el incremento del nivel de tensión. Para bajos niveles de tensión, las líneas tienden a ser radiales y no se observan problemas de estabilidad transitoria. Para niveles de extra alta tensión, las redes están interconectadas y es necesario contar con protecciones de alta velocidad para evitar problemas de estabilidad, entre otros.

Como ya hemos mencionado, en este curso haremos referencia a las protecciones específicas para

Sistemas de transmisión,

Sistemas de distribución

Sistemas de generación,

El sistema de generación es un componente claramente diferenciado del resto de los equipos del sistema de potencia, por lo tanto sus protecciones son muy particulares, aunque algunas de ellas puedan tener el mismo principio que las de los sistemas de transmisión y distribución.

Protecciones en Sistemas de Transmisión y Distribución

Es conveniente aclarar algunas definiciones respecto al sistema de transmisión y distribución.

No existe una definición universal, pero podríamos aproximarnos apuntando que un sistema de transmisión comprende aquella parte de un sistema eléctrico de potencia que conecta los centros de generación con los centros de cargas. Dentro de la industria eléctrica se ha tratado de establecer un entendimiento generalizado de lo que es transmisión y distribución de acuerdo a los niveles de voltaje empleados y se ha hecho la siguiente clasificación:

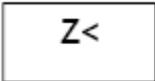
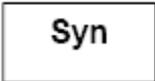
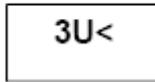
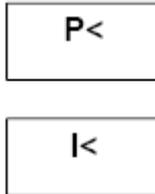
- Distribución industrial: 34,5 KV y mas bajos voltajes
- Sub transmisión: entre 34,5 KV y 115 Kv
- Transmisión: mayor a 115 KV
 - Alta tensión: 115 a 230 KV
 - Extra alta tensión: 345 a 765 KV
 - Ultra alta tensión: mayor a 1000 KV

Protecciones en Sistemas de Transmisión y Distribución

Los valores de voltajes indicados representan los voltajes típicos fase a fase nominales y r.m.s del sistema, pero no constituyen un standard, aun existen en determinados sistemas de potencia valores de voltaje diferentes a los indicados anteriormente.

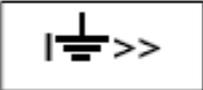
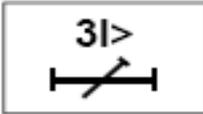
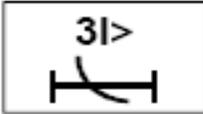
El diseño y la selección de protecciones para el sistema de transmisión es diferente al de los sistemas de distribución debido a las características de cada sistema, determinadas por los niveles de voltaje, longitudes de líneas y alimentadores, nivel de carga transportada, importancia, líneas radiales o malladas, etc. Por ello es conveniente tratar separadamente las protecciones para transmisión y aquellas para distribución. La protecciones para sistemas de sub transmisión puede resultar en una mezcla de algunas de las empleadas para transmisión con otras tantas utilizadas para distribución. En este curso abordaremos separadamente las protecciones para el sistema de transmisión, cabe decir, para líneas de transmisión, transformadores de potencia y barras de subestaciones de transmisión, y las protecciones de distribución.

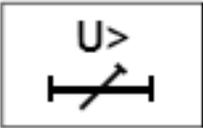
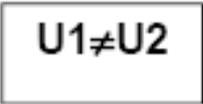
Normas ANSI/IEEE y IEC para protecciones

Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Protección distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados.</p>	21	
<p>Relé de verificación de sincronismo es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.</p>	25	
<p>Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.</p>	27	
<p>Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.</p>	32	
<p>Relé de baja potencia o baja corriente es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado.</p>	37	

Normas

Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Relé de campo es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anormalidad en el campo de excitación.</p>	40	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 5px auto;">If<</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 5px auto;">Q></div>
<p>Relé de corriente de fase inversa o de balance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.</p>	46	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 5px auto;">I₂></div>
<p>Relé de secuencia de fases es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.</p>	47	No Definido
<p>Relé térmico de transformador o máquina es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.</p>	49	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 5px auto;">σ></div>
<p>Relé de sobret temperatura del aceite</p>	49D	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 5px auto;">σ></div>

Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Relé instantáneo de sobrecorriente es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.</p>	50	
<p>Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra</p>	50N	
<p>Relé de falla interruptor</p>	51BF	
<p>Relé temporizado de sobrecorriente es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.</p>	51	
<p>Relé temporizado de sobrecorriente de tierra</p>	51N	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Interruptor de corriente alterna	52	
Relé de sobretensión es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.	59	
Relé de balance de corriente o tensión es un relé que opera sobre una diferencia dada en el voltaje o corriente de entrada o salida de dos circuitos.	60	
Relé de presión es un suiche que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma.	63	

Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Relé Buchholz: Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite.</p>	63B	
<p>Relé de flujo de aceite: Es un relé que detecta la superación del flujo de aceite en una tubería</p>	63D	
<p>Relé de presión súbita: Es un relé que detecta el incremento súbito de la presión en un tanque.</p>	63P	
<p>Dispositivo de alivio de presión: Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la salida de aceite, cuando la sobrepresión dentro del tanque supera un valor.</p>	63Q	
<p>Relé de tierra es un relé que funciona ante la falla en el aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato a tierra, o por el flameo de una máquina DC a tierra.</p>	64	No Definido
<p>Relé direccional de sobrecorriente de fases</p>	67	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé direccional de sobrecorriente de tierra	67N	
Relé de desfase o medida de ángulo de fase es un relé que funciona en un ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre dos corrientes o entre voltaje y corriente.	78	No Definido
Relé de recierre es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC.	79	
Relé de frecuencia es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma.	81	
Relé de bloqueo es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.	86	
Relé diferencial es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.	87	
Relé de protección diferencial de barras	87B	
Relé de protección diferencial de transformador	87T	

Evaluación del funcionamiento de los relés de protección

En general para cada evento de falla que se presenta en un sistema de potencia es necesario evaluar el comportamiento del sistema de protección para determinar si la operación de los relés ha sido correcta o incorrecta. Una operación correcta de una protección significa que la protección opera de acuerdo a lo planeado cuando ocurre una falla en su zona interna y aísla la falla completamente en el tiempo requerido sin que intervengan otras protecciones de respaldo. Evidentemente otros relés cerca del área afectada comienzan a operar y dejan una señal aunque no produzcan disparos, esto también debe ser indicio de operación correcta de los relés vecinos a la zona de falla.

La operación correcta del sistema de protecciones entonces se puede dar bajo las tres condiciones siguientes: a) al menos una protección primaria opera correctamente, b) ninguna protección de respaldo opera para despejar la falla, c) la falla es eliminada totalmente en el tiempo esperado. Una buena selección del sistema de protección, así como las buenas prácticas de mantenimiento y cálculo de los ajustes de los respectivos relés por parte del personal, debe producir un alto porcentaje de operación correcta (98 – 99%) y éste debería ser un indicativo de que el sistema de protección es adecuado para las instalaciones del sistema de potencia a proteger.

Evaluación del funcionamiento de los relés de protección

La operación incorrecta es el resultado de un defecto, un mal funcionamiento o una operación indeseada del sistema de protección, lo cual causaría la falta de despeje en una zona afectada o la actuación errática de la protección en condiciones normales aislando una zona sana.

Las razones para una operación incorrecta de protecciones pueden ser: a) relés inadecuados, b) ajustes incorrectos, c) errores humanos, d) falla de equipos (relés, interruptores, cableado, TC`s, TT`s, baterías, canales de comunicaciones, auxiliares, etc)

Evaluación del funcionamiento de los relés de protección

En ocasiones se pueden presentar problemas en el sistema de potencia que no habían sido conocidos previamente y que habían dejado áreas no cubiertas por el sistema de protección. En estos casos, la actuación de la protección derivada de tales problemas no se puede concluir si es correcta o incorrecta la primera vez que ocurre, y se puede clasificar como aceptable para la condición particular que se presentó.

Han habido fallas y despeje de interruptores que tampoco dejan evidencia, resultando difícil determinar si la operación es correcta o incorrecta. Actualmente los relés basados en micro procesadores, con registradores de eventos ayudan a dilucidar la situación.

Para complementar esta introducción es conveniente hacer mención a la información requerida para el diseño aplicativo de un sistema de protecciones. Durante la vida útil del sistema de protecciones también es importante hacer una revisión exhaustiva de la aplicabilidad de las protecciones en determinadas áreas del sistema de potencia. La lista de información requerida incluye lo siguiente:

Diagramas unifilares del sistema o área involucrada.

Estudio de fallas del sistema.

Flujo de cargas máximas y análisis dinámico del sistema.

Impedancias de los diferentes equipos a proteger.

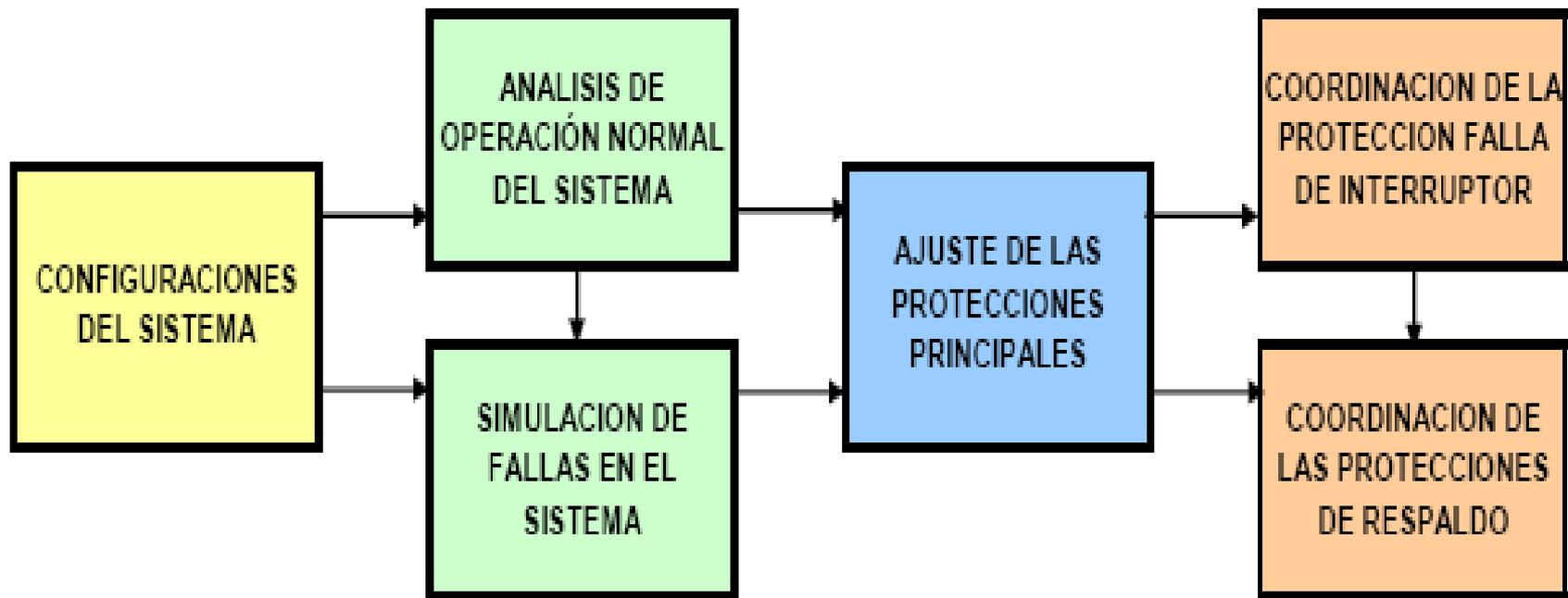
Ubicación y conexiones de TC's y TT's, relaciones y polaridad.

Protecciones existentes y problemas que presentan.

Procedimientos operativos y prácticas que afecten la protección.

Importancia de las zonas a proteger.

Expansiones futuras.



Aspectos básicos para coordinación de protecciones

SISTEMA POR UNIDAD

Sistema por Unidad

El sistema por unidad se utiliza para referir todas las cantidades del sistema de potencia a una base común.

El valor en por unidad de cualquier cantidad es la relación de dicha cantidad respecto a su cantidad base. Las cantidades en el sistema de potencia pueden ser voltaje (V), corriente (I), potencia aparente (VA), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), impedancia (Z), resistencia (R) y reactancia (X), y se expresan como:

$$\text{Cantidad en por unidad} = \frac{\text{Valor actual de la cantidad}}{\text{Valor base de la cantidad}}$$

Ventajas del sistema por unidad:

- El sistema por unidad permite comparar directamente magnitudes relativas de variables similares del sistema de potencia.
- La impedancia por unidad de transformadores es la misma cuando se refiere a cualquier lado del transformador y para cualquier tipo de conexión.
- El método por unidad es independiente del cambio de voltajes y el desfase que introducen los transformadores, los voltajes bases se seleccionan de acuerdo a la relación de transformación.
- El método por unidad es muy útil en cálculos de cortocircuito y otras simulaciones computacionales.
- Los fabricantes expresan las impedancias de sus equipos en por unidad o porcentaje tomando como referencia sus valores nominales de placa.
- El producto de dos cantidades en por unidad es también en por unidad

Selección de las cantidades bases.

En los sistemas trifásicos de potencia, la practica normal es seleccionar el voltaje nominal como voltaje base, y un valor conveniente de MVA o KVA como potencia base, usualmente se selecciona 100 MVA. El voltaje especificado es el voltaje línea a línea (excepción hecha en componentes simétricas donde se utiliza el voltaje de fase línea a neutro).

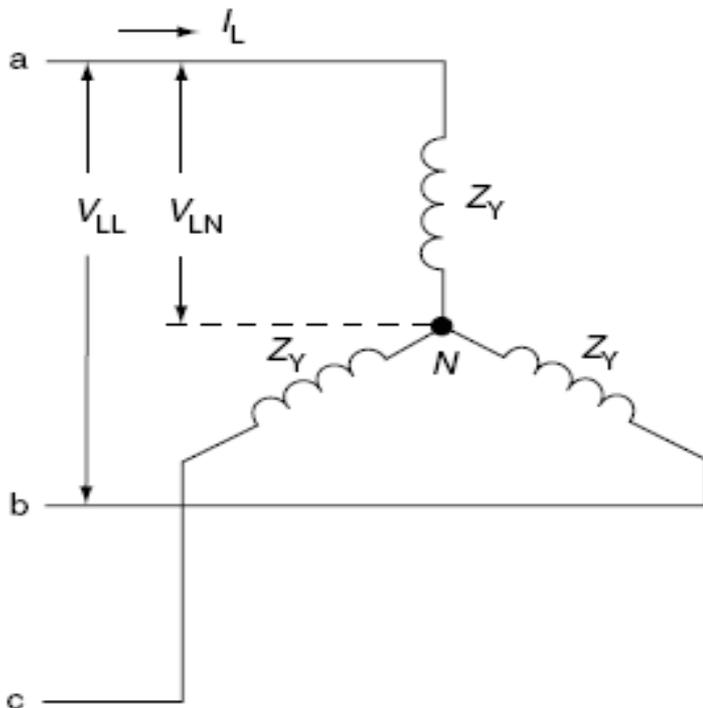
La potencia base especificada es siempre la potencia trifásica aparente o compleja en MVA o KVA.

A partir de estas dos cantidades bases se calculan la corriente base y la impedancia base. La corriente base será corriente de línea a neutro

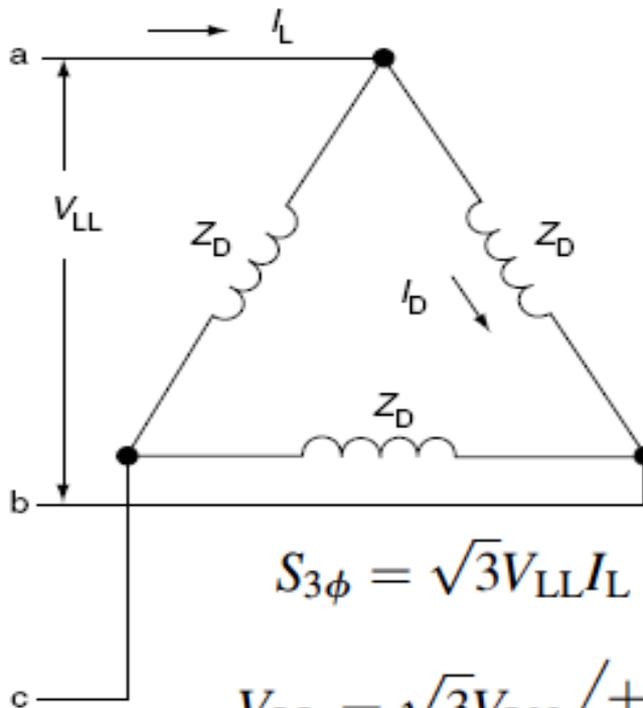
Sistema por Unidad

Recordando las relaciones entre cantidades en estrella y en delta

Impedancias conectadas en estrella



Impedancias conectadas en delta



$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL}I_L \text{ (VA);}$$

$$V_{LL} = \sqrt{3}V_{LN} \angle +30^\circ \text{ (V);}$$

En ambas conexiones aplican las siguientes ecuaciones:

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_{LL}} \text{ (A),}$$

Sistema por Unidad

Relaciones entre impedancias en estrella y en delta

$$Z_Y = \frac{V_{LN}}{I_L} = \frac{V_{LL} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} \times \frac{\sqrt{3}V_{LL}}{S_{3\phi}} = \frac{V_{LL}^2 \angle -30^\circ}{S_{3\phi}} (\Omega).$$

$$I_D = \frac{I_L \angle +30^\circ}{\sqrt{3}} \text{ (A)}$$

$$\begin{aligned} Z_D &= \frac{V_{LL}}{I_D} = \frac{\sqrt{3}V_{LL} \angle -30^\circ}{I_L} = \sqrt{3}V_{LL} \angle -30^\circ \times \frac{\sqrt{3}V_{LL}}{S_{3\phi}} \\ &= \frac{3V_{LL}^2 \angle -30^\circ}{S_{3\phi}} (\Omega) \end{aligned}$$

De acá se observa que $Z_D = 3Z_Y$ or $Z_Y = Z_D/3$

$$I_D = \frac{V_{LL}}{Z_D} = \frac{S_{3\phi} \angle +30^\circ}{3V_{LL}} \text{ (A).}$$

Sistema por Unidad

Corriente base e impedancia base

Dada la ecuación de la potencia trifásica: $kVA_B = \sqrt{3}kV_B I_B$ (kVA).

Se obtiene la corriente base como: $I_B = \frac{kVA_B}{\sqrt{3}kV_B}$ (A).

La impedancia base será: $Z_B = \frac{kV_B^2 \times 1000}{kVA_B}$ (Ω).

Que también se puede expresar: $Z_B = \frac{kV_B^2}{MVA_B}$ (Ω).

Sistema por Unidad

Impedancia en por unidad: Z_{pu}

La impedancia en por unidad se obtiene dividiendo la impedancia en ohmios entre la impedancia base

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_B} = \frac{MVA_B Z_{\Omega}}{kV_B^2} \text{ or } \frac{kVA_B Z_{\Omega}}{1000 kV_B^2}$$

Si se desea calcular la impedancia en ohmios a partir de la impedancia en por unidad, se utiliza la relación:

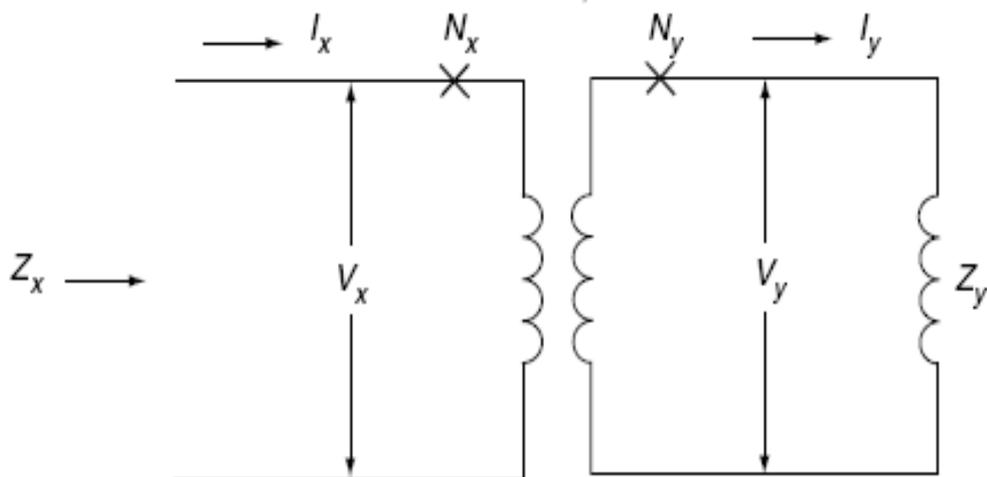
$$Z_{\Omega} = \frac{kV_B^2 Z_{pu}}{MVA_B} \text{ or } \frac{1000 kV_B^2 Z_{pu}}{kVA_B}$$

Estas relaciones también se aplican a resistencia y reactancia

Sistema por Unidad

Impedancia de transformadores en por unidad.

Una de las mayores ventajas del sistema por unidad es su independencia de los voltajes y del desfase que introducen los bancos de transformadores, donde los voltajes base a cada lado del transformador se seleccionan de acuerdo a la relación de transformación o de espiras de los devanados primario y secundario. Esto lo podemos observar a continuación.



Para una fase del transformador indicado, la impedancia Z_y en el lado Y aparece como Z_x en el lado X y se calcula como:

$$Z_x = \left(\frac{N_x}{N_y} \right)^2 Z_y = \left(\frac{V_x}{V_y} \right)^2 Z_y \ (\Omega)$$

Sistema por Unidad

Seleccionando los voltajes bases a cada lado del transformador igual a los voltajes kV_x en el lado X y kV_y en el lado Y, y la potencia base como MVA_B , las impedancias bases a cada lado del transformador resultan:

$$Z_{xB} = \frac{kV_x^2}{MVA_B} (\Omega) \quad Z_{yB} = \frac{kV_y^2}{MVA_B} (\Omega),$$

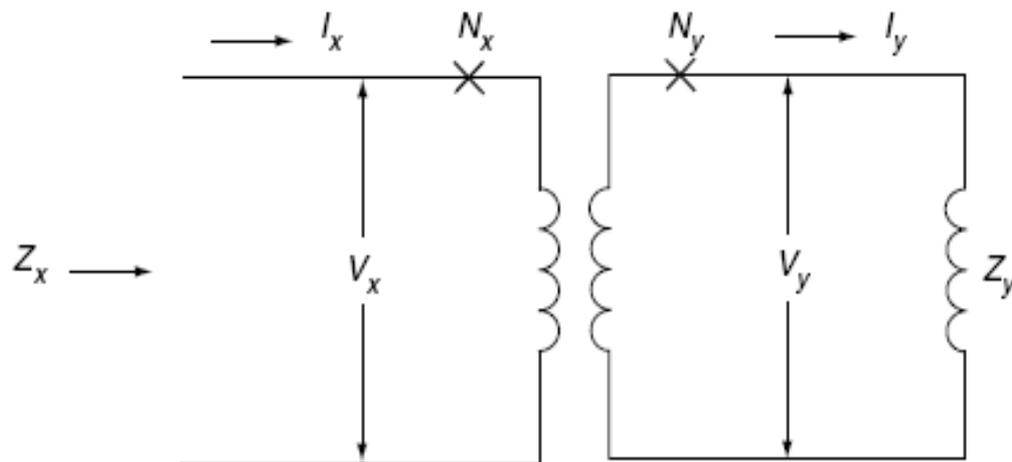
Luego, tomando la relación entre ambas impedancias

$$\frac{Z_{xB}}{Z_{yB}} = \frac{kV_x^2}{kV_y^2} = \left(\frac{N_x}{N_y} \right)^2,$$

La impedancia por unidad será:

$$Z_{xpu} = \frac{Z_x(\Omega)}{Z_{xB}} = \left(\frac{N_x}{N_y} \right)^2 \left(\frac{N_y}{N_x} \right)^2 \frac{Z_y(\Omega)}{Z_{yB}} = \frac{Z_y \Omega}{Z_{yB}} = Z_{ypu}.$$

Ejemplo numérico



Asumir un transformador de 50 MVA, V_x igual a 34.5 KV, V_y igual a 161 KV y una reactancia X igual a 10%

La reactancia está expresada en porcentaje y se convierte al sistema por unidad dividiendo entre 100, por lo tanto $X = 0.1$ p.u y tendrá dicho valor independientemente desde cuál lado del transformador se observe y también es independiente del conexionado del transformador delta – estrella, delta- delta, estrella – delta o estrella - estrella.

Sistema por Unidad

Los valores de impedancia en por unidad a través de toda una red eléctrica se pueden combinar independientemente de los niveles de voltaje siempre y cuando todas las impedancias se expresen respecto a una base común de MVA y los voltajes nominales del sistema sean compatibles con las relaciones de transformación de los transformadores presentes en la red.

En el ejemplo la reactancia es 0.1 p.u en ambos lados del transformador, el valor en ohmios es diferente como se muestra a continuación:

$$jX = \frac{34.5^2 \times 10}{100 \times 50} = 2.38 \Omega \quad \text{En el lado de 34.5 KV}$$

$$jX = \frac{161^2 \times 10}{100 \times 50} = 51.84 \Omega \quad \text{En el lado de 161 KV}$$

Recordar que:

$$Z_{\Omega} = \frac{kV_B^2 Z_{pu}}{MVA_B}$$

$$Z_{\Omega} = \frac{kV_B^2 (\%Z)_{pu}}{100 MVA_B}$$

Impedancia de generadores en por unidad.

La impedancia de los generadores al igual que la de los transformadores son suministradas por los fabricantes y se expresan en términos por unidad o en porcentaje respecto a una base de MVA que es igual a la capacidad nominal de la máquina. Esta impedancia es básicamente reactiva inductiva, siendo la resistencia despreciable en los estudios de fallas.

La reactancia de generadores suministrada tiene diferentes valores y es importante conocer cuál valor utilizar para los estudios de protecciones. X_d representa la reactancia de eje directo y X_q es el símbolo para representar la reactancia del eje en cuadratura. En estudios de fallas se utiliza X_d ya que en condiciones de falla la corriente de falla es altamente inductiva y el flujo magnético en el generador circula predominantemente en el eje directo.

Sistema por Unidad

La reactancia de generadores también varía con el tiempo, luego de que ocurre una falla. Esto es debido a que los enlaces de flujo de campo dentro del generador no pueden cambiar instantáneamente cuando ocurre una falla. Tres valores de reactancia se utilizan para representar estas condiciones cambiantes, la reactancia sub transitoria X''_d , es la de menor valor y representa la reactancia del generador desde el inicio de la falla hasta unos 6 ciclos después; la reactancia transitoria X'_d , algo mayor a la anterior se estima que dura desde los 6 ciclos del inicio de la falla hasta unos 30 a 60 ciclos mas tarde; y la reactancia sincrónica X_d que es la de mayor valor y representa la reactancia del generador durante condiciones de estado permanente.

Para estudios de protecciones se utiliza el mayor valor de corriente de falla, por lo tanto se utiliza la reactancia sub-transitoria X''_d .

Impedancia de líneas de transmisión en por unidad

La impedancia de líneas consiste de reactancia inductiva, resistencia y reactancia capacitiva, ésta última es usualmente ignorada en estudios de corto circuito ya que no tiene efecto sobre las corrientes de falla.

La reactancia inductiva de las líneas de transmisión depende de las características del conductor y del arreglo geométrico entre los conductores.

Una vez determinado mediante cálculo el valor de impedancia de línea en ohmios, se puede calcular su valor en por unidad utilizando el voltaje base, seleccionado de acuerdo al valor del voltaje de operación nominal de la línea asociada.

Expresando cantidades en por unidad a otras bases

Como ya ha sido mencionado, las impedancias de generadores y transformadores se expresan en por unidad o en porcentaje referidas a una base que considera la potencia y el voltaje nominal de los respectivos equipos, la cual por lo general es diferente a la base que se selecciona para el sistema de potencia. Para poder combinar las impedancias expresadas en por unidad, todas éstas deben referirse a una base común, es por lo tanto necesario realizar cambios de base.

Para convertir una impedancia en por unidad de una base a otra, primero se lleva dicha impedancia a su valor óhmico en la base original y luego se determina la impedancia en por unidad referida a la nueva base. Este procedimiento se ilustra a continuación:

Sistema por Unidad

Sea el conjunto base 1 compuesto por MVA_1 y KV_1 ; y sea el conjunto base 2 compuesto por MVA_2 y KV_2 ; la impedancia Z (Ω) se puede expresar en por unidad en ambas bases tal como se indica:

$$Z_{1pu} = \frac{MVA_1 Z}{kV_1^2} (\Omega), \quad Z_{2pu} = \frac{MVA_2 Z}{kV_2^2} (\Omega).$$

Luego haciendo la relación entre ambas cantidades

$$\frac{Z_{2pu}}{Z_{1pu}} = \frac{MVA_2}{kV_2^2} \times \frac{kV_1^2}{MVA_1},$$

De donde

$$Z_{2pu} = Z_{1pu} \frac{MVA_2}{MVA_1} \times \frac{kV_1^2}{kV_2^2}.$$

Ecuación general para cambiar de una base a otra

Sistema por Unidad

Es importante enfatizar que la ecuación anterior de cambio de bases no tiene nada que ver con transferir impedancias del primario al secundario de un transformador. Por lo general si se seleccionan como voltajes bases a ambos lados de un transformador las tensiones nominales del mismo, dadas por su relación de espiras, el factor $\frac{kV_1^2}{kV_2^2}$ es uno y la ecuación se reduce a la siguiente:

$$Z_{2\text{pu}} = Z_{1\text{pu}} \frac{\text{MVA}_2}{\text{MVA}_1}.$$

Ejemplos numéricos

En el ejemplo anterior teníamos un transformador de 50 MVA de relación 34.5 KV / 161 kv y reactancia 10%

Ahora dicho transformador está conectado en un sistema donde todas las otras impedancias están en por unidad referidas a una base de 100 MVA y 34.5 KV o 161 KV

La reactancia del transformador debe convertirse de la base1 (50 MVA, 34.5 KV o 161 KV) a la nueva base2 (100 MVA, 34.5 KV o 161 KV)

$$\frac{\text{kV}_1^2}{\text{kV}_2^2} = \left(\frac{34.5}{34.5}\right)^2 = 1.0 \quad \text{ó} \quad \frac{\text{kV}_1^2}{\text{kV}_2^2} = \left(\frac{161}{161}\right)^2 = 1.0.$$

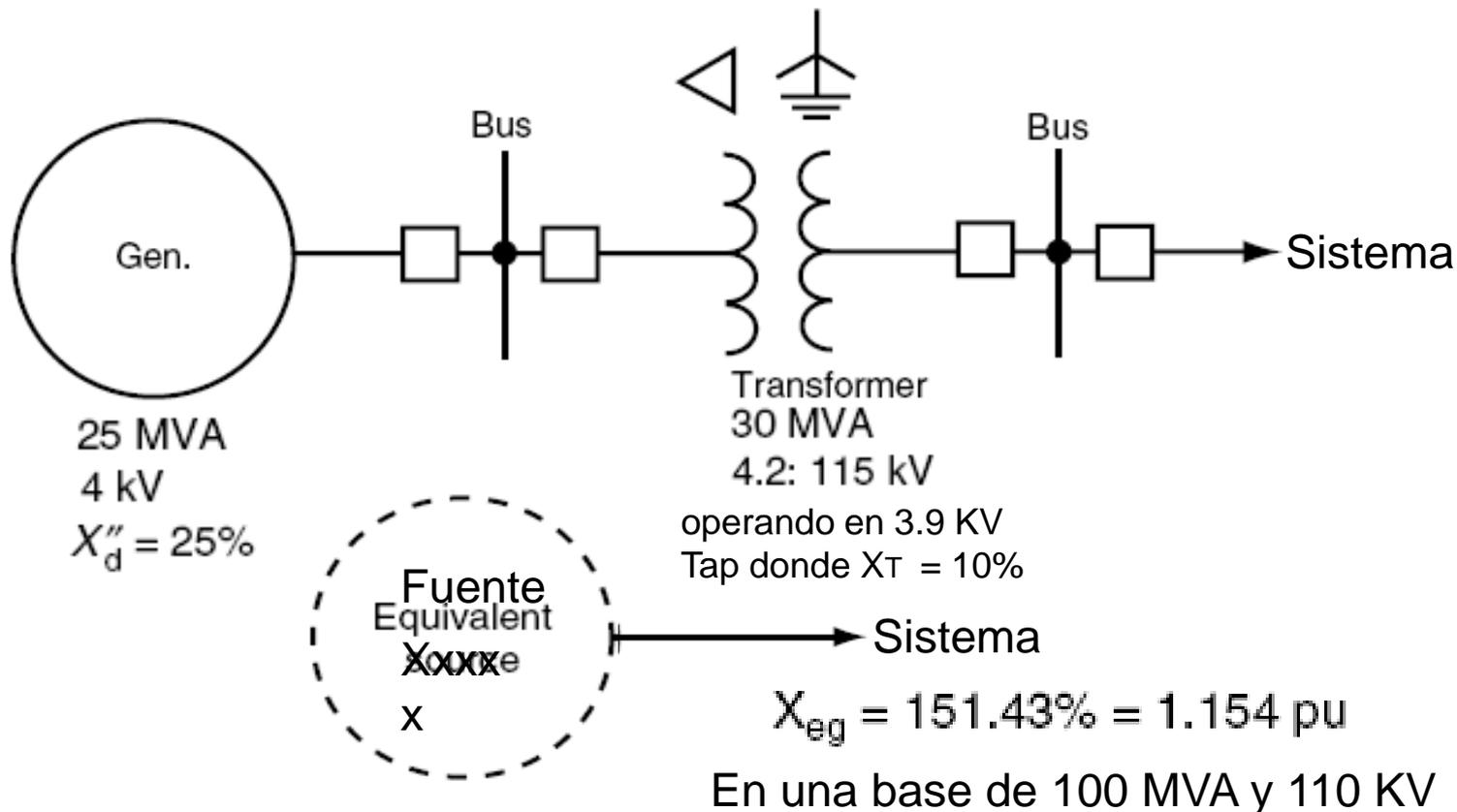
luego

$$jX = 10\% \times \frac{100}{50} = 20\% \text{ or } 0.20 \text{ pu}$$

Sistema por Unidad

Ejemplo que requiere el empleo de la fórmula general

Combinar un generador y un transformador en una fuente equivalente según el siguiente diagrama



Sistema por Unidad

En este ejemplo se selecciona una base de 100 MVA y 110 KV, asumiendo que la tensión nominal del sistema es 110 KV, luego debemos expresar las reactancias del generador y transformador, que están en por unidad en sus respectivas bases a esta nueva base.

Con el transformador operando en su tap equivalente a 3.9 KV, su reactancia de 10% está expresada en la base 30 MVA, 3.9 KV

La reactancia X''_d del generador está expresada en la base 25 MVA, 4 KV. Siendo la nueva base 100 MVA y 110 KV en el lado de alta tensión del transformador, se debe encontrar el voltaje base en el lado de baja tensión del transformador que corresponde a 110 KV, para expresar en dicha base las reactancias del generador y del transformador; para ello se utiliza la relación de espiras del transformador en su tap de 3.9 KV, o sea, $3.9 \text{ KV} / 115 \text{ KV}$. Por lo tanto el voltaje base en el lado de baja tensión se determina con la fórmula

$$\frac{kV_{LV}}{110} = \frac{3.9}{115} \quad \text{de donde} \quad kV_{LV} = 3.73 \text{ KV.}$$

Sistema por Unidad

Luego haciendo uso de la fórmula general para cambio de base, se expresan las reactancias del generador y del transformador en la nueva base de 100 MVA, 3.73 KV ó 100 MVA, 110 KV

$$jX''_d = 0.25 \times \frac{100 \times 4^2}{25 \times 3.73^2} = 1.15 \text{ pu}$$

$$jX_T = 10\% \times \frac{100 \times 3.9^2}{30 \times 3.73^2} = 10\% \times \frac{100 \times 115^2}{30 \times 110^2}$$

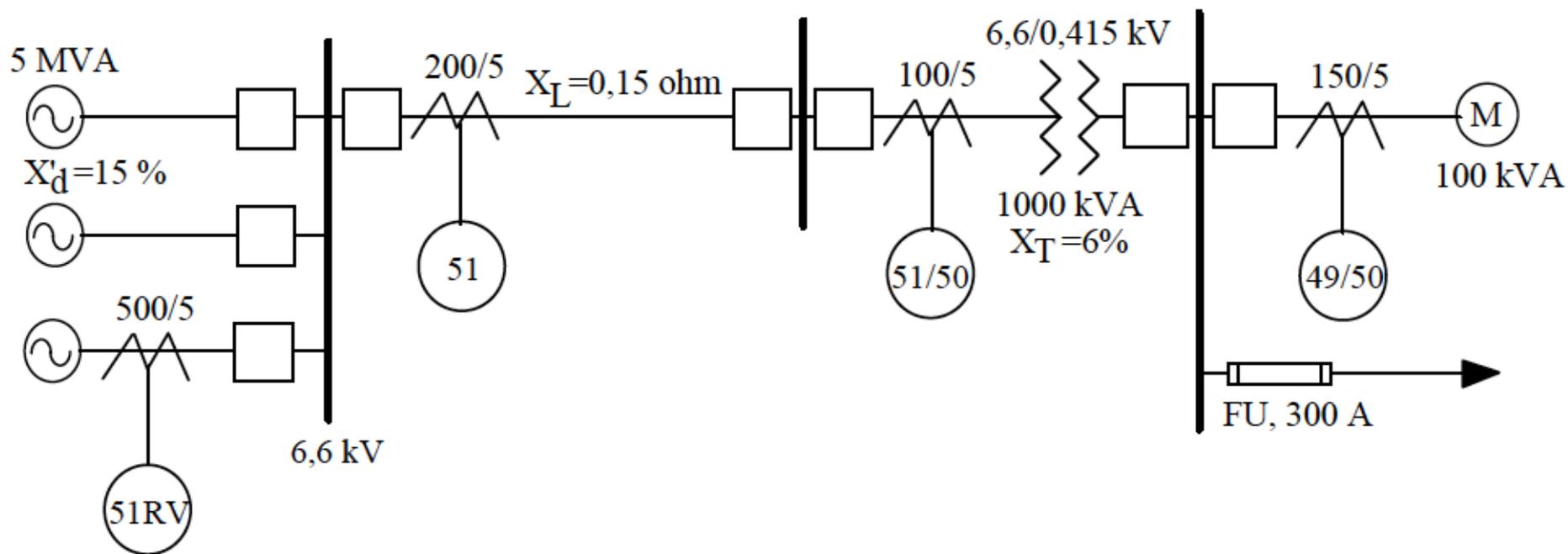
$$jX_T = 36.43\% \quad \text{ó} \quad jX_T = 0.364 \text{ pu}$$

Ahora se pueden combinar las reactancias de generador y transformador en una equivalente

$$jX_{eq} = 1.15 \text{ pu} + 0.3643 \text{ pu} = 1.514 \text{ pu.}$$

Ejercicio

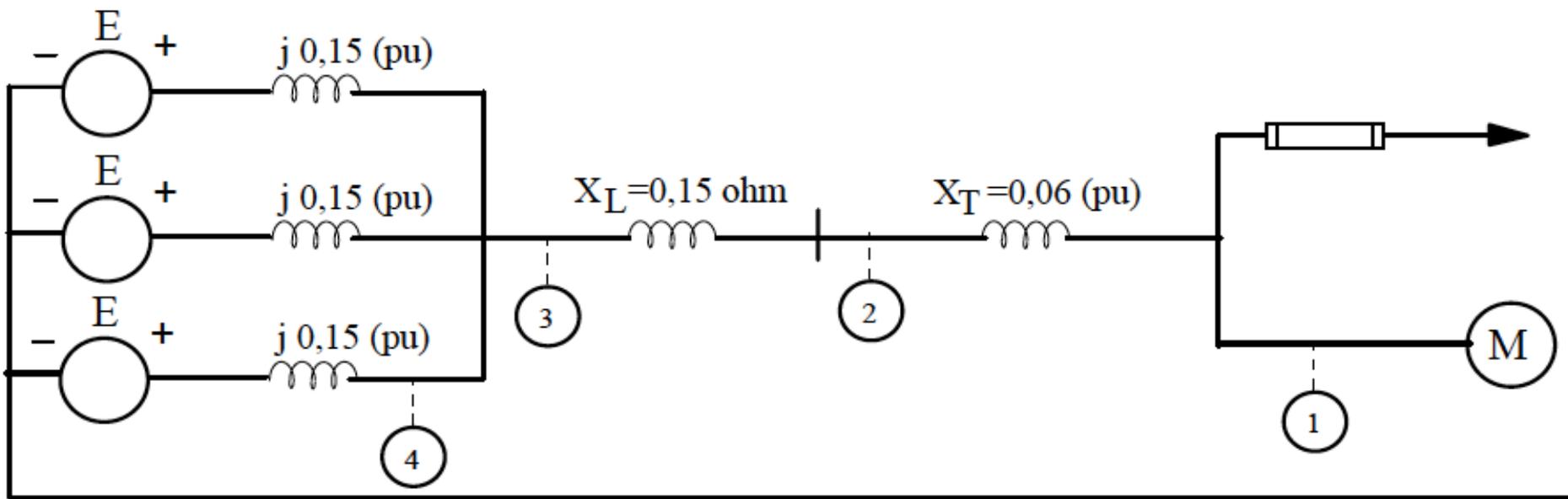
En el siguiente diagrama reducir todos los parámetros a una base común



Nota: este ejercicio será utilizado luego para realizar la coordinación de los relés de sobrecorriente mostrados en el diagrama.

Sistema por Unidad

Dibujar el circuito equivalente por fase del sistema eléctrico, indicando los parámetros de sus componentes, las cantidades en por unidad están en sus respectivas bases



El siguiente paso es reducir todas las reactancias a la misma base

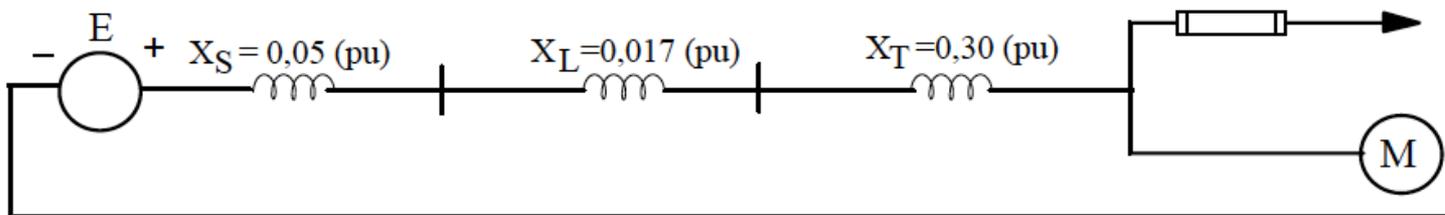
Sistema por Unidad

Sean S_B y V_{B1} las cantidades base común, seleccionadas con el criterio de minimizar los cambios de base.

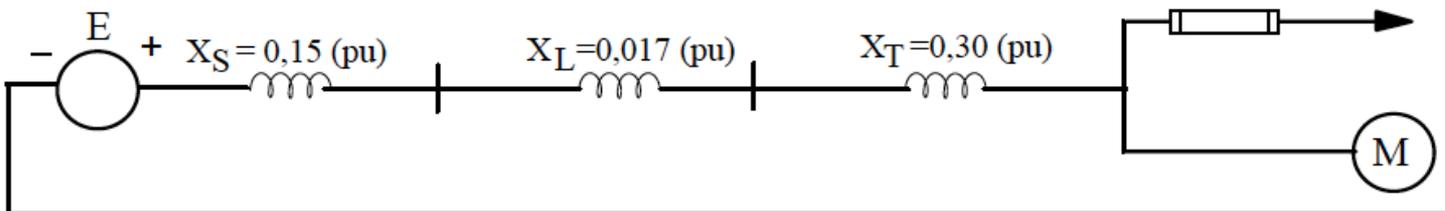
$$\text{Sea } S_B = 5 \text{ MVA}; V_{B1} = 6,6 \text{ kV} \Rightarrow I_{B1} = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 6,6 * 10^3} = 437,4 \text{ A} \quad \text{y} \quad Z_{B1} = \frac{6,6^2}{5} = 8,712 \Omega$$

Por lo tanto:

- $X_S = 0,15$ (pu) con un generador en servicio (Generación mínima)
- $X_S = 0,15/3 = 0,05$ (pu) con los tres generadores en servicio (Generación máxima)
- $X_L = 0,15/8,712 = 0,017$ (pu)
- $X_T = 0,06 * (5/1) = 0,3$ (pu)



Gen máxima



Gen mínima

Ejercicios.

- 1) Un generador conectado en estrella tiene valores nominales de placa de 200 MVA y 20 KV, con una X''_d igual a 1.2 p.u. Determinar la reactancia en ohms.
- 2) El generador anterior se conecta a un sistema con cantidades base de 100 MVA y 13,8 KV, determinar el nuevo valor de x''_d en p.u en la nueva base.
- 3) Convertir la reactancia en p.u calculada en 2) a ohms

Ejercicios

4) Tres transformadores monofásicos de 5 MVA y de relación nominal 8:1,39 KV tienen una reactancia de dispersión de 6%. Los transformadores pueden ser conectados de diferentes maneras como se indica en la tabla anexa para alimentar tres cargas idénticas de 5 ohm resistivos. Completar la tabla indicada, utilizando una base trifásica de 15 MVA

Ejercicios

	conexión	transformador	Conexión de la carga	Voltaje base Lado alta	Voltaje base Lado baja	Zvista desde alta p.u	Zvista desde alta ohm
1	Estrella	estrella	estrella				
	Estrella	Estrella	delta				
	Estrella	Delta	estrella				
	Estrella	Delta	delta				
	Delta	Estrella	estrella				
	Delta	Estrella	Delta				
	Delta Delta	Delta Delta	Estrella delta				

Fasores y Polaridad

Fasores y Polaridad

Fasores y polaridad son dos herramientas muy importantes y útiles para el estudio y análisis de sistemas de protección de redes eléctricas. Las mismas colaboran en el entendimiento del conexionado durante las pruebas de puesta en servicio y de mantenimiento de los relés de protección, y también ayudan en el análisis de la actuación de las protecciones durante condiciones normales y de fallas. Por tal razón es fundamental el pleno conocimiento teórico y práctico de estos aspectos que constituyen un aporte muy valioso para ingenieros y técnicos de protecciones.

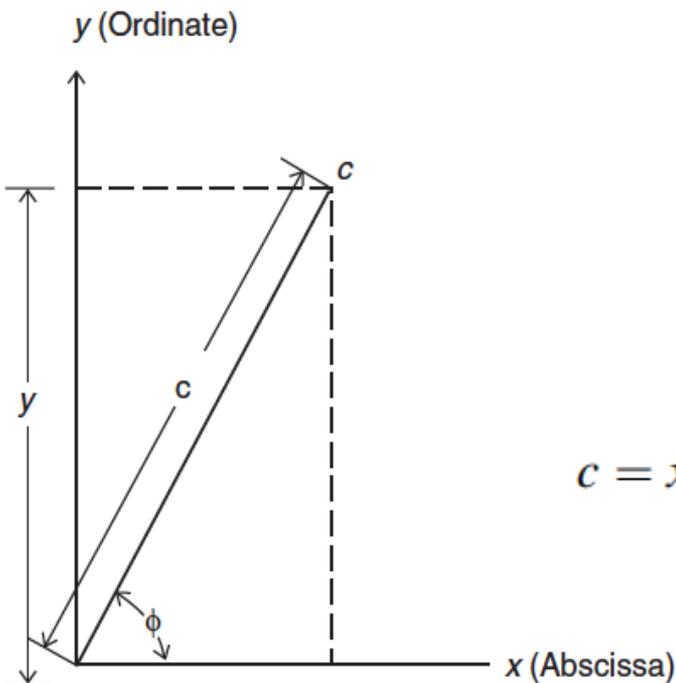
Fasores y Polaridad

La IEEE define un fasor como una cantidad compleja ($a+jb$, por ejemplo), cuyo módulo o valor absoluto corresponde al valor pico o valor RMS de la cantidad que se representa, y la fase o argumento corresponde al ángulo de fase de dicha cantidad al tiempo cero. Esta definición se hace en el contexto de estado permanente de un sistema lineal alterno, como es el caso de los fasores de corriente y tensión de un sistema de potencia de corriente alterna cuyas magnitudes son dependientes del tiempo. Por extensión el término también se aplica a las impedancias u otras cantidades independientes del tiempo.

No se debe confundir a los fasores con vectores, éstos últimos son vectores espaciales.

La forma gráfica normal para representar fasores relacionados con cantidades eléctricas como voltajes, corrientes, flujos es utilizando un plano de coordenadas cartesianas con el eje de abscisas X y el eje de ordenadas Y

Fasores y Polaridad



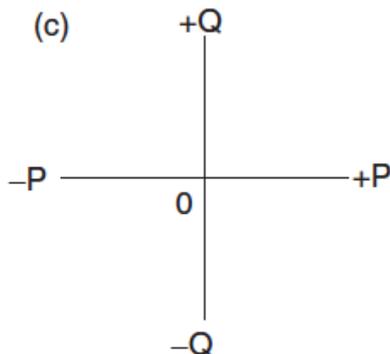
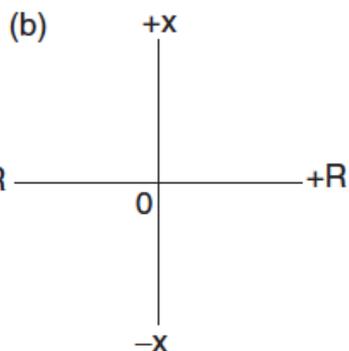
El punto C en el plano complejo X-Y se representa como se muestra en la figura y se puede denotar matemáticamente de varias formas

$$c = x + jy = |c|(\cos \phi + j \sin \phi) = |c|e^{j\phi} = |c| \angle +\phi$$

Dada la forma cartesiana de representación se puede transformar a la forma polar y viceversa de acuerdo a la conveniencia.

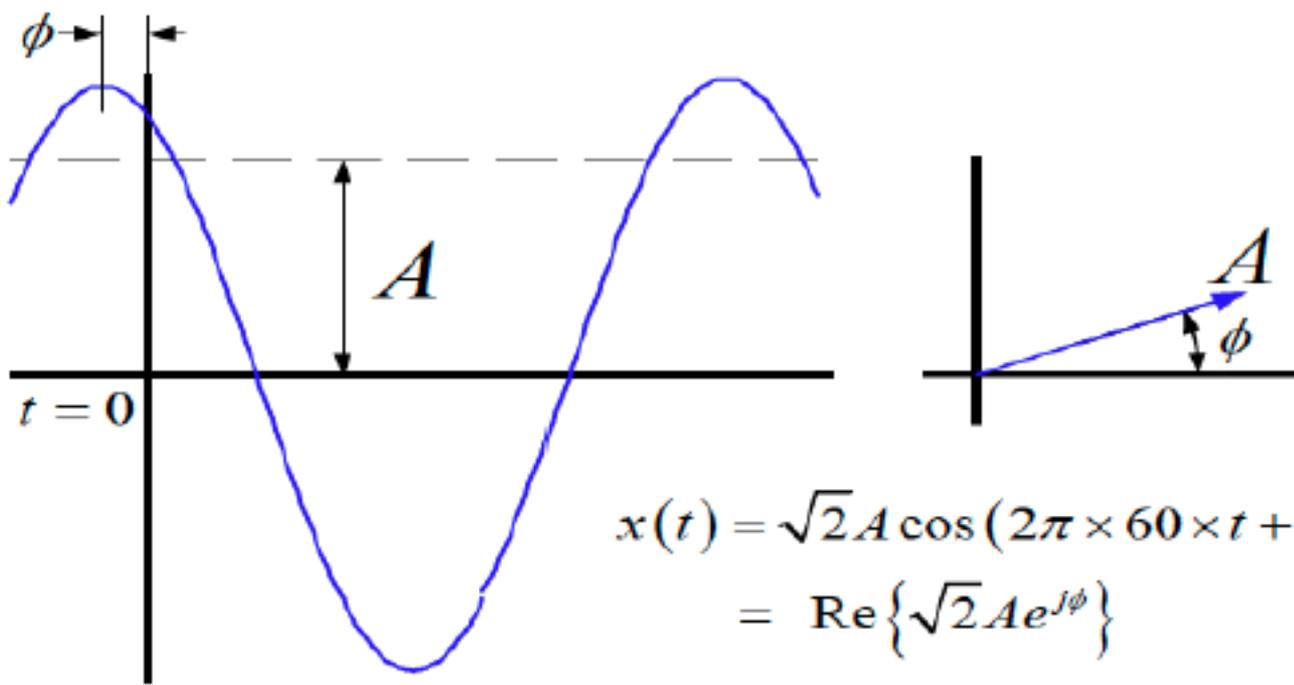
También se puede utilizar su forma conjugada

$$c^* = x - jy = |c|(\cos \phi - j \sin \phi) = |c|e^{-j\phi}$$



Fasores y Polaridad

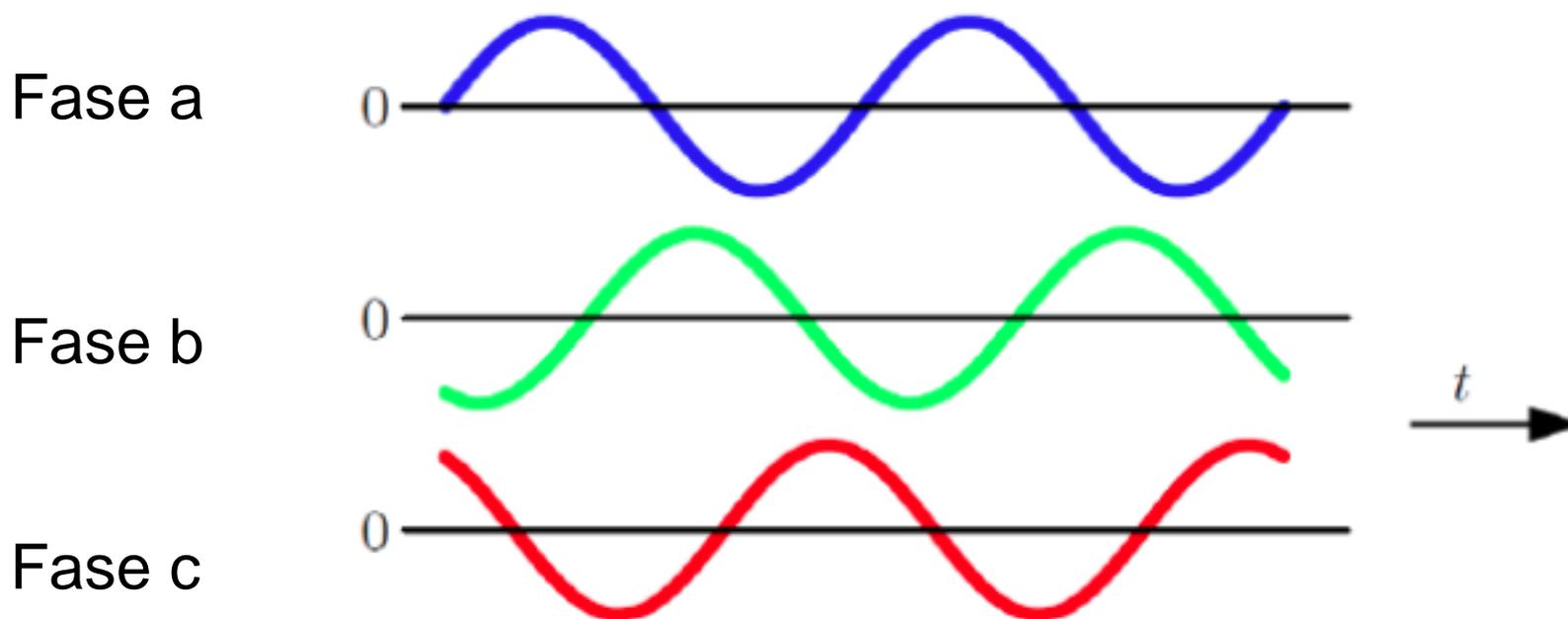
Una señal sinusoidal puede ser representada por una función coseno con una amplitud A , frecuencia w y desfase ϕ . A es el valor RMS de la señal



$$x(t) = \sqrt{2}A \cos(2\pi \times 60 \times t + \phi)$$

$$= \text{Re}\{\sqrt{2}Ae^{j\phi}\}$$

Por ejemplo señales de voltaje en un sistema trifásico



Diagramas fasoriales. Éstos se utilizan para representar los fasores de cantidades sinusoidales tales como el voltaje, la corriente, el flujo magnético, rotando con una velocidad angular constante en un par de ejes coordenados fijos. Según estándares internacionales el sentido de rotación de los fasores es en el sentido contrario a las agujas del reloj. Por conveniencia siempre se representan los fasores en un determinado instante de tiempo, siendo el módulo del fasor equivalente al valor pico o al valor RMS de la cantidad sinusoidal correspondiente, esto sería como tomar una foto de algo que está variando en el tiempo.

El diagrama fasorial muestra entonces las magnitudes y ángulos de fase relativo entre varias cantidades eléctricas tales como voltajes, corrientes, flujos, etc que tengan una característica de la forma seno o coseno. Los ángulos de fase son valores relativos entre dos o más cantidades, por lo tanto una de éstas se toma como referencia a conveniencia de los cálculos, por ejemplo en cálculo de fallas, donde sólo se utiliza la reactancia X , es conveniente tomar el voltaje a 90 grados, así el factor J desaparece cuando se calcula la corriente como $I = jV / jX$, y en cálculo de cargas el voltaje se toma a 0 grados o en el eje de las abscisas, así el ángulo de la corriente representa su valor de adelanto o atraso

Como se indicó en los diagramas anteriores, la impedancia y la potencia eléctrica también se representan en un plano con ejes de referencia de abscisa y ordenada, R-X para la impedancia y P-Q para la potencia. Pero estas cantidades aunque se representan como fasores, las mismas no rotan a la frecuencia del sistema.

Combinación de fasores

Multiplicación: $VI = |V||I| \angle \phi_V + \phi_I$ $VI^* = |V||I| \angle \phi_V - \phi_I$ $II^* = |I|^2$.

División: $\frac{V}{I} = \frac{|V|}{|I|} \angle \phi_V - \phi_I$.

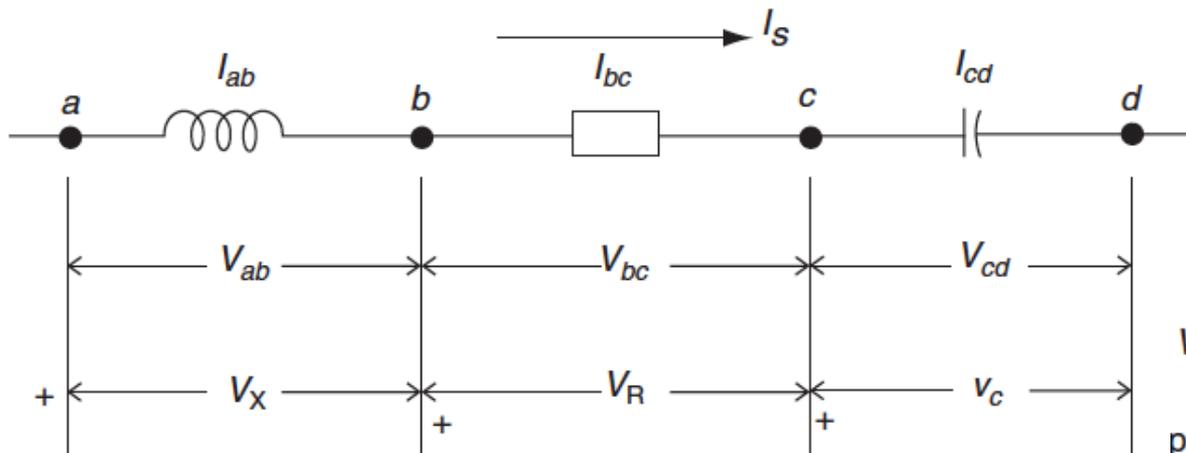
Exponenciación $(I)^n = (|I|e^{j\phi})^n = |I|^n e^{jn\phi}$

$$n\sqrt{I} = \sqrt[n]{|I|e^{jn\phi}}$$

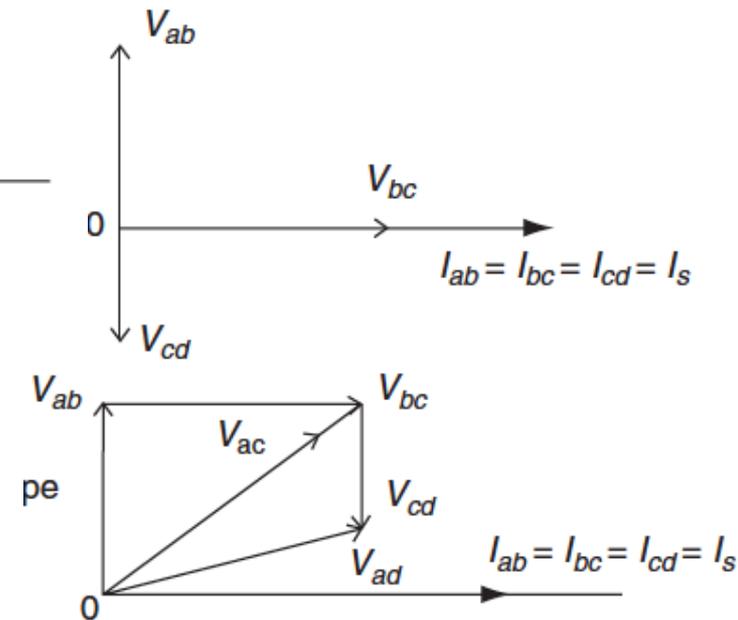
Fasores y Polaridad

Diagramas fasoriales y diagramas unifilares o de circuito.

Los diagramas fasoriales no tienen mucho significado a menos que sean acompañados de diagramas de circuito donde se especifican la posición, dirección y polaridad de las cantidades eléctricas que serán representadas en el diagrama fasorial. Estos dos diagramas son complementarios y deben mantenerse separados para evitar confusión. Las direcciones asumidas en los diagramas de circuito corresponden al flujo durante el semiciclo positivo de la onda senoidal



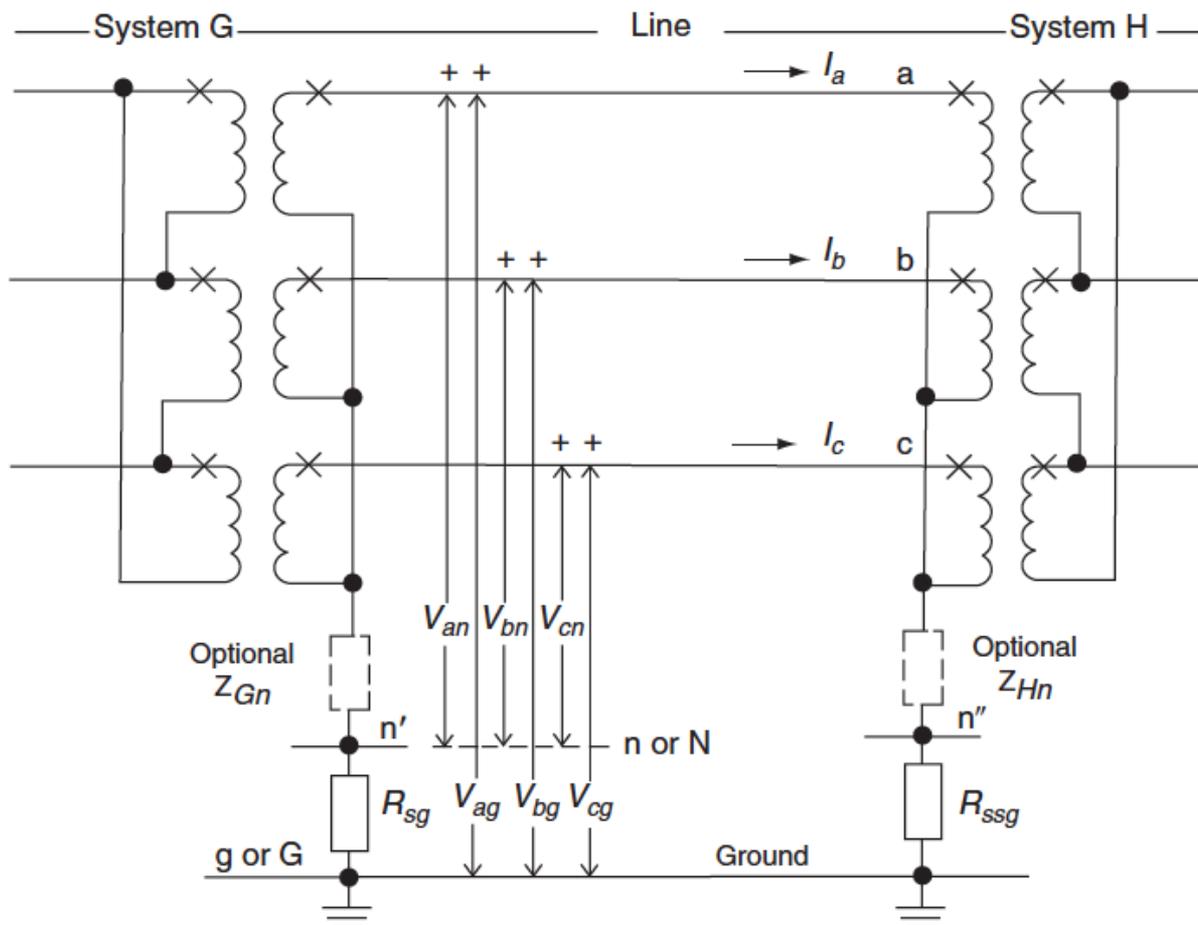
V e I son indicadores de posición y dirección, no son fasores



V e I son fasores

Fasores y Polaridad

Diagramas de circuito para un sistema de potencia trifásico balanceado. Se muestran localizaciones y dirección de V e I



Para un sistema balanceado no hay corriente por el neutro, así n y G están al mismo potencial. Luego $V_{an} = V_{ag}$, igual para las fases b y c .

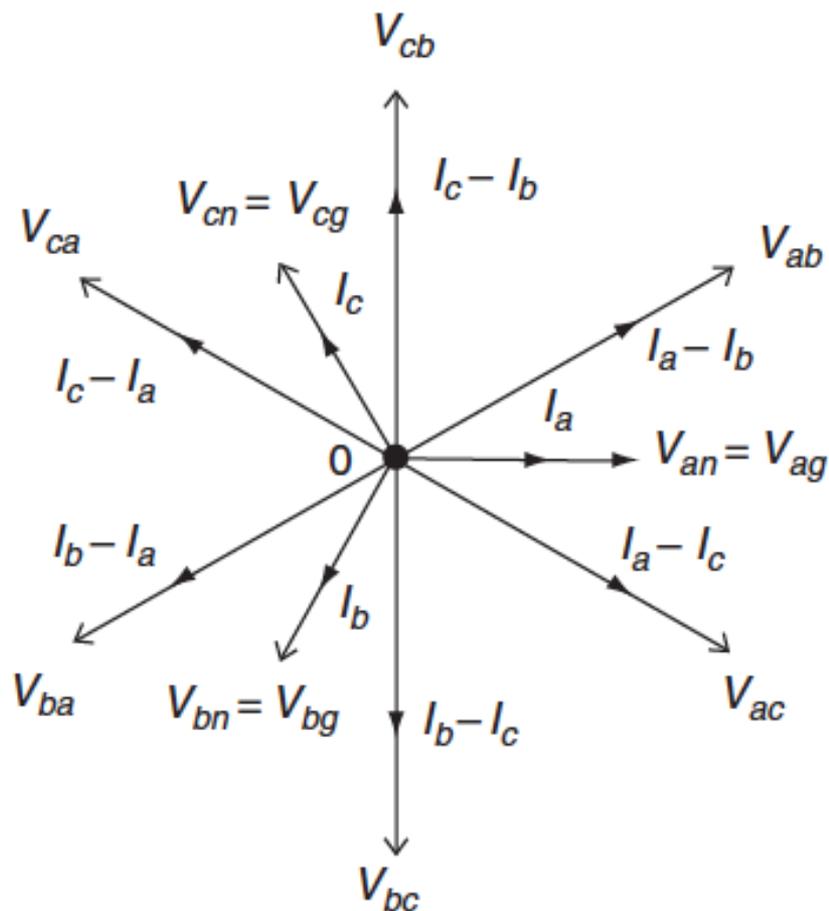
Z_{gn} y Z_{hn} resistencias de aterramiento del neutro.

R_{sg} y R_{ssg} resistencias de la malla de tierra de la subestación.

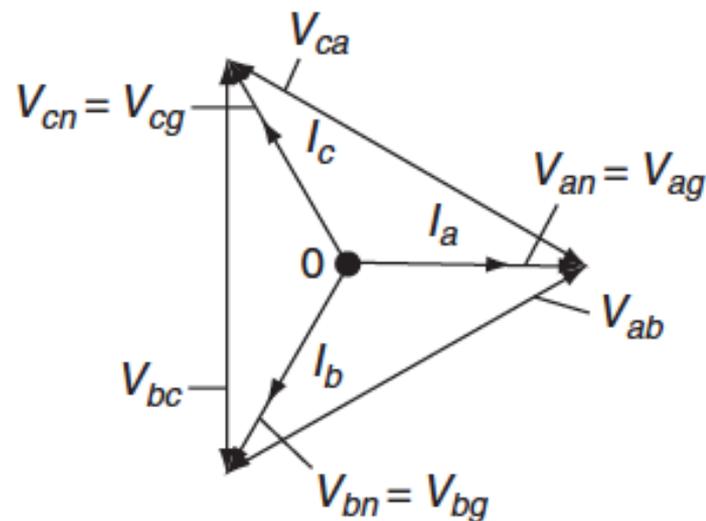
Los respectivos voltajes y corrientes son iguales en magnitud y desfasados 120 grados, tal como se muestran en el diagrama fasorial a continuación.

Fasores y Polaridad

Diagrama fasorial del ejemplo anterior. Se muestran magnitudes y relaciones de ángulo de V e I



Tipo abierto



Tipo cerrado

Fasores y rotación de fase.

Los fasores de cantidades alternas siempre rotan en el sentido contrario a las agujas del reloj a la frecuencia del sistema (por convención) y cuando se grafican en el plano de coordenadas representan una foto tomada en determinado instante, y por lo tanto lucen como si estuvieran fijos en el plano.

Por otra parte la rotación de fase o secuencia de fase se refiere al orden que siguen los fasores cuando rotan en sentido contrario a las agujas del reloj para un observador estacionario. Por convención la secuencia de fase adoptada es a, b, c o A, B, C o r, s, t o $1, 2, 3$ o r, y, b o $0, 4, 8$

Nos quedamos con la notación a, b, c

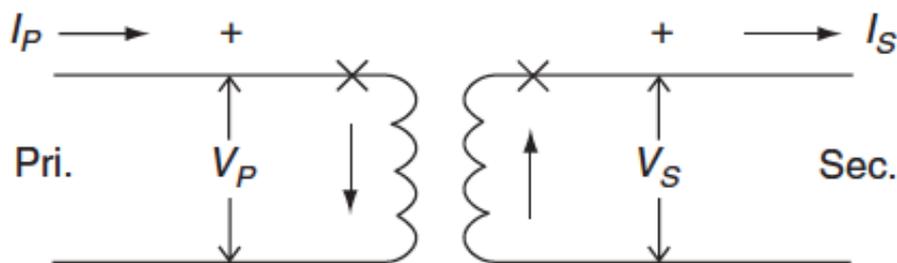
De lo anterior se desprende que fasores y rotación de fase son dos términos totalmente diferentes y no deben ser confundidos.

Este es un aspecto importante para el conexionado trifásico de los relés

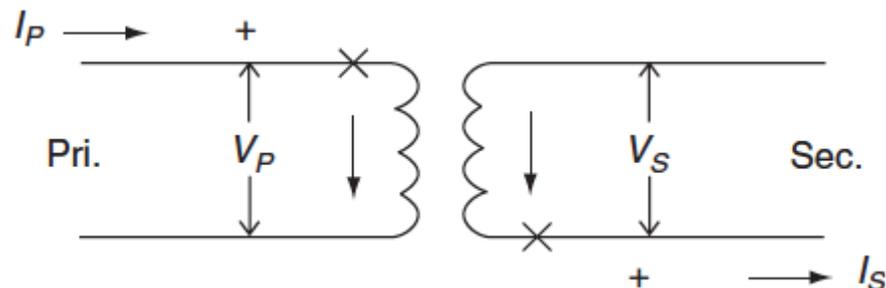
Polaridad

La polaridad de transformadores y de los equipos de protección es un factor importante a tener en cuenta a la hora de estudiar y trabajar sistemas de protecciones.

La polaridad de transformadores está establecida por standares para todo tipo de transformadores. Hay dos clases de polaridad, aditiva y substractiva. La substractiva se utiliza en transformadores de potencia y de medida, y la aditiva se utiliza en algunos transformadores de distribución



Polaridad substractiva



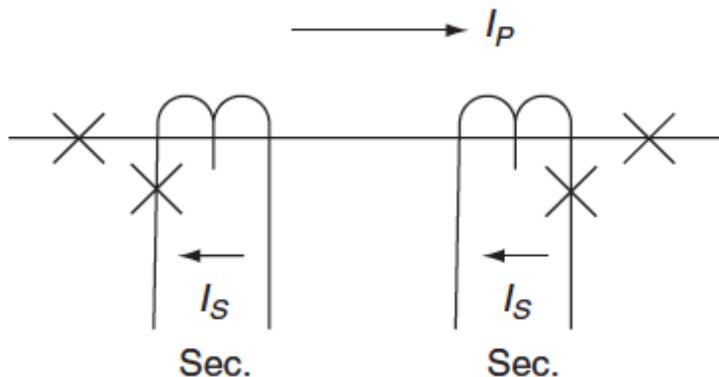
Polaridad aditiva

Reglas fundamentales de polaridad en transformadores.

Básicamente hay dos reglas: despreciando la corriente de magnetización y la caída de impedancia

1) La corriente entrando por el punto o marca de polaridad en un devanado, sale por el punto de polaridad del otro devanado y ambas corrientes están en fase.

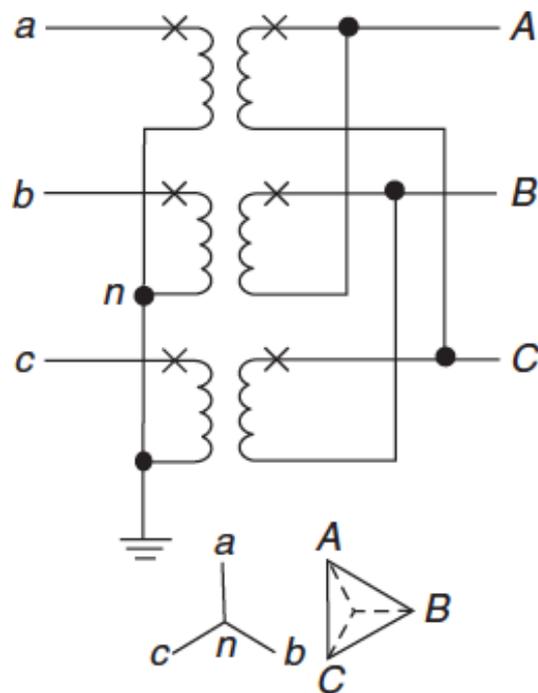
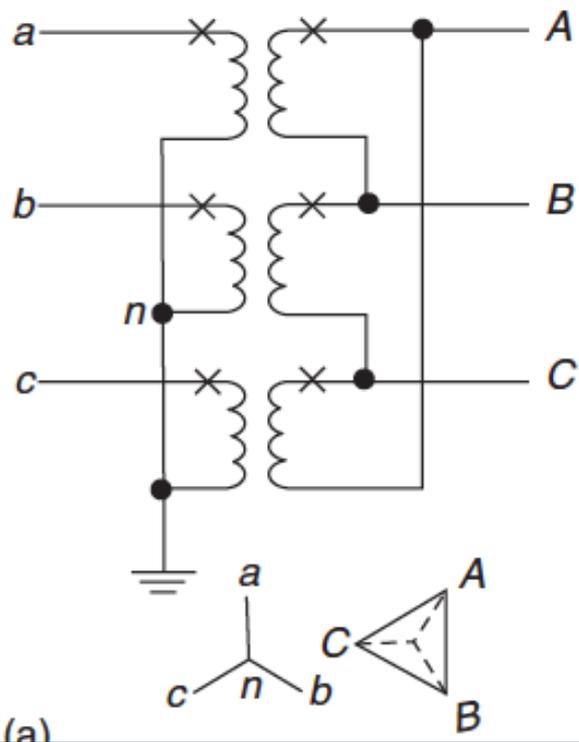
2) La caída de voltaje del punto de polaridad al de no polaridad en un devanado está en fase con la caída de voltaje del punto de polaridad al de no polaridad del otro devanado



Polaridad para transformadores de corriente

Fasores y Polaridad

La regla de la caída de voltaje es una herramienta muy útil para verificar la relación de fase de un banco de transformadores trifásicos conectados en estrella - delta. La norma ANSI/IEEE para bancos de transformadores conectados en estrella - delta o delta - estrella establece que el voltaje en el lado de alta tensión del transformador debe adelantar en 30 grados al voltaje en el lado de baja tensión, como se muestra:



Polaridad de relés.

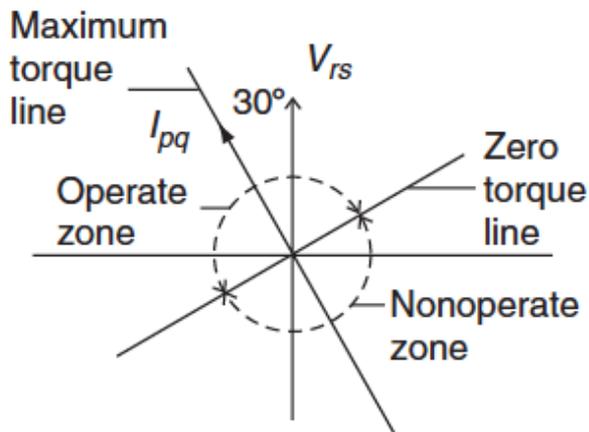
Los relés que involucran la interacción de dos cantidades de entrada desde transformadores de medida conectados al sistema de potencia deben tener su marca de polaridad necesaria para la correcta operación de los mismos. En esta área no hay estándares, por lo tanto cuando la polaridad es importante el fabricante debe indicarla y documentar su significado.

Los relés que detectan la dirección del flujo de corriente o de la potencia son un buen ejemplo para explicar el significado de polaridad en relés. Estas unidades direccionales por lo general no se aplican solas sino en combinación con otras unidades de sobrecorriente; la práctica común es utilizar la salida de la unidad direccional para controlar la operación de la unidad de sobrecorriente.

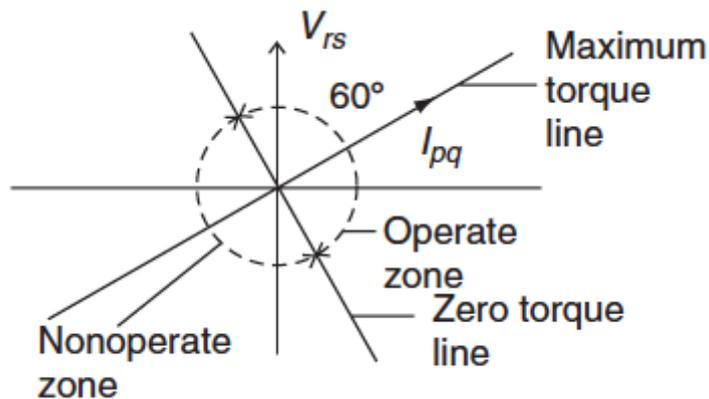
La unidad direccional requiere el empleo de una cantidad de referencia, razonablemente constante, contra la cual se compara el ángulo de fase de la corriente de entrada al relé en la línea o circuito protegido

Fasores y Polaridad

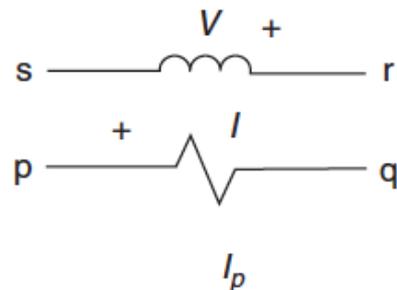
Indicaciones de polaridad típicas en algunos relés direccionales.
Se muestran tres características de diseño de relés individuales



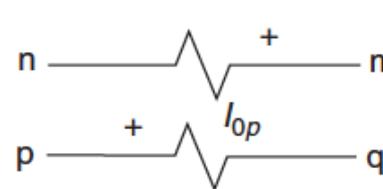
Unidad de 30 grados



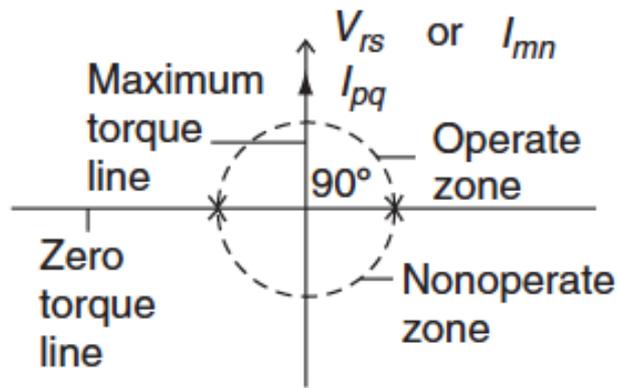
Unidad de 60 grados



Relé polarizado con tensión



Relé polarizado con corriente



Unidad de 0 grados

Polaridad de relés

El fabricante del relé debe suministrar en documentos o en diagramas la forma de alimentar al relé con las cantidades polarizante y de operación de tal manera que se obtengan las características de diseño mostradas anteriormente. Esta característica del relé es individual, es decir, es independiente de la conexión o asociación con el sistema de potencia.

La línea de torque máximo es un concepto que viene de relés electromecánicos, pero se ha mantenido como concepto aun para relés electrónicos y digitales. En estos últimos dicha línea se podría llamar línea de operación máxima, y la línea de torque cero, sería la línea de borde o umbral.

En el diagrama anterior se ilustra la interpretación de polaridad del relé para tres conexiones típicas de relés direccionales electromecánicos; en el caso de relés de estado sólido se puede ajustar el ángulo de torque máximo y los ángulos límites de la zona de operación

Fasores y Polaridad

Para la unidad de 30 grados, la interpretación del diagrama es la siguiente:

El torque máximo de operación o la energía asociada ocurre cuando la corriente I_{pq} fluye de punto de polaridad a no polaridad y adelanta en 30 grados al voltaje de referencia V_{rs} de polaridad a no polaridad. Cuando se cumple esta condición se requiere el mínimo valor de corriente para hacer operar al relé. Al irse separando la corriente de esta línea de torque máximo se requerirá una mayor magnitud en la corriente para causar la operación, así hasta alcanzar la línea de torque cero en cualquiera de sus extremos donde se requiere el máximo de corriente para producir la operación del relé. Cuando el ángulo de la corriente I_{pq} se sale de este semiplano de operación, el relé deja de operar, lo cual significa que la corriente ha invertido su sentido y la falla está detrás del relé.

El torque de operación a cualquier ángulo es función del coseno del ángulo entre la corriente I_{pq} y la línea de torque máximo, así como de las magnitudes de las cantidades polarizante y de operación

Fasores y Polaridad

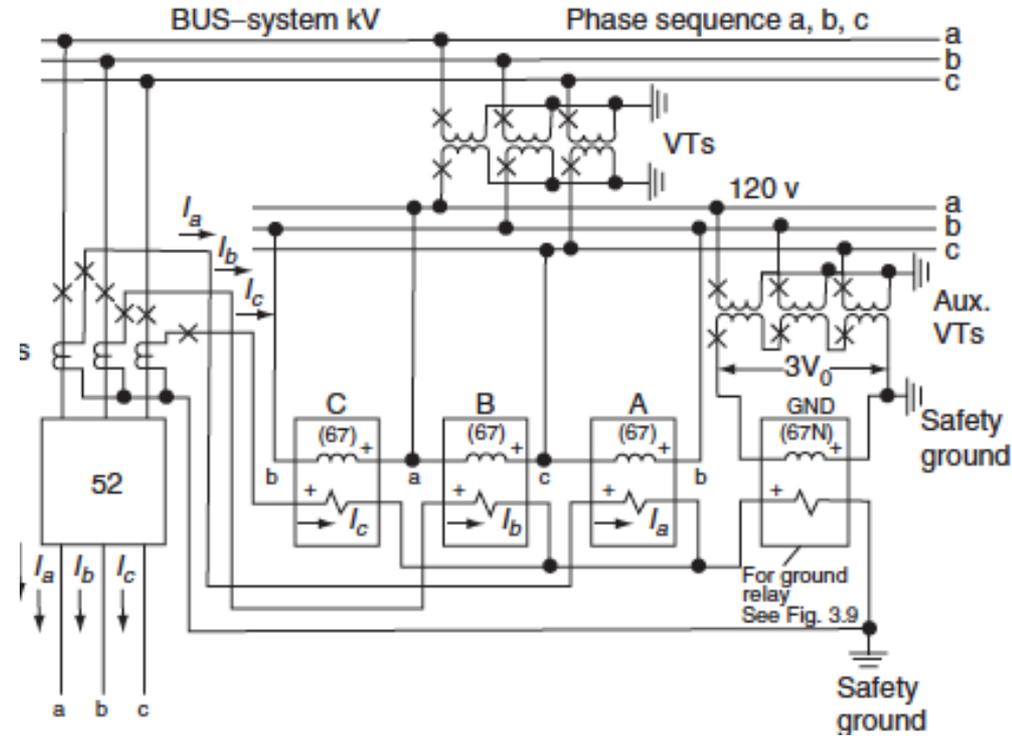
Conexiones que han sido utilizadas para detección direccional de fallas bifásicas

Connections	Phase A		Phase B		Phase C		Maximum Torque Occurs When
	I	V	I	V	I	V	
1	I_a	V_{ac}	I_b	V_{ba}	I_c	V_{cb}	I lags 30°
2	$I_a - I_b$	V_{ac}	I_{bc}	V_{ba}	$I_c - I_a$	V_{cb}	I lags 60°
3	I_a	$-V_c$	I_b	$-V_a$	I_c	$-V_b$	I lags 60°
4	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c	V_{ab}	I lags 45°
5	I_a	V_{bc}	I_b	V_{ca}	I_c	V_{ab}	I lags 60°

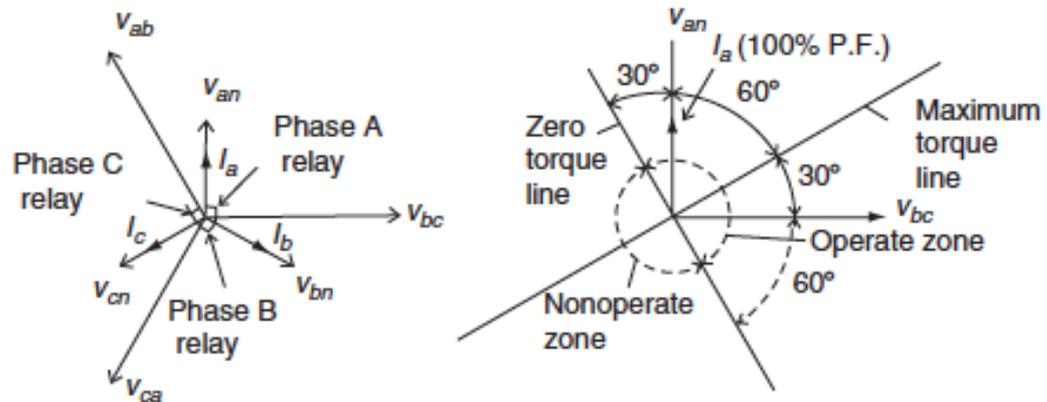
Las conexiones 4 y 5 son las que han sido mas utilizadas en la industria. Básicamente es la misma conexión con la diferencia en el ángulo que la corriente del sistema atrasa al voltaje de polarización para el torque máximo, ésta es la conexión a $90 - 60$ grados, que analizaremos con mayor detalle en la siguiente lámina.

Fasores y Polaridad

Conexión a 90 -60 grados para fallas bifásicas. Esta conexión utiliza un voltaje que atrasa la corriente a factor de potencia unitario en 90 grados. Tales cantidades se obtienen a través de TC's y TP's como se muestra en la gráfica. Se utiliza un relé tipo 30 grados donde el torque máximo se obtiene cuando la corriente de operación adelanta el voltaje de referencia en 30 grados.



No confundir el ángulo de las conexiones del relé al sistema con el ángulo de la característica del relé



Fasores y Polaridad

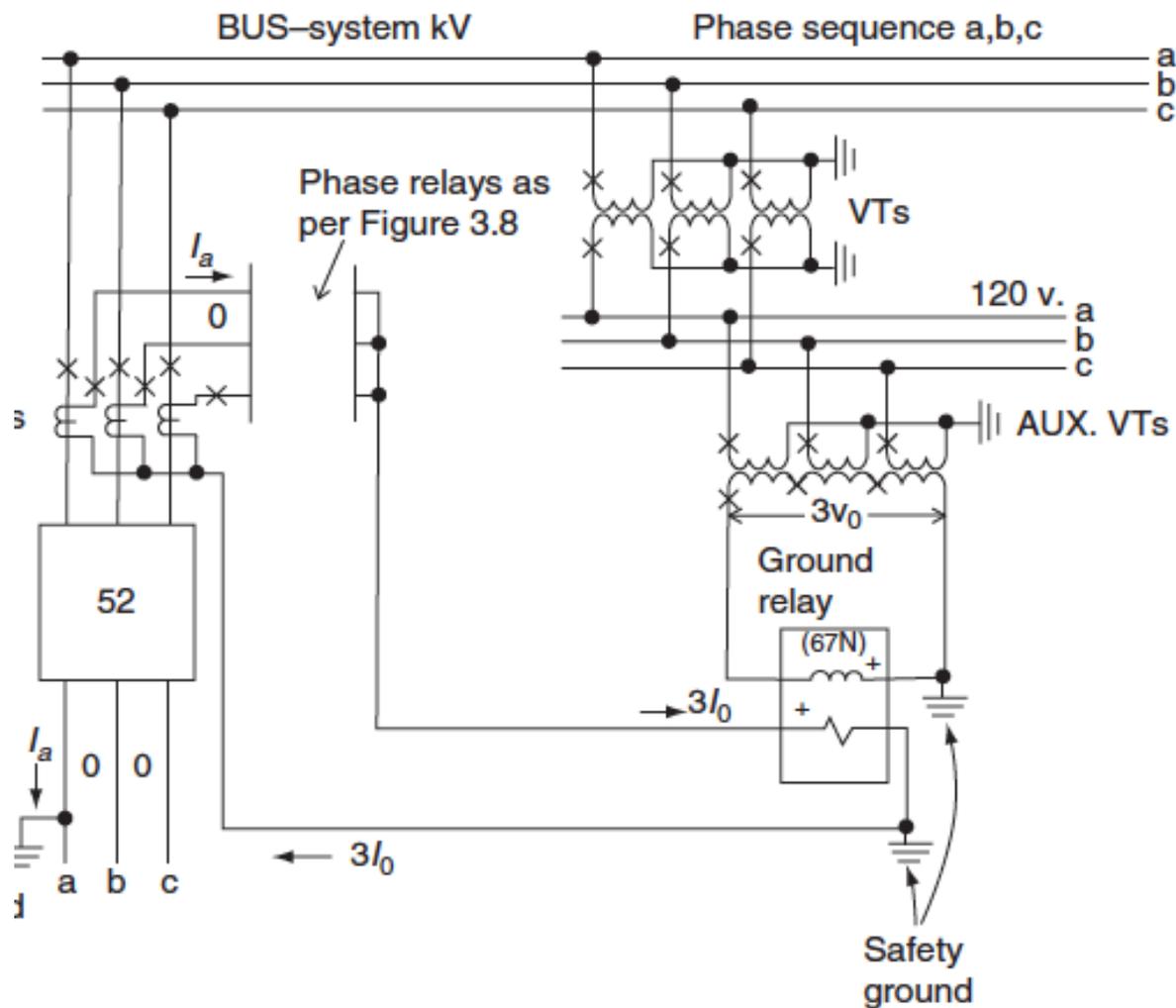
En el gráfico de conexiones de la lámina anterior se tiene: La unidad direccional de la fase A se alimenta con la corriente I_a y el voltaje V_{bc} que atrasa la corriente en 90 grados, la corriente I_a está en fase con la tensión V_{an} por estar la carga del sistema a factor de potencia unitario. Igualmente, la unidad direccional de la fase B recibe la corriente I_b y el voltaje V_{ca} y a la unidad de la fase C se conecta la corriente I_c y el voltaje V_{ab} , estos voltajes también atrasan en 90 grados a su respectiva corriente de entrada al relé. Las corrientes en el primario de los TC's se muestran saliendo de la barra hacia la línea, esa es la dirección de disparo, y cuando las corrientes fluyen en ese sentido llegan a los respectivos relés por el punto de polaridad, siendo así, los respectivos voltajes, V_{bc} para la unidad de la fase A, V_{ca} para la unidad de la fase B y V_{ab} para la unidad de la fase C, se conectan del punto de polaridad al de no polaridad en la bobina de tensión de cada relé direccional.

Así mismo, en el diagrama fasorial indicado a la derecha en la lámina, se muestra la característica de la unidad direccional tipo 30 grados, en la cual a partir del voltaje de polarización, V_{bc} para la unidad de la fase A, se traza la línea de torque máximo a 30 grados en adelante, ésta estará a 60 grados de retraso respecto a la corriente del sistema I_a . Cuando ocurra una falla esta corriente se atrasará 60 grados aproximadamente, como sucede en las fallas, y caerá en la línea de torque máximo, produciendo la operación del relé con mínima corriente, es decir, máxima sensibilidad

Fasores y Polaridad

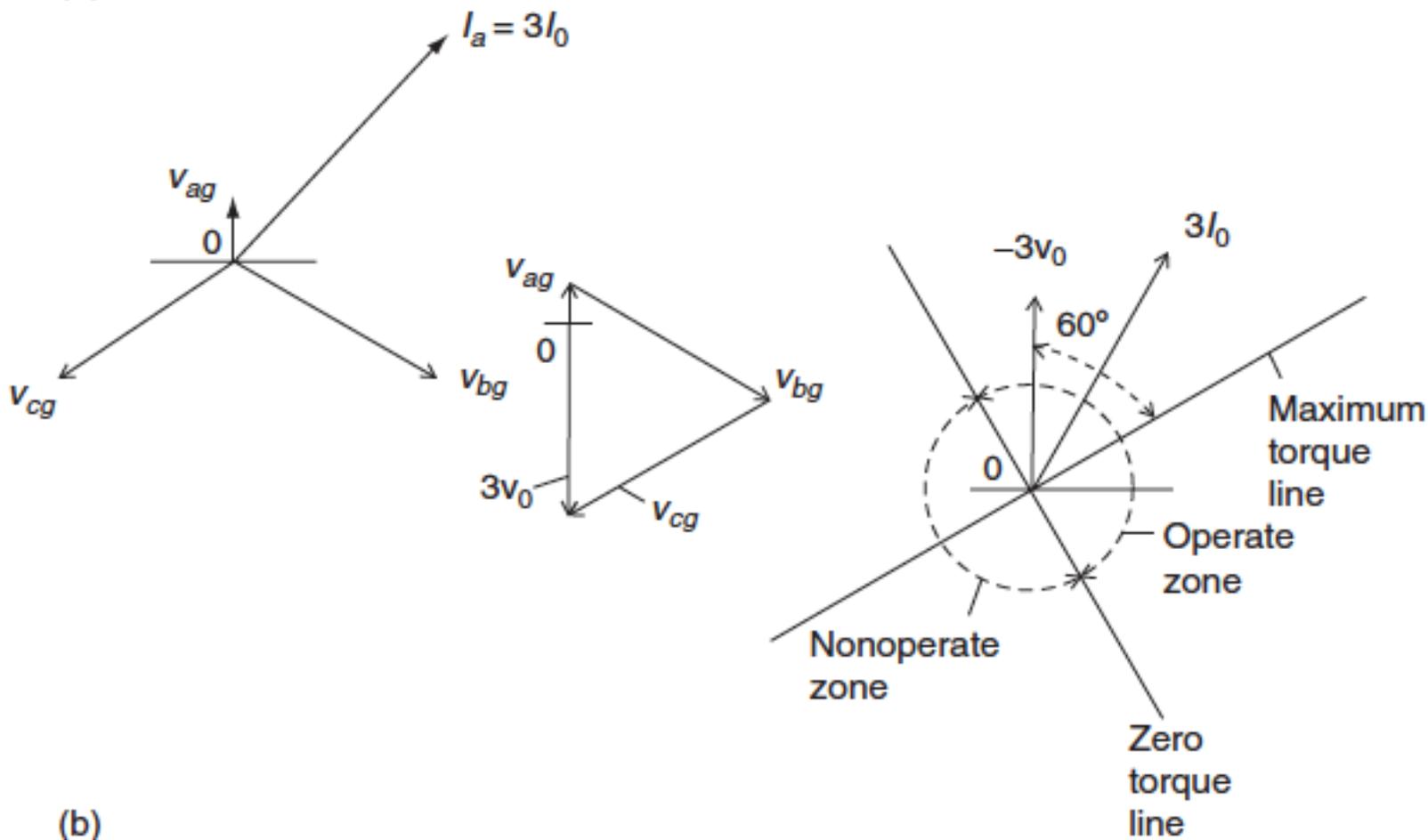
Relé direccional para fallas fase a tierra utilizando polarización por voltaje.
En este caso se utiliza un relé tipo 60 grados

Se asume una falla en la fase *a* en la dirección indicada



Fasores y Polaridad

En este caso se utiliza un relé direccional tipo 60 grados



Fasores y Polaridad

En el diagrama fasorial a la izquierda, en la lámina anterior se muestran las características de la falla de la fase *a* a tierra, se observa como colapsa el voltaje de dicha fase y aumenta y atrasa la corriente de la misma. Las corrientes de las otras fases (*b* y *c*) son despreciables y los voltajes de estas fases a neutro se mantienen prácticamente en su valor pre falla; luego $I_a = 3I_0$, y $3V_0$ se utiliza como cantidad de referencia o polarizante, derivada de la conexión en delta abierta de transformadores de tensión.

Para fallas a tierra se utiliza un relé direccional tipo 60° , el cual se conecta como se indica en el diagrama de conexiones. Cuando la corriente primaria de falla I_a fluye hacia la falla (dirección de disparo), en el secundario dicha corriente fluye del punto de polaridad al de no polaridad.

Fasores y Polaridad

Para que el relé opere correctamente en la dirección de disparo, el voltaje de referencia que alimenta la bobina de tensión del relé debe ser $-3V_0$ del punto de polaridad al de no polaridad, como se observa en el diagrama fasorial de la derecha, en la lámina. Así la característica del relé indica que el torque máximo ocurre cuando la corriente de polaridad a no polaridad atrasa en 60° al voltaje de referencia de polaridad a no polaridad, así se traza la línea de torque máximo y el relé operará en el rango indicado (30° en adelanto hasta 150° en atraso) con los valores de corriente y voltaje iguales o superiores a los valores de arranque del relé. La línea de torque máximo es la línea de máxima sensibilidad, y a 90° se traza la línea de torque cero que establece el límite de operación del relé direccional.

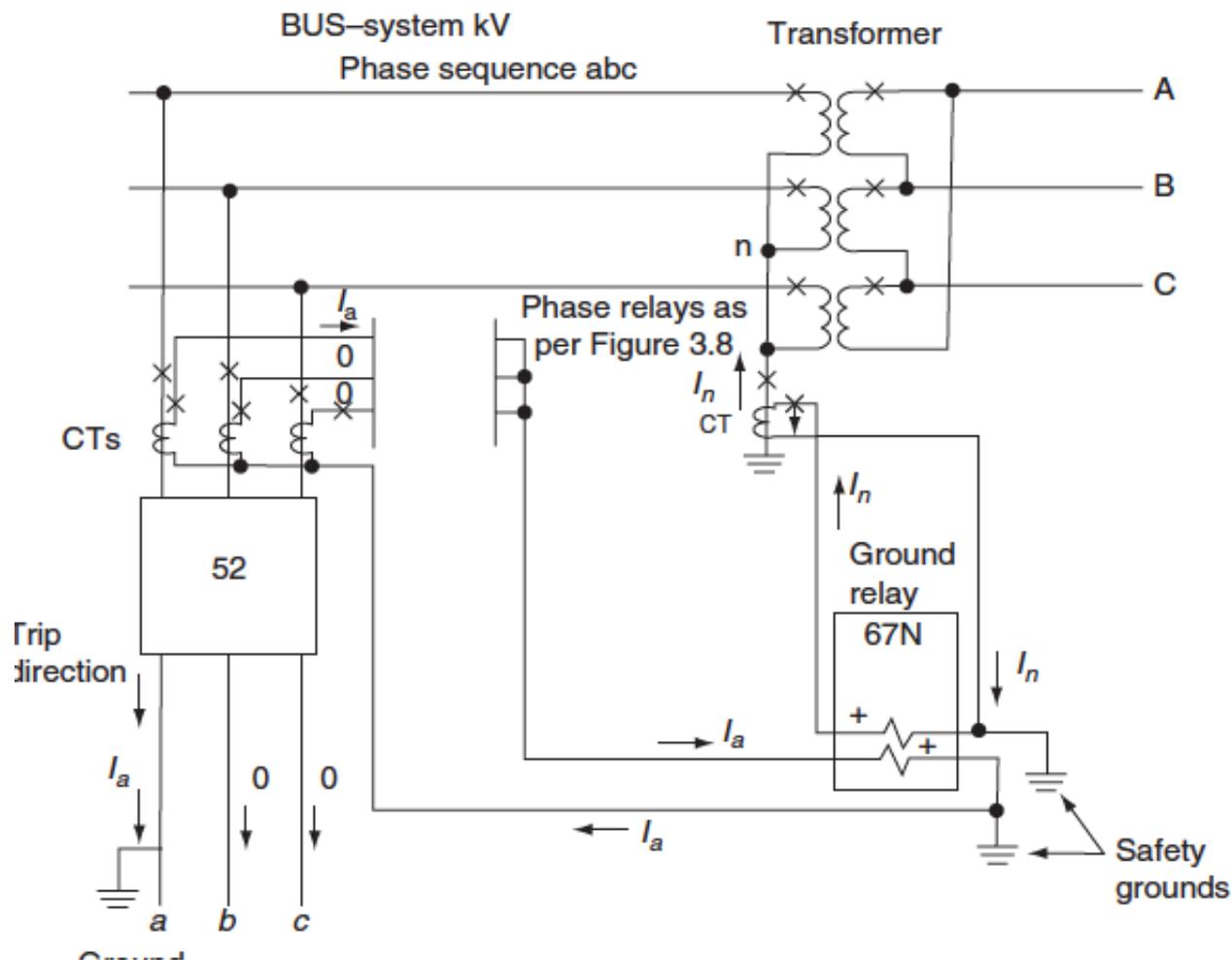
Detección direccional para fallas a tierra con Polarización con corriente de neutro

En este caso se utiliza como cantidad polarizante o de referencia la corriente circulante por el neutro de aterramiento de un transformador de distribución conectado en estrella – delta, como se muestra en la respectiva figura (próxima lámina).

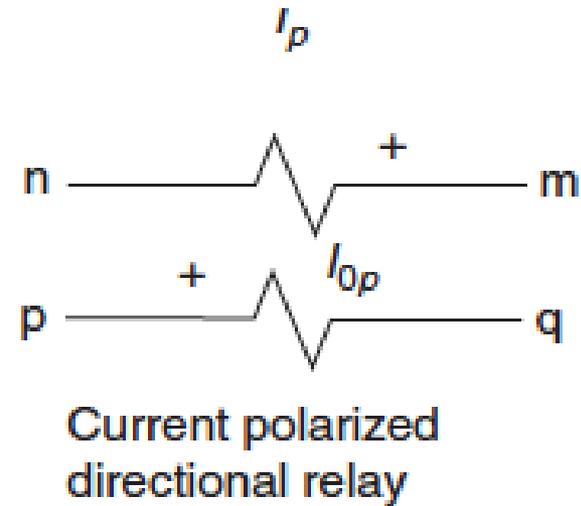
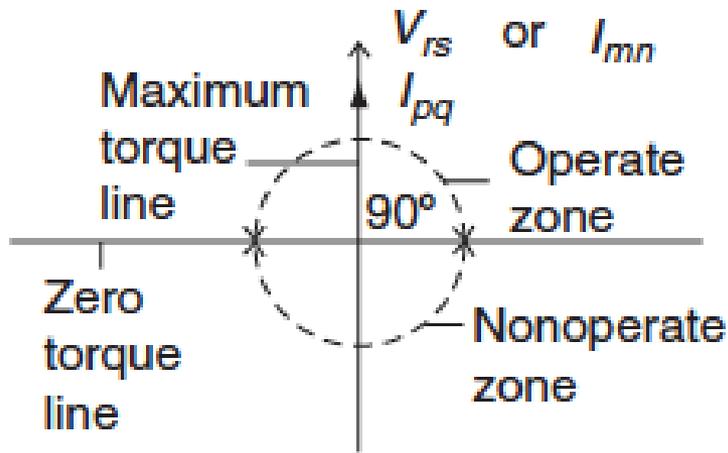
La corriente que fluye hacia la falla está prácticamente en fase con la corriente que entra por el punto neutro del transformador, por lo que se utiliza un relé de falla a tierra tipo 0 grados

Fasores y Polaridad

DetECCIÓN DIRECCIONAL PARA FALLAS A TIERRA CON POLARIZACIÓN CON CORRIENTE DE NEUTRO



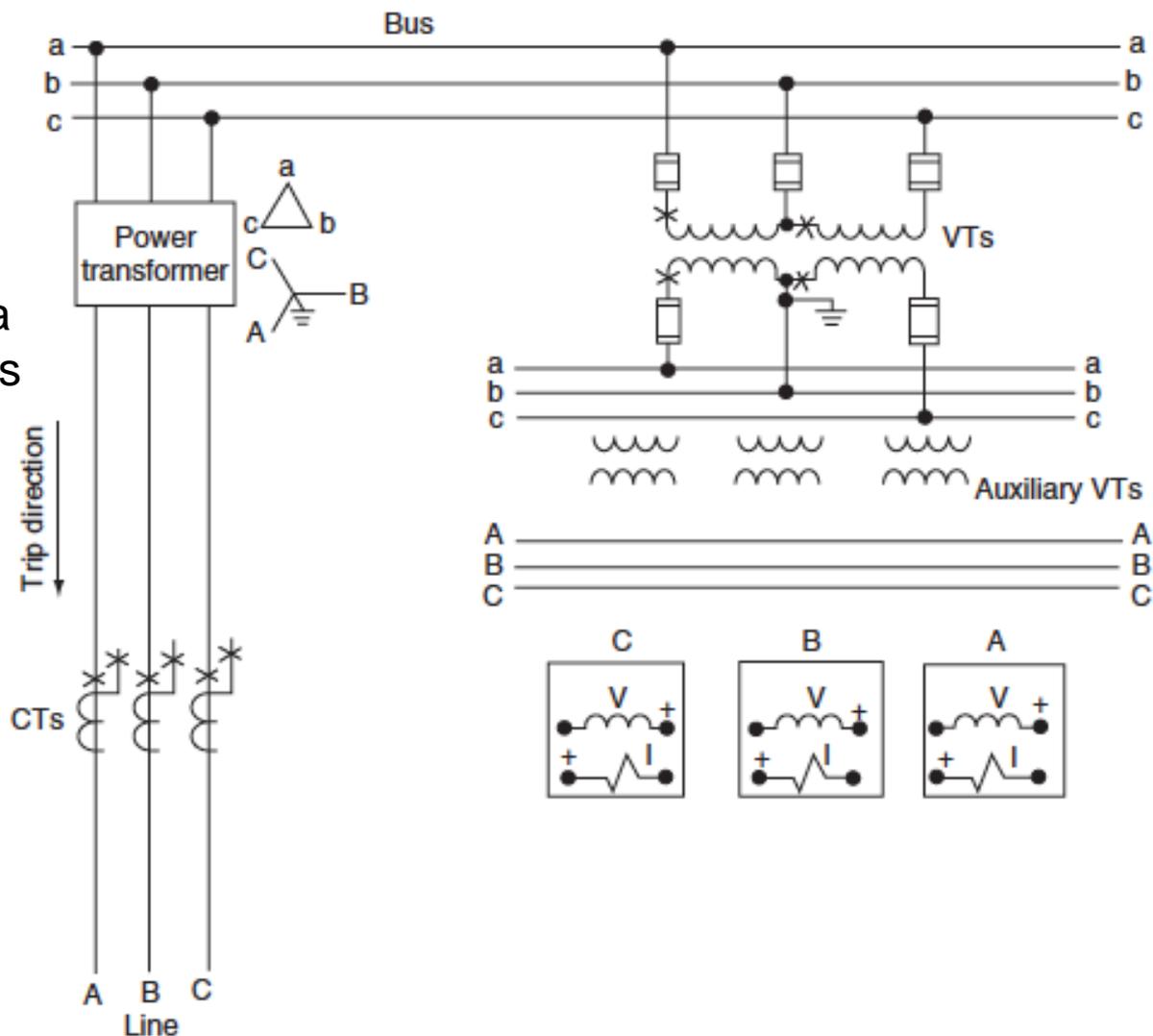
Detección direccional para fallas a tierra con Polarización con corriente de neutro



Característica del relé tipo 0 grados

Ejercicio

Conectar los relés
para detectar falla
en la dirección indicada
Conexión 90 -60 grados
Relé tipo ?



Componentes Simétricas

Componentes Simétricas

El método de las componentes simétricas es una técnica muy útil para entender y analizar el comportamiento de un sistema de potencia bajo condiciones de operación desbalanceada, tales como las que se producen a causa de fallas bifásicas, fallas a tierra, una fase abierta, impedancias desbalanceadas, cargas desbalanceadas, etc. Este método constituye una herramienta muy importante para el personal de protecciones.

En este curso haremos una revisión del método para conocer los fundamentos del mismo, las redes de secuencia y las operaciones y cálculos para los distintos tipos de fallas desbalanceadas

Componentes Simétricas

El método de CS fue originado por Charles Fortescue, quien era un matemático investigando la operación de motores de inducción bajo condiciones desbalanceadas, en 1913. Luego Wagner y Evans desarrollaron aplicaciones prácticas de cálculo de fallas en sistemas entre 1920 y 1930. E Clarke en 1943 y Blackburn en 1993 también han producido material de estudio de este método que ayuda a su cabal comprensión.

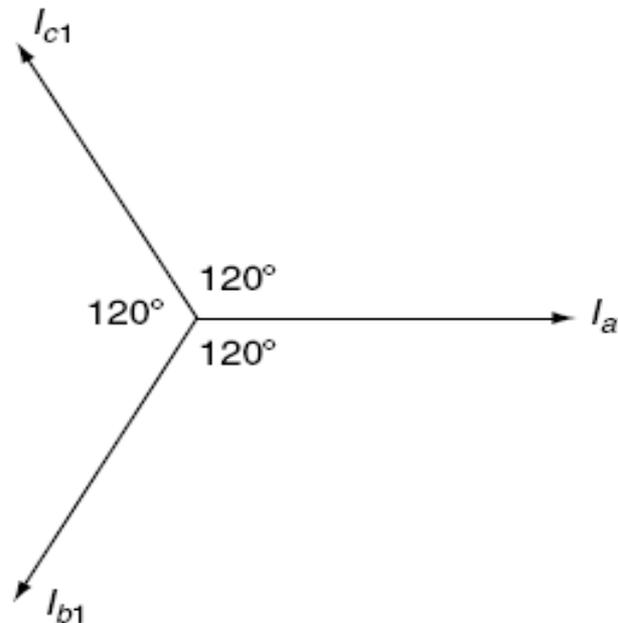
El método puede ser aplicado a sistemas polifásicos, pero para sistemas de potencia trifásicos sólo es pertinente conocer el método aplicado a sistemas trifásicos, para los cuales existen tres conjuntos distintos de componentes o cantidades de secuencia como también se les llama, éstas son: positiva, negativa y cero, tanto para voltajes como para corrientes. Es conveniente mencionar que estas cantidades de secuencia son de línea a neutro o línea a tierra.

Componentes Simétricas

Conjunto de cantidades de secuencia positiva:

Este conjunto consiste en las cantidades trifásicas balanceadas de corrientes y voltajes de línea a neutro suministrados por los generadores del sistema, por lo tanto serán cantidades de igual magnitud y desfasadas entre si 120° , tal como se muestra abajo para las corrientes, y sucede igual con los voltajes

Secuencia de fasores: a, b, c
girando en sentido contrario
a las agujas del reloj



Componentes Simétricas

Estas cantidades de secuencia positiva son fasores que rotan en sentido contrario a las agujas del reloj a la frecuencia fundamental del sistema (60 Hz).

Para facilitar la manipulación de las cantidades de secuencia es conveniente adoptar un fador unitario con desplazamiento angular de 120° respecto al eje horizontal, a este fador se le designa por la letra a , y así tenemos:

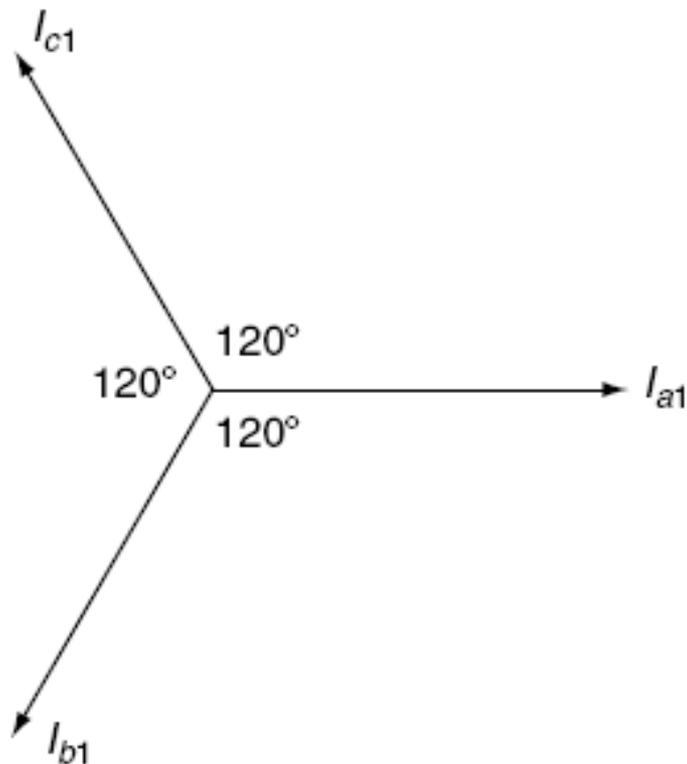
$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ = 1.0 + j0.$$

Componentes Simétricas

Luego, las cantidades de secuencia positiva se pueden expresar de la siguiente forma:



$$I_{a1} = I_1$$

$$I_{b1} = a^2 I_{a1} = a^2 I_1 = I_1 \angle 240^\circ$$

$$I_{c1} = a I_{a1} = a I_1 = I_1 \angle 120^\circ$$

$$V_{a1} = V_1$$

$$V_{b1} = a^2 V_1 = V_1 \angle 240^\circ$$

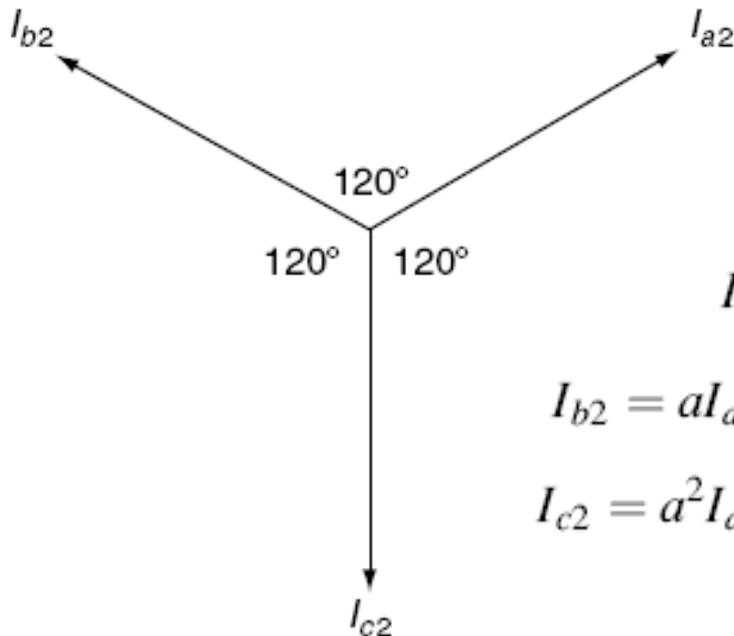
$$V_{c1} = a V_1 = V_1 \angle 120^\circ$$

Se debe enfatizar que las cantidades de secuencia I_{a1} , I_{b1} o I_{c1} siempre existen como un conjunto de tres fasores; por lo tanto se puede seleccionar un fasor como referencia, por lo general, el **a**

Componentes Simétricas

Conjunto de cantidades de secuencia negativa:

Las cantidades de secuencia negativa también son un conjunto de tres cantidades balanceadas pero con una rotación de los fasores en sentido contrario a la secuencia positiva o con una secuencia de fases invertida, como se muestra abajo:



Secuencia de fasores: a, c, b girando en sentido contrario a las agujas del reloj

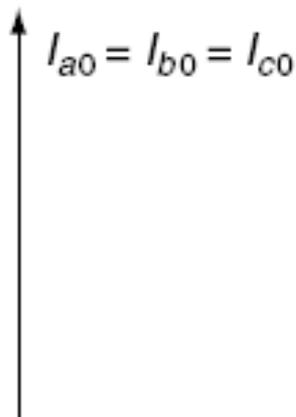
$$\begin{aligned}
 I_{a2} &= I_2 & V_{a2} &= V_2 \\
 I_{b2} &= aI_{a2} & aI_2 &= I_2 \angle 120^\circ & V_{b2} &= aV_2 = V_2 \angle 120^\circ \\
 I_{c2} &= a^2I_{a2} & a^2I_2 &= I_2 \angle 240^\circ & V_{c2} &= a^2V_2 = V_2 \angle 240^\circ
 \end{aligned}$$

Componentes Simétricas

Conjunto de cantidades de secuencia cero:

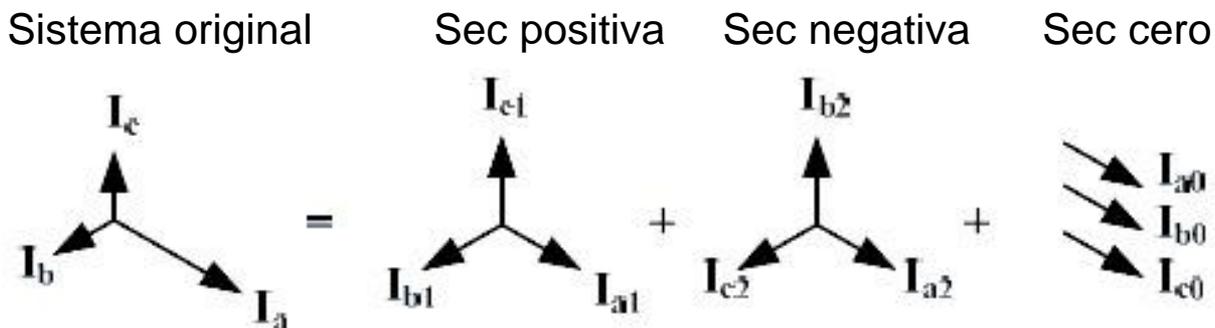
Las tres cantidades del conjunto de secuencia cero tienen la misma amplitud y están en fase, así:

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = I_0 \quad V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0$$



Ecuaciones generales

Los fasores de corrientes y voltajes línea a neutro de un sistema desbalanceado se pueden determinar a partir de las cantidades de secuencia según las siguientes ecuaciones:

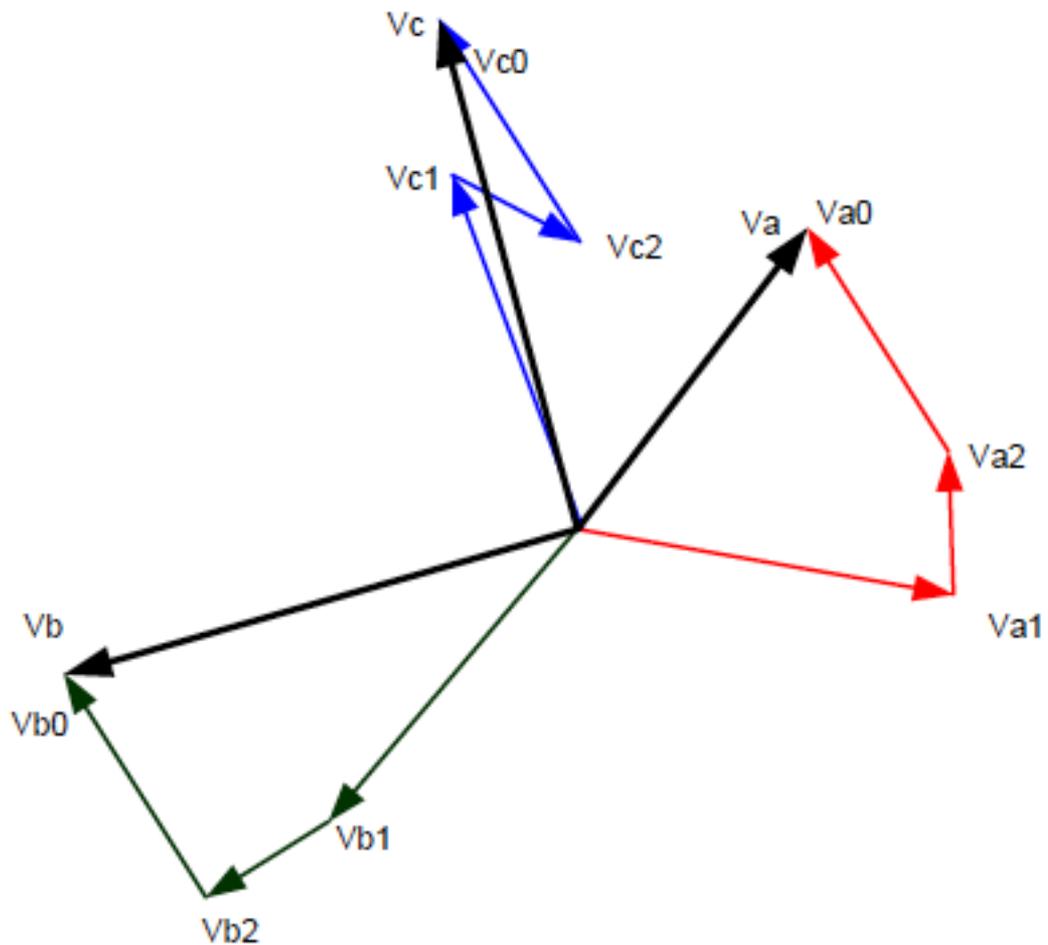


$$I_a = I_1 + I_2 + I_0, \quad V_a = V_1 + V_2 + V_0,$$

$$I_b = a^2 I_1 + a I_2 + I_0, \quad V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0$$

$$I_c = a I_1 + a^2 I_2 + I_0, \quad V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0.$$

Componentes Simétricas



Componentes Simétricas

A partir de las ecuaciones anteriores que expresan las cantidades de fase de un sistema trifásico desbalanceado en función de las componentes de secuencia, se pueden determinar las cantidades de secuencia en función de las cantidades de fase, a saber:

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c), \quad V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c),$$

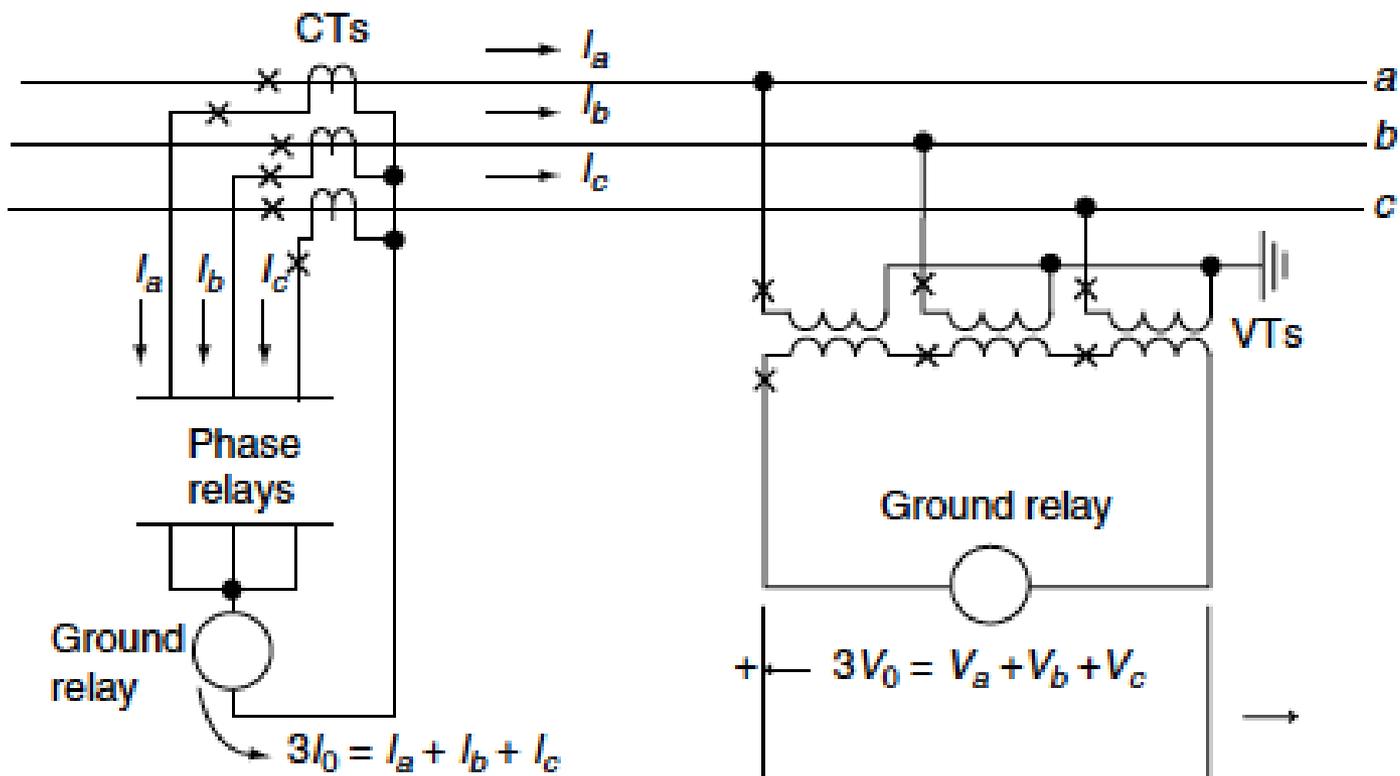
$$I_1 = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2I_c), \quad V_1 = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c),$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_a + a^2I_b + aI_c), \quad V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c).$$

Estas ecuaciones permiten determinar la existencia de corrientes o voltajes de secuencia en un sistema trifásico desbalanceado que se esté analizando. Dichas cantidades de secuencia pueden ser utilizadas para la operación de relés de protección, como se muestra en el siguiente ejemplo

Componentes Simétricas

En este ejemplo se muestra la conexión física de transformadores de corriente y de voltaje para medir la secuencia cero de acuerdo a la ecuaciones de corriente y voltaje de secuencia cero y alimentar relés de fallas a tierra



En resumen:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix}$$

Ejemplo numérico:

Determinar las componentes simétricas de las corrientes de línea (corrientes de secuencia) de una línea trifásica que tiene una fase abierta. La corriente que fluye hacia una carga conectada en delta a través de la fase *a* es de 10 A. Tomar la fase *a* como referencia y asumir que la fase *c* está abierta

Corrientes en las fases: $I_a = 10/\underline{0^\circ}$ A, $I_b = 10/\underline{180^\circ}$ A, $I_c = 0$ A

Corrientes de secuencia:

$$I_{a0} = (1/3)(I_a + I_b + I_c) = (1/3)(10/\underline{0^\circ} + 10/\underline{180^\circ} + 0) = 0$$

$$I_{a1} = (1/3)(I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c) = (1/3)(10/\underline{0^\circ} + 10/\underline{180+120^\circ} + 0)$$

$$I_{a2} = (1/3)(I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c) = (1/3)(10/\underline{0^\circ} + 10/\underline{180+240^\circ} + 0)$$

$$I_{a1} = 5.78 \underline{-30^\circ} \qquad I_{a2} = 5.78 \underline{30^\circ}$$

Ejemplo numérico, cont.

- $I_{b0} = 0$
- $I_{b1} = 5.78 \underline{-150^\circ}$
- $I_{b2} = 5.78 \underline{150^\circ}$
- $I_{c0} = 0$
- $I_{c1} = 5.78 \underline{90^\circ}$
- $I_{c2} = 5.78 \underline{-90^\circ}$

Como se puede observar a pesar de estar la fase c abierta y ser cero la corriente de dicha fase físicamente, las cantidades de secuencia I_{c1} e I_{c2} tienen valores diferentes de cero, pero su suma es igual a cero

La suma de las corrientes de secuencia en la fase a es $I_a = 10 \underline{0^\circ} \text{ A}$,

La suma de las corrientes de secuencia en la fase b es $I_b = 10 \underline{180^\circ} \text{ A}$,

Redes de secuencia.

En circuitos simétricos, las corrientes y los voltajes de diferentes secuencias no reaccionan entre sí, es decir, corrientes de secuencia positiva producen sólo caídas de tensión de secuencia positiva, corrientes de secuencia negativa producen sólo caídas de tensión de secuencia negativa, y similarmente con la secuencia cero. El factor que hace práctico el hecho de que se pueda descomponer un sistema de cantidades trifásicas desbalanceadas en componentes de secuencia es precisamente esta independencia de los componentes de secuencia.

El sistema de potencia es balanceado o simétrico desde los generadores hasta el punto de cargas monofásicas, excepto en aquellos áreas donde ocurren fallas o desbalances debido a una fase abierta. Esta condición hace posible que se puedan establecer tres redes independientes, una para cada secuencia, las cuales se pueden interconectar solo en el punto o área de desbalance; éstas son las redes de secuencia.

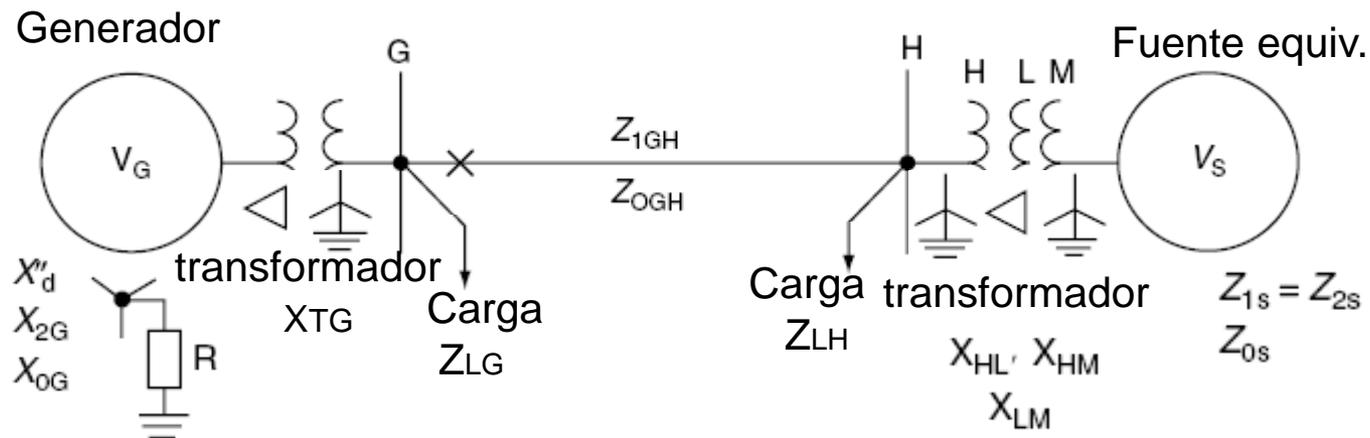
Redes de secuencia

Esta independencia de las redes de secuencia y el hecho que cada una de las mismas involucre corrientes y voltajes simétricos, e impedancias en las tres fases, hace que se puedan resolver en forma monofásica tal como se hace en las redes trifásicas balanceadas. Las redes de secuencia se representan entonces mediante diagramas unifilares del tipo convencional, donde se ha representado una de las fases del sistema trifásico y en los cuales las corrientes representan corrientes de línea, los voltajes representan voltajes línea a neutro o a tierra, y las impedancias, las correspondientes impedancias en estrella. Cada red tendrá su propio conductor de línea y su punto neutro, entre los cuales se miden los voltajes línea a neutro y se conectan las cargas en paralelo.

Las redes de secuencia son: La red de secuencia positiva, la red de secuencia negativa y la red de secuencia cero.

Redes de secuencia.

Las redes de secuencia se pueden explicar mediante ejemplos. Para ello se toma un diagrama unifilar del sistema de potencia bajo estudio como punto de arranque para establecer las redes de secuencia. En estos diagramas se designan las fuentes de generación de secuencia positiva que representan cada una de las máquinas rotatorias en el sistema

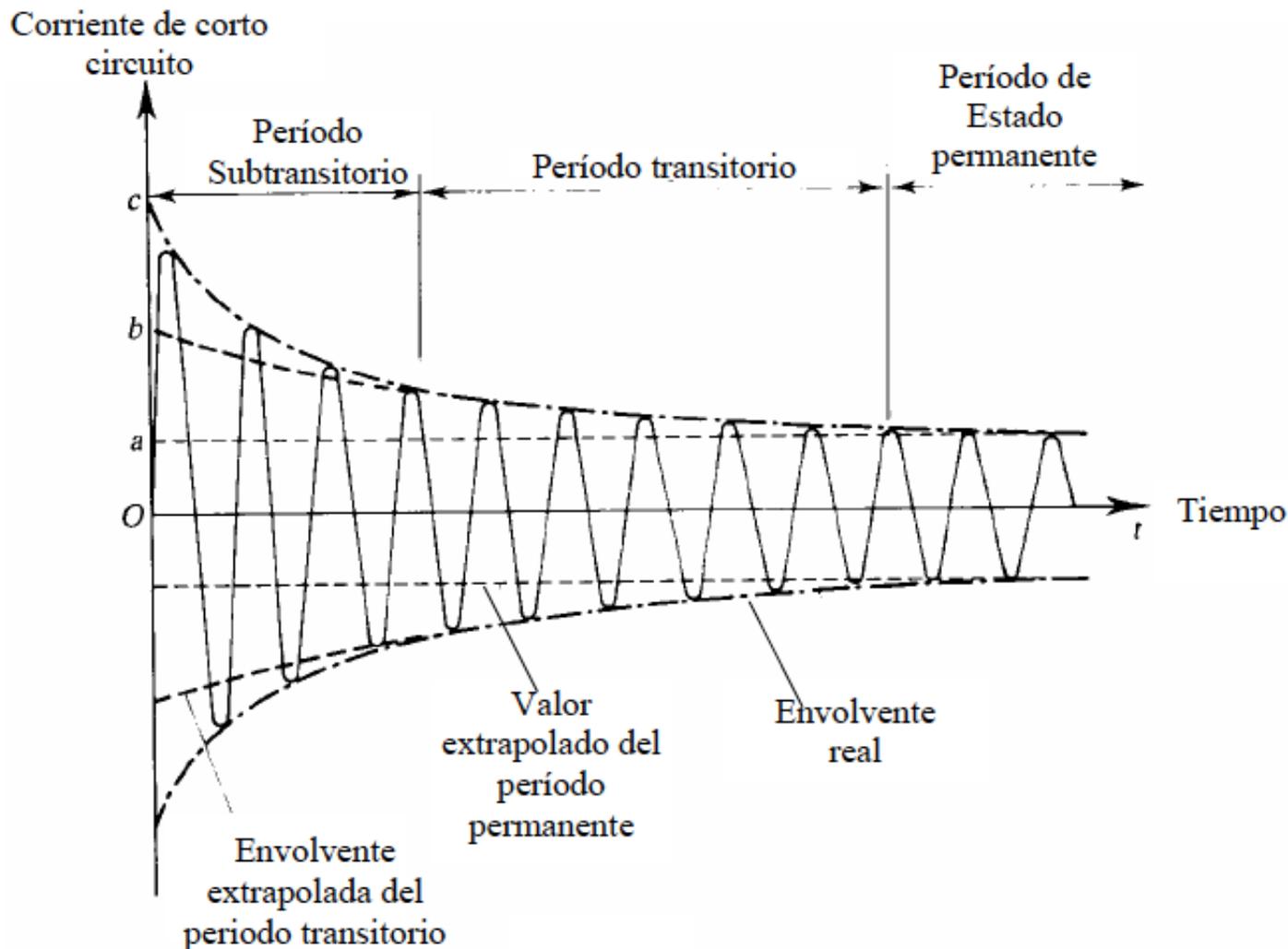


Red de secuencia positiva.

Esta es la red que usualmente representa el diagrama unifilar de un sistema trifásico balanceado, con voltajes fase a neutro, pero modificada de acuerdo a las condiciones de falla. En la misma se representa el voltaje de los generadores detrás de su reactancia subtransitoria, y las reactancias de secuencia positiva de líneas y transformadores, la resistencia normalmente se desprecia. Para estudios de protecciones se utiliza la reactancia subtransitoria X''_d de los generadores, aunque también se puede utilizar la reactancia transitoria X'_d si se considera que la actuación de las protecciones es lenta comparativamente.

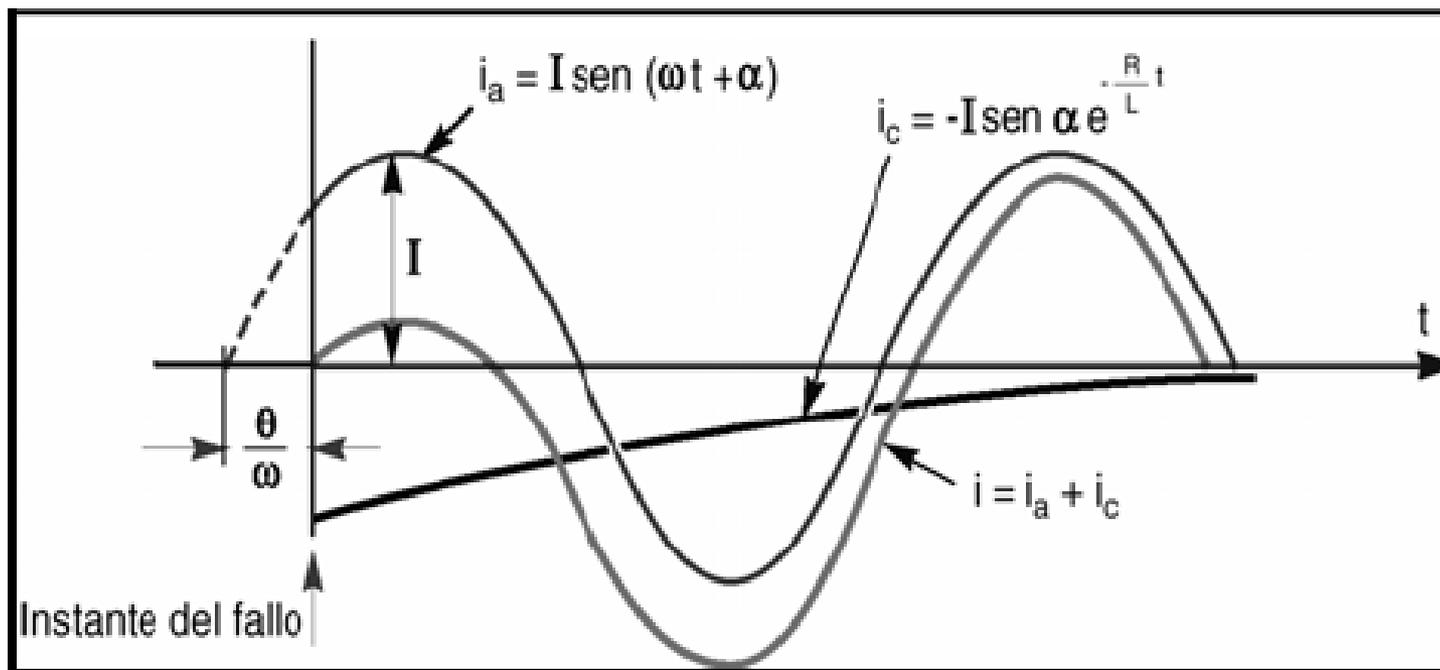
Componentes Simétricas

Corriente de falla trifásica en un generador sincrónico.



Componentes de la corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito i_{cc} tiene 2 componentes, una alterna i_a y otra continua i_c



Red de secuencia positiva.

Las cargas conectadas a las barras G y H se expresan como KVA o MVA, y se deben convertir a valores de impedancia si se deben considerar en el estudio.

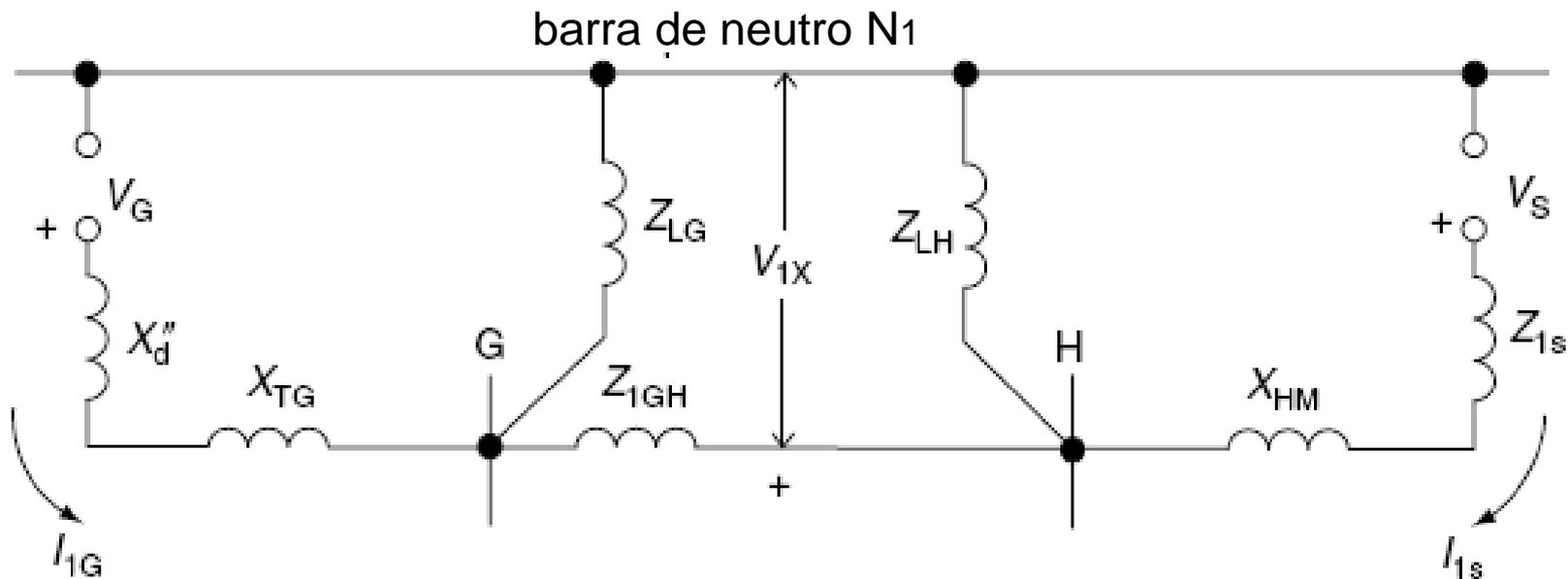
Para convertir la carga expresada en potencia a un valor de impedancia se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I_{\text{load}} = \frac{1000 \text{ MVA}_{\text{load}}}{\sqrt{3} \text{ kV}} \quad \text{y} \quad V_{\text{LN}} = \frac{1000 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$Z_{\text{load}} = \frac{V_{\text{LN}}}{I_{\text{load}}} = \frac{\text{kV}^2}{\text{MVA}_{\text{load}}} = \text{ohms}$$

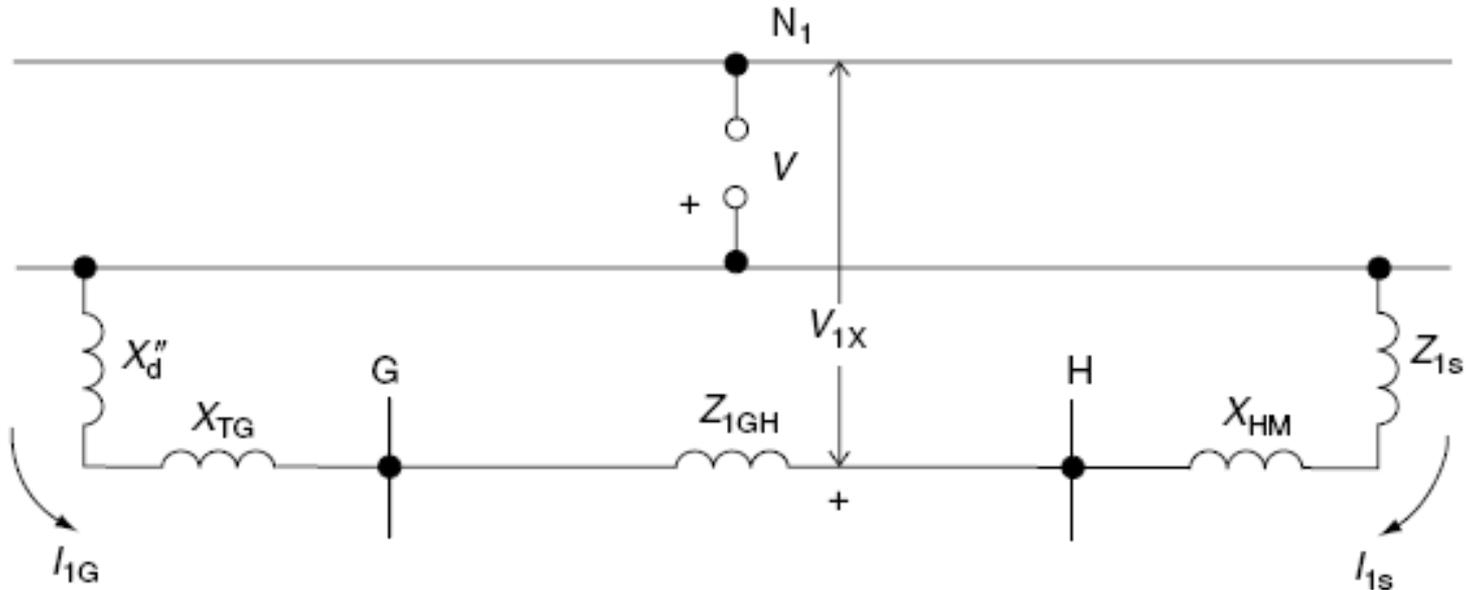
Sin embargo en estudios de fallas paralelo, se pueden despreciar las impedancias de carga por sus altos valores comparados con las impedancias del sistema

Red de secuencia positiva



Como se mencionó, las cargas se pueden despreciar para análisis de fallas paralelo. Así, V_G y V_S son iguales y en fase y se pueden representar por una fuente común V

Red de secuencia positiva simplificada



Se asume que la corriente fluye de la barra de neutro N_1 al punto de falla o de desbalance, así la caída de voltaje V_{1x} de la barra de neutro a cualquier punto x de la red se expresa como:

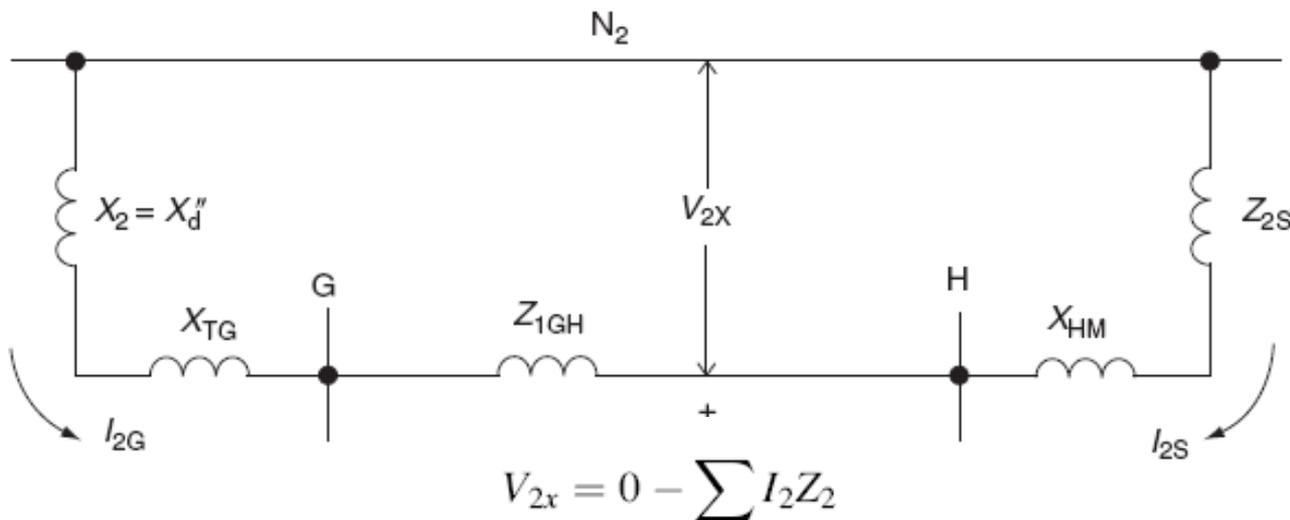
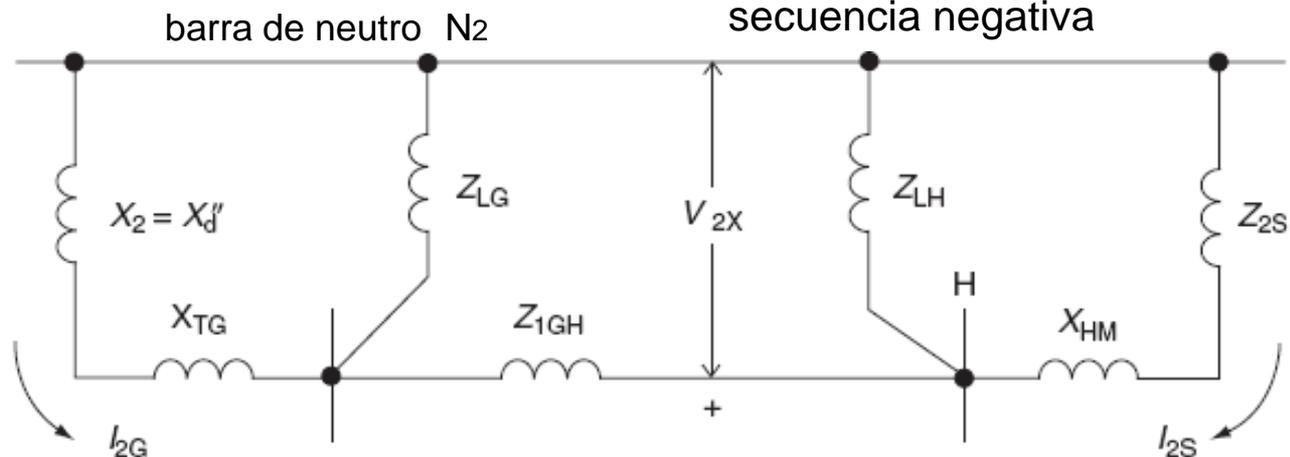
$$V_{1x} = V - \sum I_1 Z_1$$

Red de secuencia negativa

En esta red se define el flujo de corriente de secuencia negativa cuando existe. No existe voltaje de secuencia negativa producido por generadores, pero si puede haber corriente de secuencia negativa entrando al generador. Los valores de impedancia de secuencia negativa para líneas y transformadores son iguales a los respectivos valores de secuencia positiva en virtud de que la secuencia de fase de la corriente no cambia las resistencias encontradas. Para los generadores hay diferencias en estos valores, para generadores de rotor liso $X''_d = X''_q$ y así $X_2 = X''_d$, pero en el caso de generadores de rotor de polos salientes, X_2 es diferente, no obstante, por lo general se desprecia esta diferencia, a menos que se calculen fallas muy cerca de los terminales de la máquina.

Red de secuencia negativa

No hay fuentes de generación de secuencia negativa



Red de secuencia cero

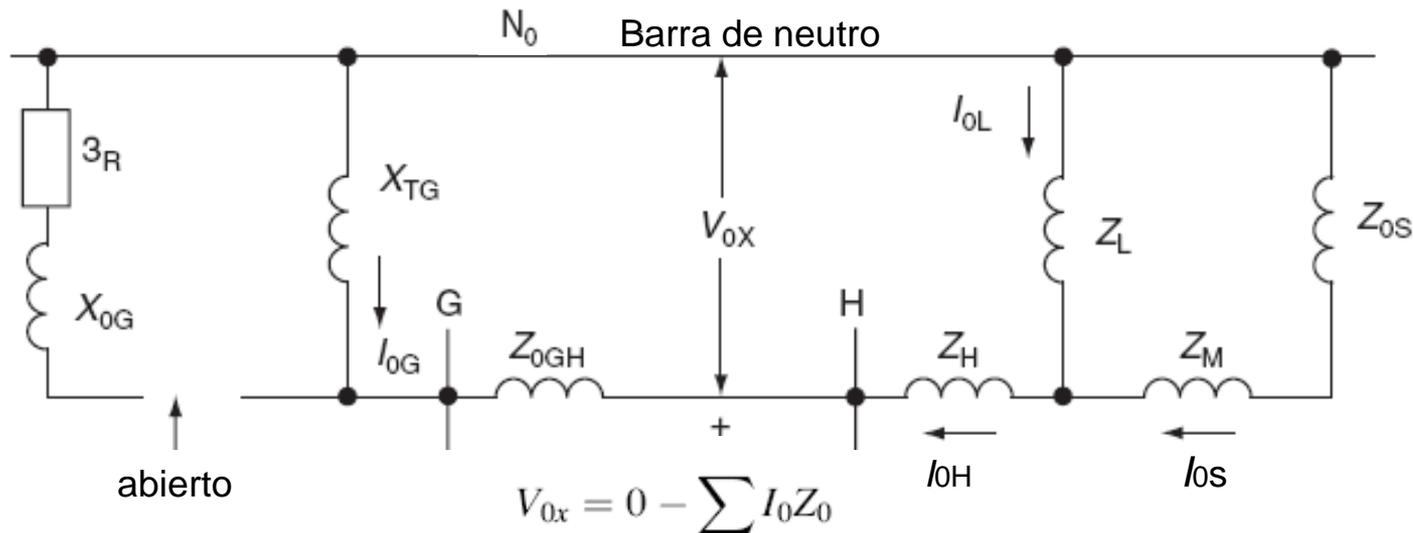
Esta red es diferente a las anteriores y las corrientes que circulan son iguales y en fase en las tres fases. En general la corriente circula hacia el punto de falla o desbalance y retorna al sistema en los puntos de puesta a tierra, como es el caso de transformadores en estrella con neutro a tierra. Sin embargo en estos casos, la corriente circula por el devanado en estrella a tierra por tener un camino por donde circular en el otro devanado, como es el caso de un devanado en delta. La impedancia de dispersión de transformadores es igual en las tres redes de secuencia, aunque hay excepciones, donde la X_0 es 85 a 90% de X_1

Red de secuencia cero

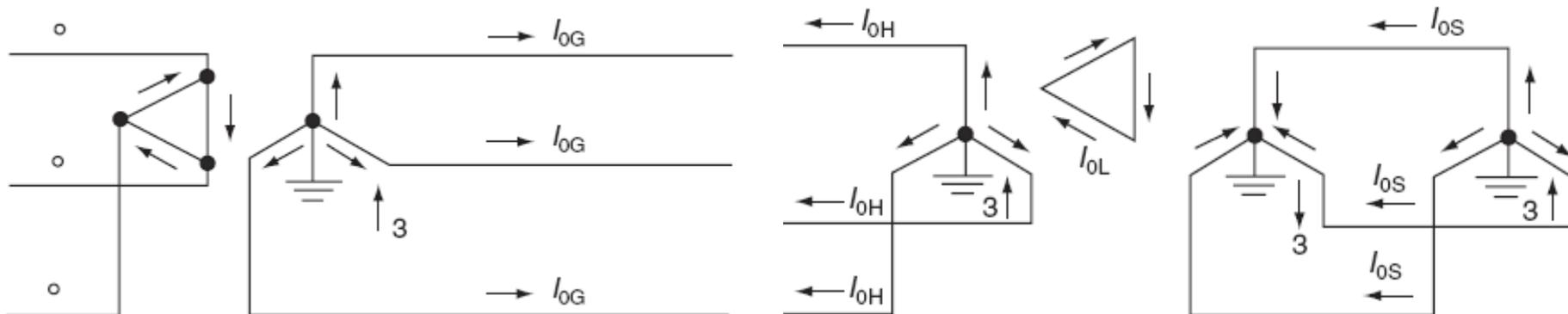
La red de secuencia cero depende del tipo de conexión de los bancos de transformadores. Para las líneas la impedancia de secuencia cero es diferente de las otras dos impedancias Z_1 o Z_2 . Debido al retorno por tierra de la corriente que circula en las líneas, la impedancia de secuencia cero de líneas es una impedancia de lazo, compuesta por la impedancia de la línea más la impedancia del retorno por tierra o una combinación en paralelo de un cable de neutro, apantallamientos, etc. Por lo general se asume X_0 igual a 3 a 3,5 veces X_1 . Para los generadores, la impedancia de secuencia cero es baja y variable dependiendo del diseño de los devanados.

Componentes Simétricas

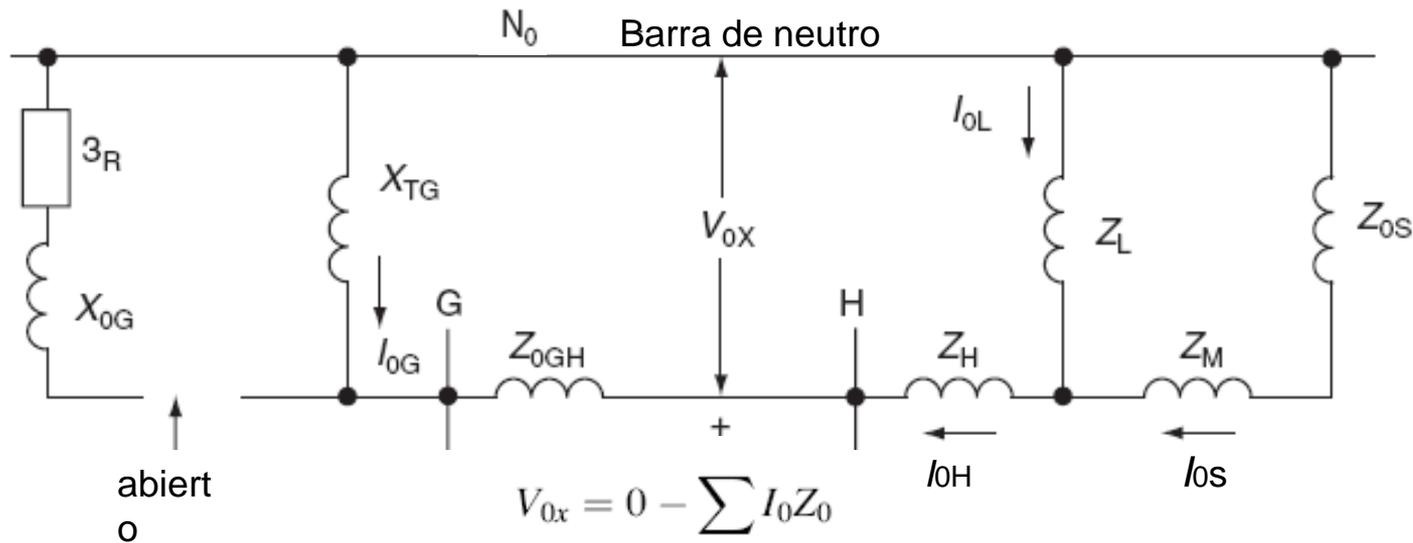
Red de secuencia cero. Esta red es diferente a las anteriores



Diagramas para visualizar el flujo de corrientes de secuencia cero en los TF's

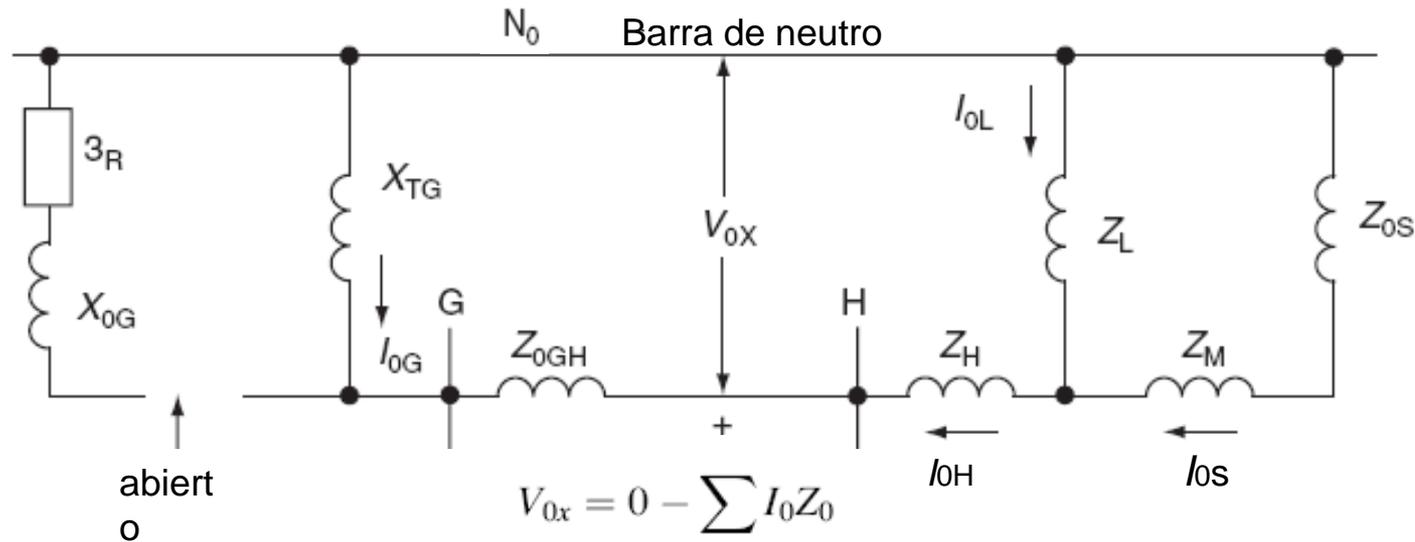


Red de secuencia cero.



El desbalance se asume entre las barras G y H y la convención adoptada es como en las otras dos redes, que la corriente siempre fluye al sitio de desbalance. La secuencia cero puede fluir en la estrella aterrada del transformador en barra G debido a que hay un camino para que pueda fluir en la delta. Así X_{TG} se conecta entre la barra de neutro y la barra G, como se indica en el diagrama. Esa corriente circula en la delta y no involucra al generador, por lo tanto se representa un enlace abierto. X_{TG} para un banco de transformadores es igual a la secuencias positiva y negativa y es la impedancia de dispersión del transformador, hay excepciones.

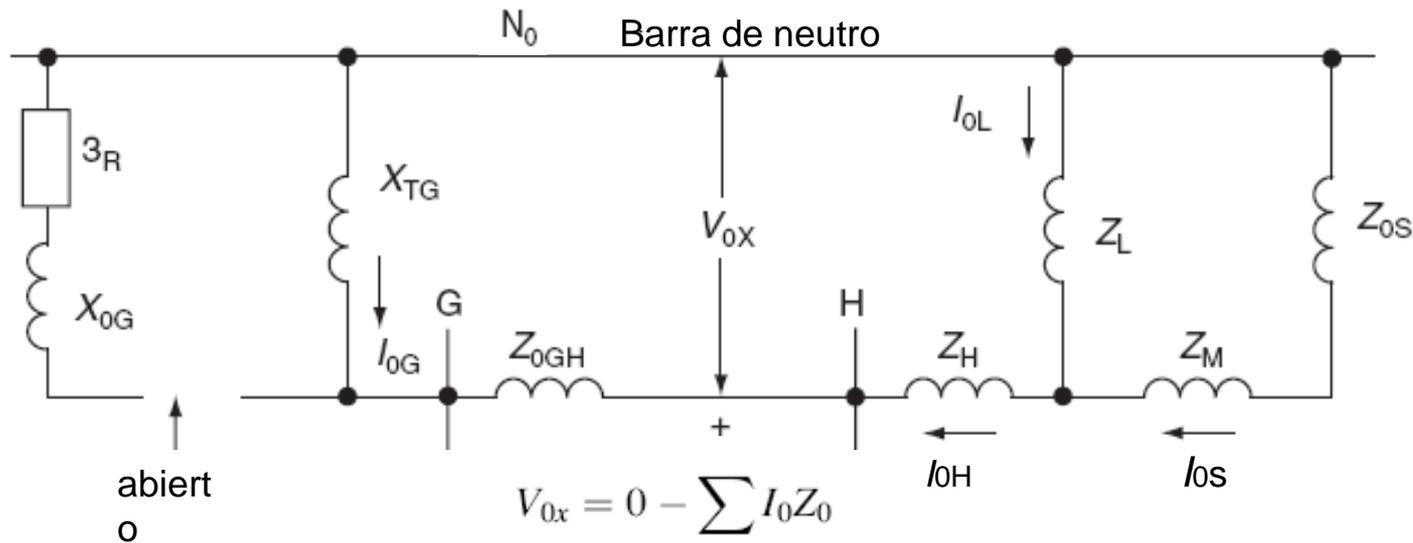
Red de secuencia cero



Para el sistema conectado en barra H, las corrientes que salen del transformador de tres arrollados circulan en los devanados L y M como se indica. Las tres corrientes pueden circular en la estrella aterrada M debido a que la fuente del sistema equivalente V_s está aterrada con Z_{0s} dado.

Si las estrellas no estuviesen aterradas, las conexiones serían diferentes, la red estaría abierta entre Z_M y X_{0s} ya que las corrientes de secuencia cero no podrían circular como se muestra

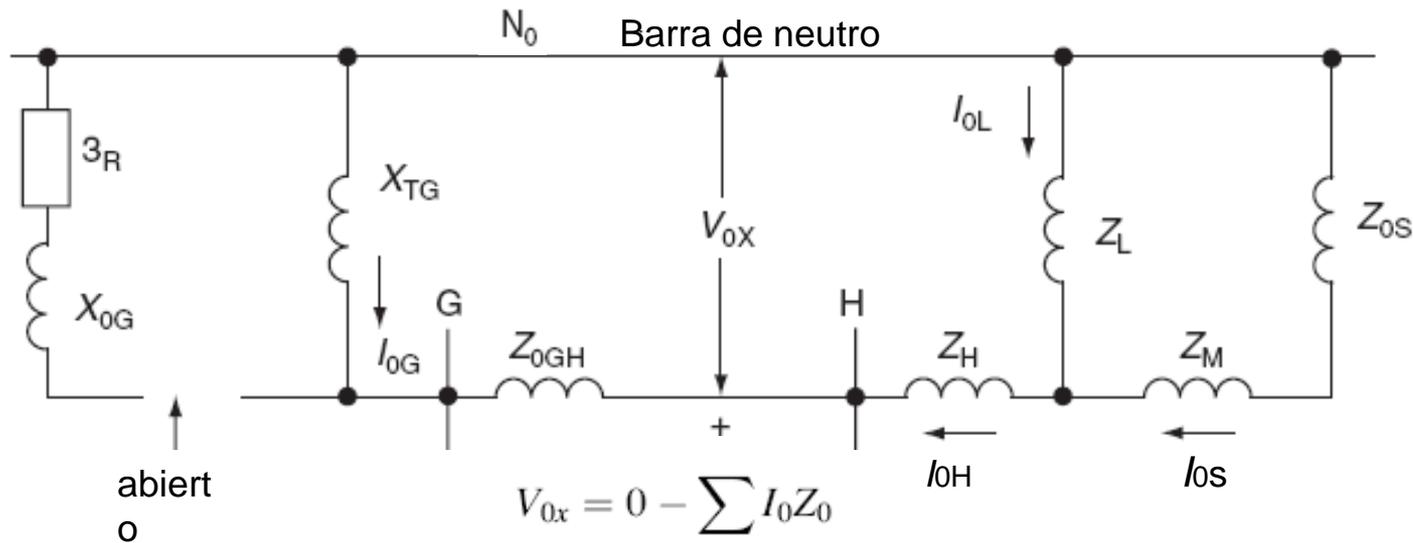
Red de secuencia cero.



Las cargas si se desea pueden representarse en la red de secuencia cero, pero si estuviesen conectadas en estrella aterrada. Cargas en delta no pasan secuencia cero.

La impedancia de líneas de secuencia cero es diferente a las de secuencia positiva y negativa, ya que es una impedancia en lazo, la impedancia de la línea mas el retorno por tierra. La Z de secuencia positiva es en un solo sentido de un extremo a otro. Por lo general $X_0 = 3$ o 3.5 veces X_1

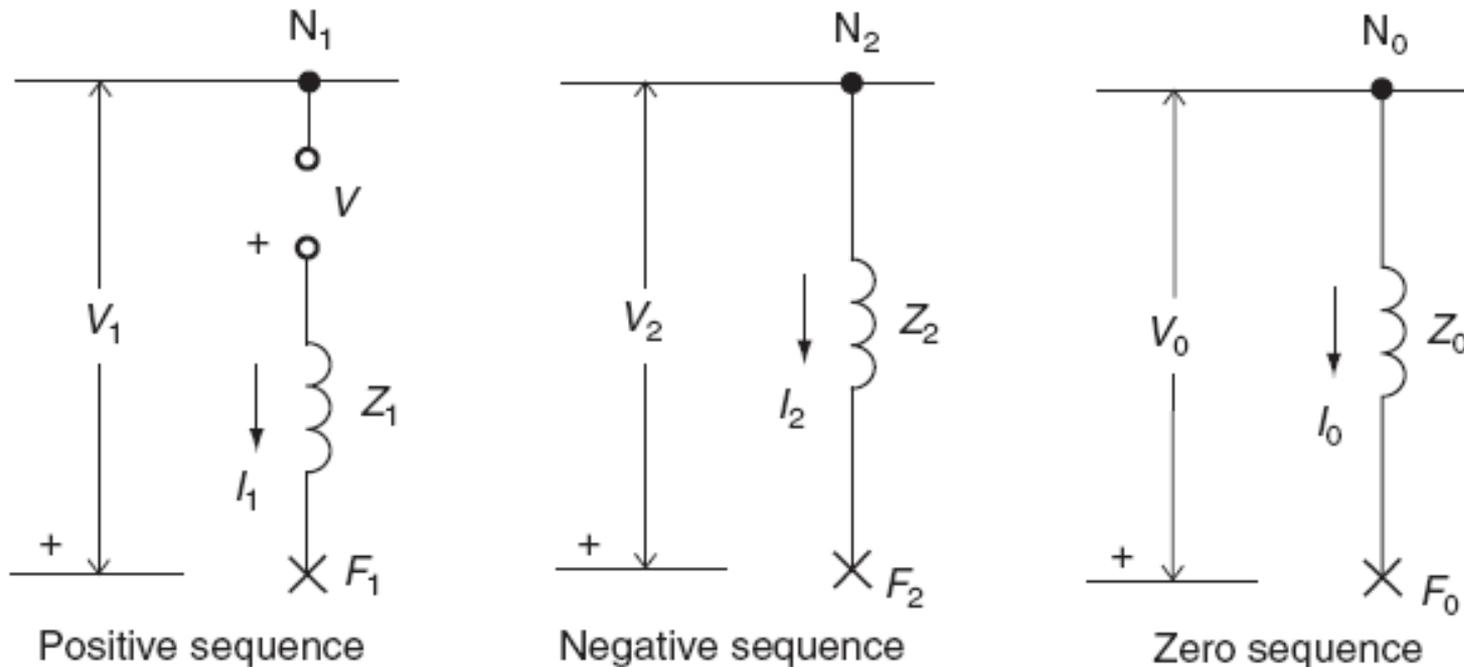
Red de secuencia cero.



La Z de secuencia cero de generadores es baja y variable dependiendo del diseño de los devanados. Exceptuando unidades de bajo voltaje, los generadores no están sólidamente aterrados. En este ejemplo se muestra el gen G aterrado a través de la resistencia R.

En lo que respecta a la secuencia cero, las fallas en la barra G y en el sistema a su derecha no involucran al generador debido a la conexión delta en el transformador que bloquea la corriente de secuencia cero, por eso se indica abierto en el diagrama mostrado arriba.

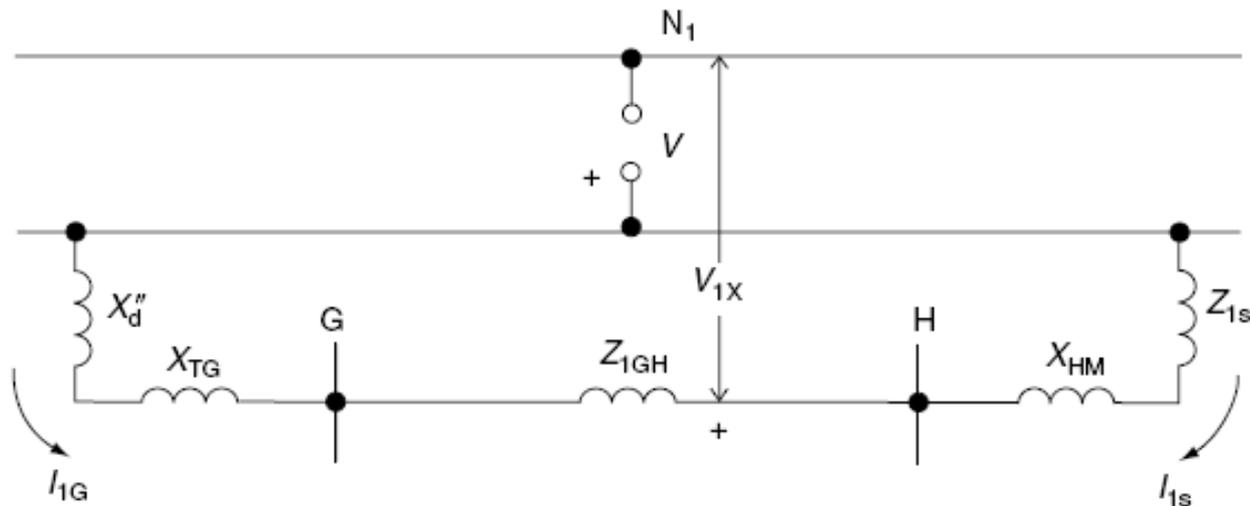
Reducción de las redes de secuencia



Para el cálculo de fallas de cortocircuito, las redes de secuencia se pueden reducir a una impedancia comúnmente designada como Z_1 o X_1 , Z_2 o X_2 y Z_0 o X_0 entre la barra de neutro o tensión cero y el punto de localización de la falla. Aplicación del teorema de Thevenin

Componentes Simétricas

La impedancia Z_1 y los factores de distribución de corriente en la red de secuencia positiva



$$Z_1 = \frac{(X_d'' + X_{TG} + Z_{1GH})(Z_{1S} + X_{HM})}{X_d'' + X_{TG} + Z_{1GH} + Z_{1S} + X_{HM}}$$

$$Z_1 = Z_2,$$

$$I_{1G} = \frac{Z_{1S} + X_{HM}}{X_d'' + X_{TG} + Z_{1GH} + Z_{1S} + X_{HM}} \text{ pu}$$

$$I_{1S} = \frac{X_d'' + X_{TG} + Z_{1GH}}{X_d'' + X_{TG} + Z_{1GH} + Z_{1S} + X_{HM}} \text{ pu.}$$

Interconexión de redes de secuencia para representar fallas y desbalances.

Como se ha mencionado, las redes de secuencia son independientes entre si y el único enlace entre las mismas se da para las condiciones terminales en el punto de falla. La característica de este enlace varía con el tipo de falla, considerándose cuatro casos:

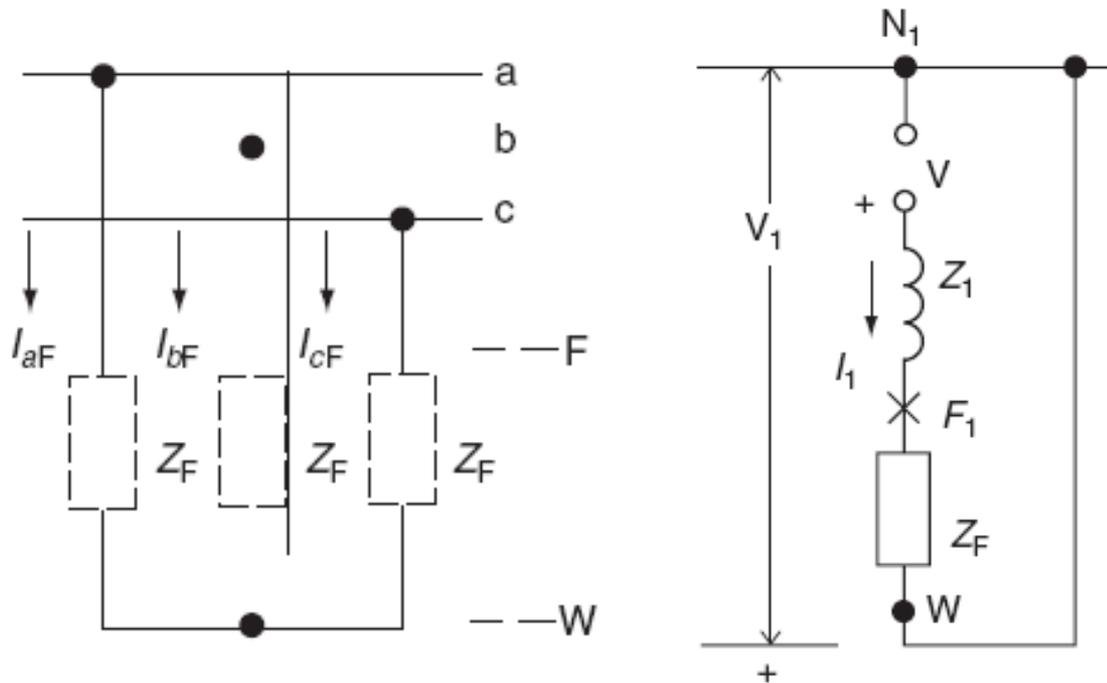
- Falla monofásica a tierra
- Falla bifásica a tierra
- Falla bifásica
- Falla trifásica

Normalmente se realizan dos estudios de fallas para aplicar a los relés de protección. El estudio de fallas trifásicas para el ajuste de relés de fase, y el estudio de fallas monofásicas para el ajuste de relés de tierra

Componentes Simétricas

Interconexión de redes para fallas trifásicas.

Las fallas trifásicas se asumen son simétricas o balanceadas, por lo tanto no es necesario realizar cálculos de corrientes de falla utilizando las redes de secuencia interconectadas. La red de secuencia positiva es la única que se utiliza para el análisis ya que representa el diagrama normal balanceado de un sistema simétrico.



$$I_1 = I_{aF} = \frac{V}{Z_1}$$

o con Z de falla

$$I_1 = I_{aF} = \frac{V}{Z_1 + Z_F}$$

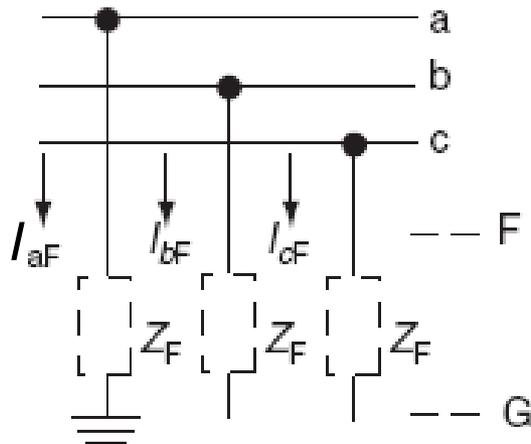
$$I_{bF} = a^2 I_1$$

$$I_{cF} = a I_1$$

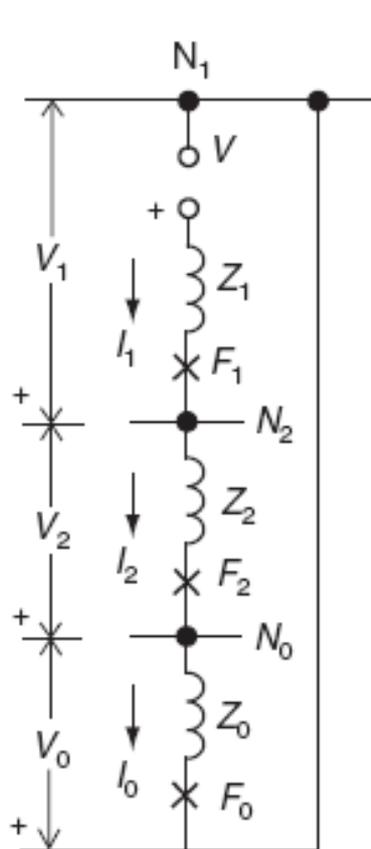
Componentes Simétricas

Interconexión de las redes para falla monofásica.

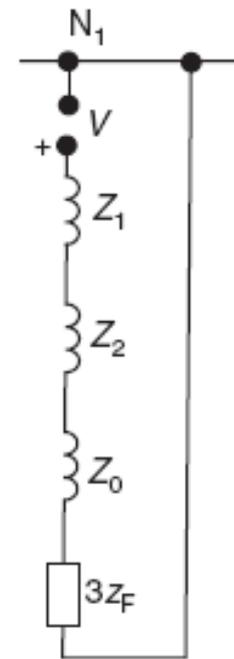
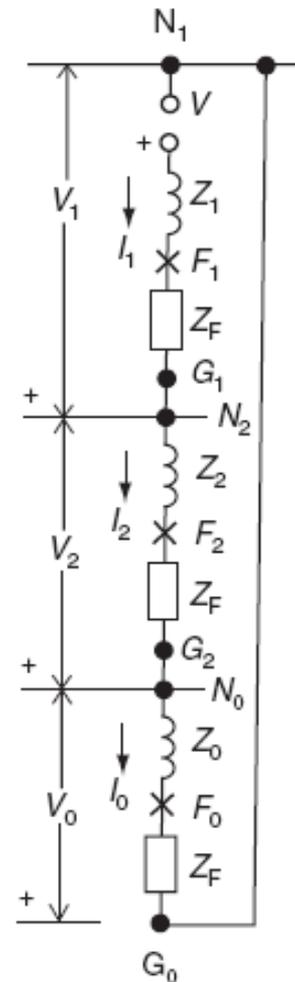
Para este caso se asume que la fase a está conectada a tierra como se indica:



Falla fase a en el sistema físico



Redes conectadas en serie



Red equivalente

Componentes Simétricas

Interconexión de las redes para falla monofásica.

Para este caso se asume que la fase *a* está conectada a tierra.

En un caso se muestra una falla sólida y el otro con impedancia de falla Z_F . De aquí se determinan las corrientes de secuencia:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \text{o} \quad I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F},$$

sin impedancia de falla

con impedancia de falla

Luego las corrientes de fase serán

$$I_{aF} = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_1 = 3I_2 = 3I_0. \quad I_{bF} = I_{cF} = 0,$$

Así mismo

$$V_{aF} = 0, \quad \text{ya que de las conexiones de las} \quad V_1 + V_2 + V_0 = 0.$$

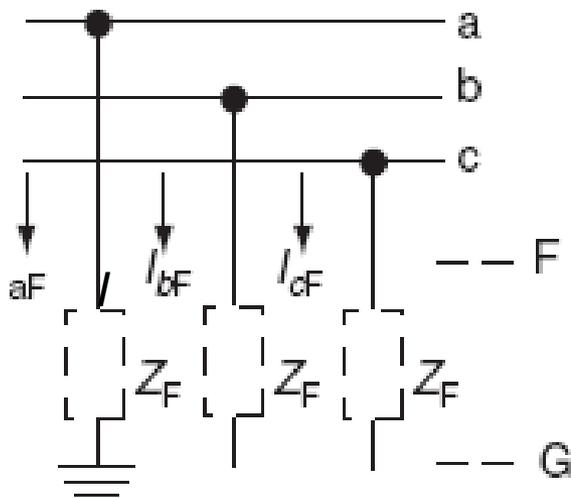
redes de secuencia se tiene

Cómo se determina la conexión de las redes?

Para determinar la conexión de las redes de secuencia para cada tipo de falla se analizan las condiciones terminales en el punto de falla en el sistema físico. Para la falla monofásica éstas son:

$$I_b = I_c = 0 \quad \text{y} \quad V_a = I_a Z_f$$

Sustituyendo por las ecuaciones de secuencia



$$\begin{aligned} I_b &= I_c \\ I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_2 &= I_0 + \alpha I_1 + \alpha^2 I_2 \\ I_1(\alpha^2 - \alpha) &= I_2(\alpha^2 - \alpha) \\ I_1 &= I_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_b &= 0 \\ I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_2 &= 0 \\ I_0 + \alpha^2 I_1 + \alpha I_1 &= 0 \\ I_0 &= -I_1(\alpha^2 + \alpha) \\ I_0 &= -I_1(-1) \\ I_0 &= I_1 \end{aligned}$$

Componentes Simétricas

En conclusión, para la falla monofásica las tres corrientes de secuencia son iguales y esto sólo puede ser si las redes se conectan en serie, y la corriente se calcula recorriendo la red equivalente:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F}$$

Luego la corriente de falla en la fase *a* será

$$I_{aF} = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_1 = 3I_2 = 3I_0.$$

Utilizando las ecuaciones de secuencia para las fases *b* y *c*

$$I_b = a^2 I_1 + a I_2 + I_0$$

$$I_c = a I_1 + a^2 I_2 + I_0$$

Se puede verificar que: $I_{bF} = I_{cF} = 0,$

También se observa:

$$V_a = I_a Z_f$$

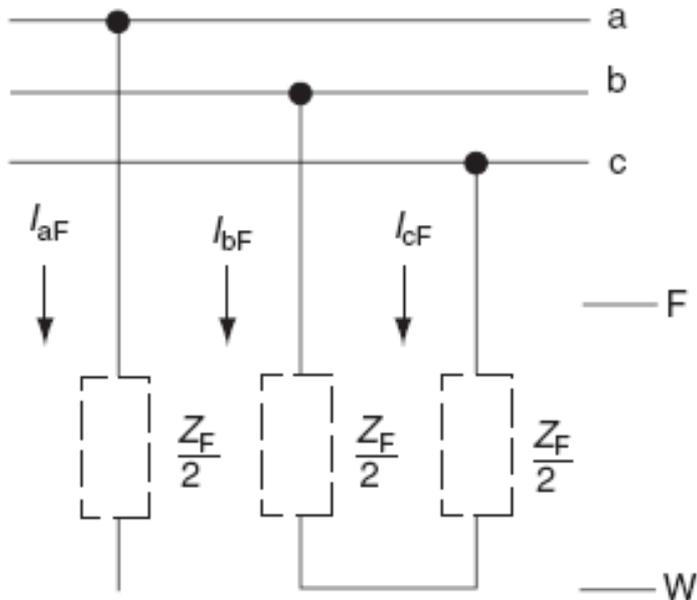
$$V_0 + V_1 + V_2 = I_a Z_f$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = (I_0 + I_1 + I_2) Z_f$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = 3I_0 Z_f$$

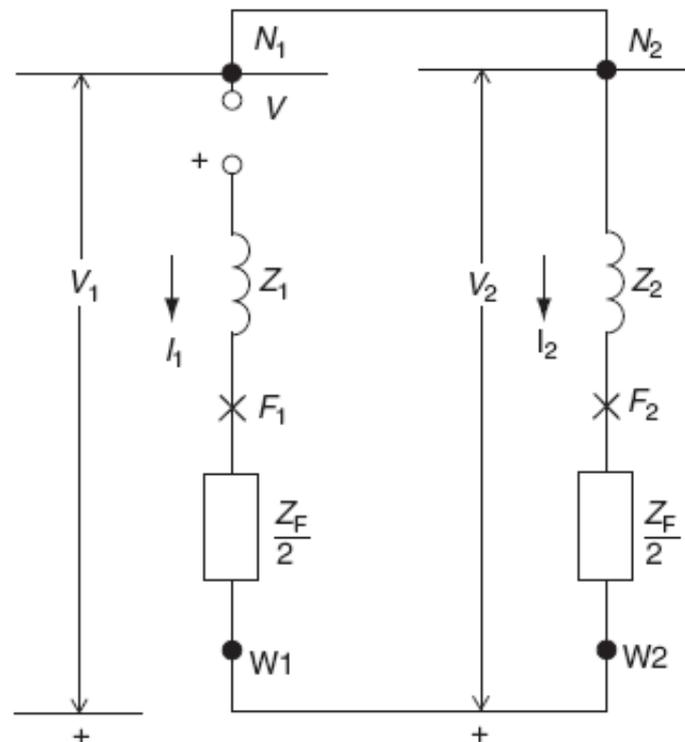
Interconexión de redes para fallas bifásicas.

Se asume falla entre fases *b* y *c*



$$I_{bF} = -I_{cF}$$

$$I_{aF} = 0$$

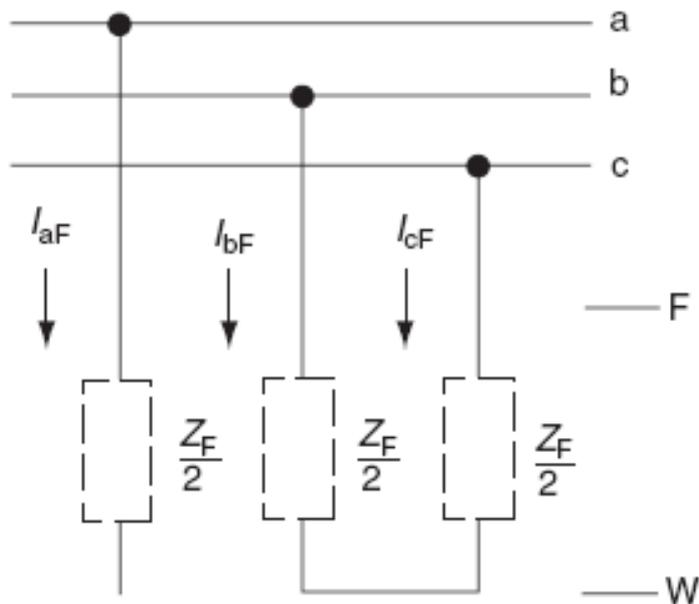


$$I_1 = -I_2 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_F}$$

$$I_{aF} = I_1 - I_2 = 0,$$

Interconexión de redes para fallas bifásicas.

Se asume falla entre fases *b* y *c*



$$I_{bF} = -I_{cF}$$

$$I_{aF} = 0$$

Las corrientes de falla en lasa fases B y C serian

$$I_{bF} = a^2 I_1 + a I_2 = (a^2 - a) I_1 = -j\sqrt{3} I_1$$

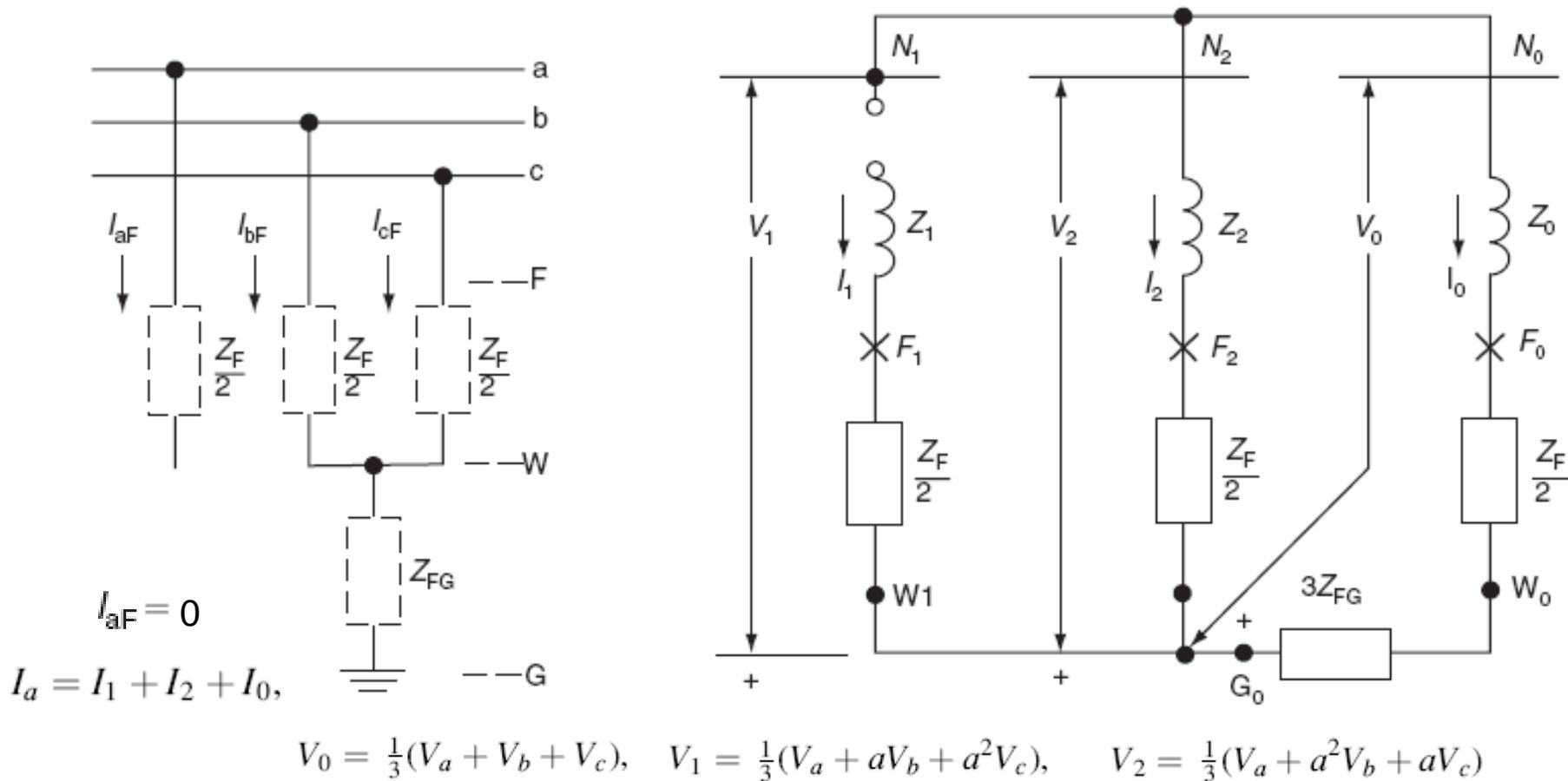
$$I_{cF} = a I_1 + a^2 I_2 = (a - a^2) I_1 = +j\sqrt{3} I_1$$

y siendo $Z_1 = Z_2$, luego $I_1 = V/2Z_1$; sin la impedancia de falla.

Sustituyendo en la ecuación de arriba, se encuentra que la corriente de falla bifásica es 86% de la corriente de falla trifásica.

Componentes Simétricas

Interconexión de redes para fallas bifásicas a tierra.



Componentes Simétricas

Para fallas bifásicas a tierra las tres redes se conectan en paralelo y de ahí resulta:

$$I_1 = \frac{V}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}},$$

$$I_2 = -I_1 \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

$$I_0 = -I_1 \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0}$$

o

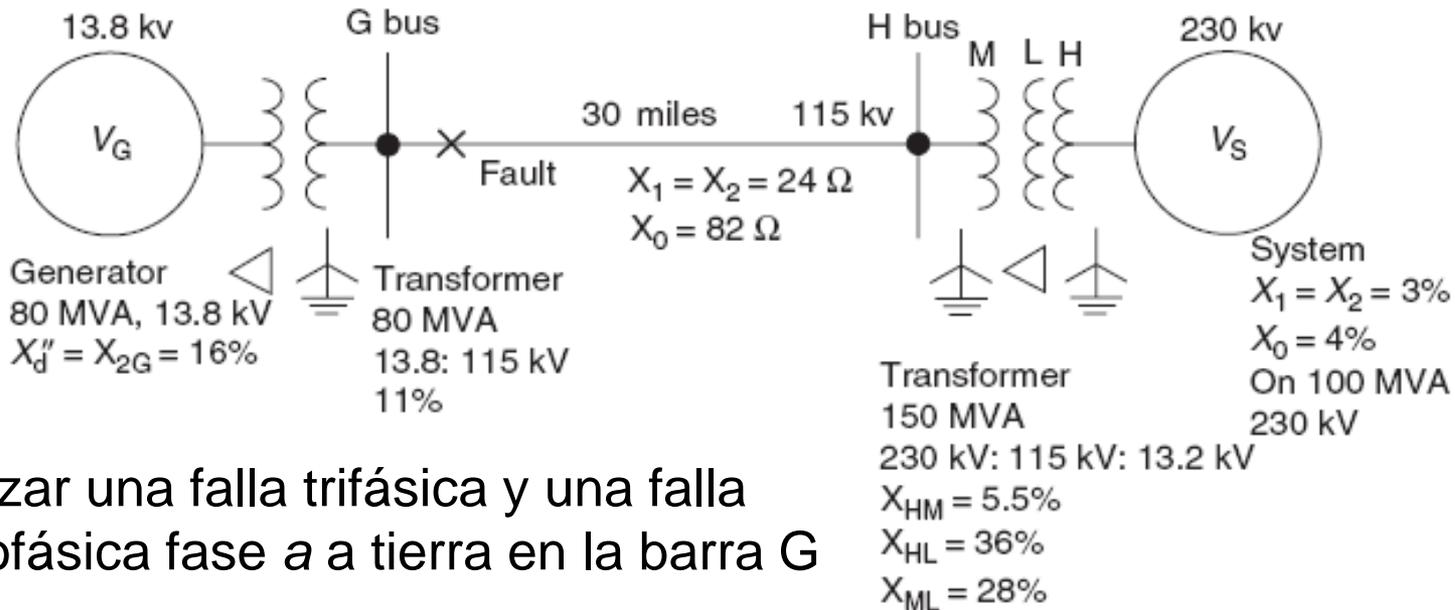
$$I_1 = \frac{V}{Z_1 + \frac{Z_F}{2} + \frac{(Z_2 + (Z_F/2))(Z_0 + (Z_F/2) + 3Z_{FG})}{Z_2 + Z_0 + Z_F + 3Z_{FG}}}$$

$$I_2 = -I_1 \frac{Z_0 + (Z_F/2) + 3Z_{FG}}{Z_2 + Z_0 + Z_F + 3Z_{FG}}$$

$$I_0 = -I_1 \frac{Z_2 + (Z_F/2)}{Z_2 + Z_0 + Z_F + 3Z_{FG}}$$

Red simplificada sin Z de falla

Ejemplo de cálculo de falla

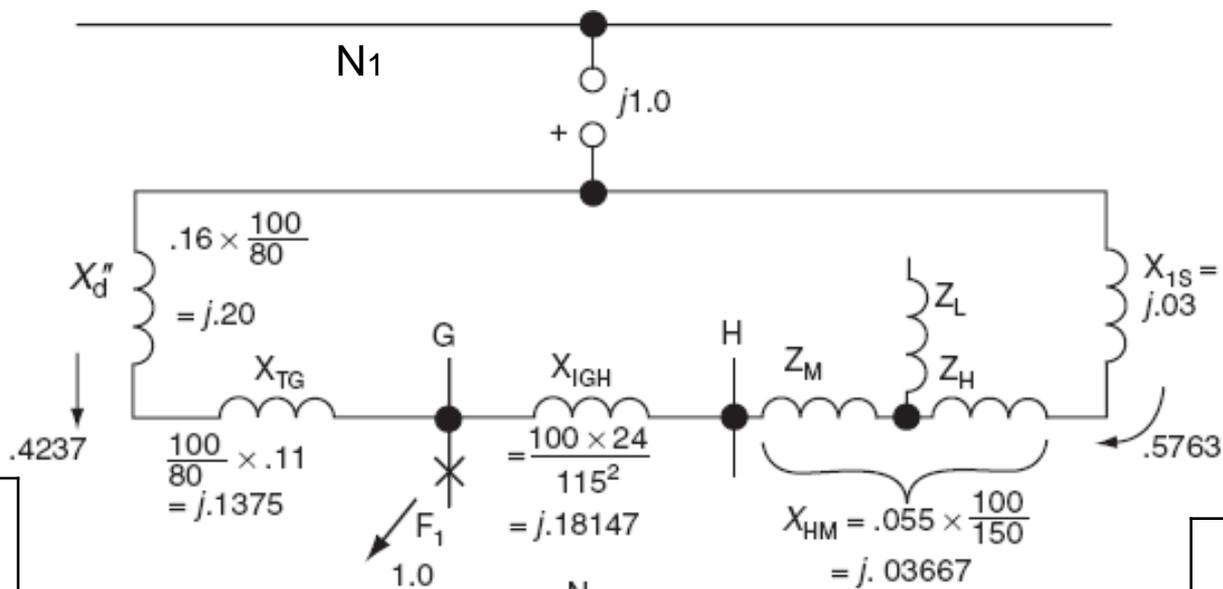


Analizar una falla trifásica y una falla monofásica fase a tierra en la barra G

Los parámetros están en las respectivas bases, por lo tanto el primer paso será transferirlos a una base común, se selecciona 100 MVA.

Componentes Simétricas

Red de secuencia positiva y negativa para la falla F en la barra G y valores en por unidad para 100 MVA base

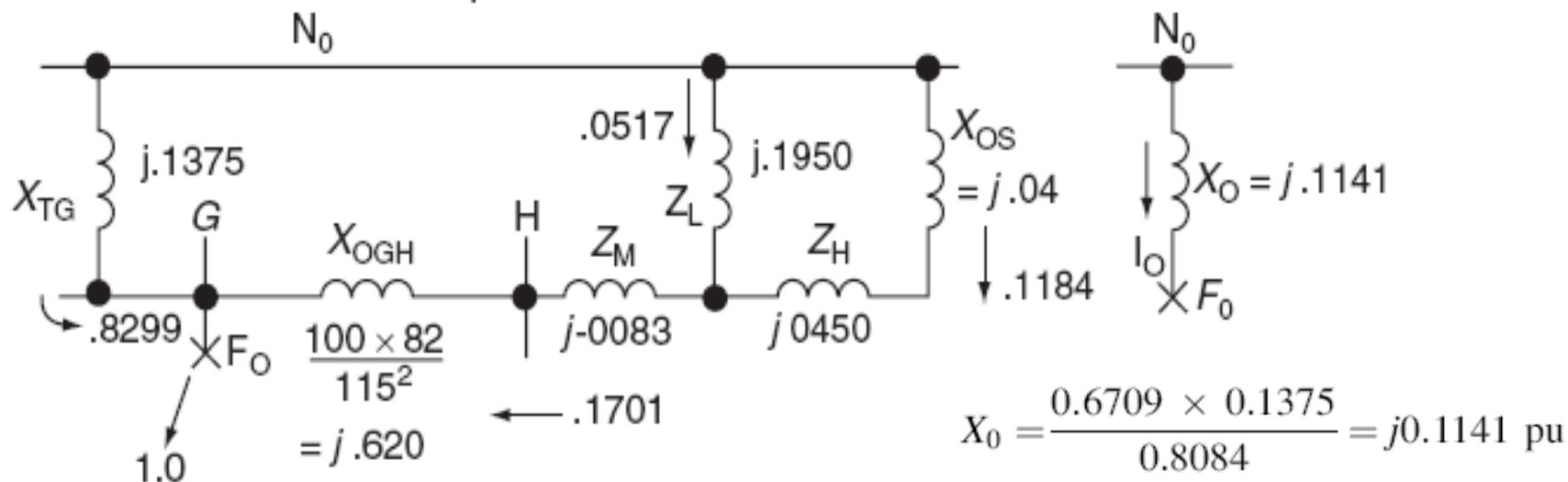


X_1 es la combinación de reactancias:
 $j0.2 + j0.1375 = j0.3375$ en paralelo con
 $j0.18147 + j0.03667 + j0.03 = j0.2481$

$$X_1 = X_2 = \frac{0.3375 \times 0.2481}{0.5856} = j0.1430 \text{ pu.}$$

Componentes Simétricas

Red de secuencia cero para la falla F en la barra G y valores en por unidad para 100 MVA base



Para el banco de transformadores de tres devanados se tiene:

$$X_{HM} = 0.055 \times \frac{100}{150} = 0.03667 \text{ pu,}$$

$$X_H = \frac{1}{2}(0.03667 + 0.2400 - 0.18667) = 0.0450 \text{ pu,}$$

$$X_{HL} = 0.360 \times \frac{100}{150} = 0.2400 \text{ pu,}$$

$$X_M = \frac{1}{2}(0.03667 + 0.18667 - 0.240) = -0.00833 \text{ pu,}$$

$$X_{ML} = 0.280 \times \frac{100}{150} = 0.18667 \text{ pu,}$$

$$X_L = \frac{1}{2}(0.2400 + 0.18667 - 0.3667) = 0.1950 \text{ pu.}$$

Ver anexo 1

Componentes Simétricas

Para la falla trifásica se utiliza sólo la red de secuencia positiva reducida, donde se puede calcular la corriente I_1

$$I_1 = I_{aF} = \frac{j1.0}{j0.143} = 6.993 \text{ pu}$$

$$= 6.993 \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 115} = 3510.8 \text{ A}$$

$$I_B = \frac{\text{kVA}_B}{\sqrt{3}\text{kV}_B} \text{ (A).}$$

Las otras corrientes de fase en el punto de falla serán:

$$I_{bF} = a^2 I_1, \quad I_{cF} = a I_1.$$

Los aportes de corriente a cada lado del punto de falla G se calcula de acuerdo a los factores de distribución de un divisor de corriente. Aporte desde la izquierda de G (I_{aG}), aporte desde la derecha (I_{aH})

$$I_{aG} = 0.4237 \times 6.993 = 2.963 \text{ pu,}$$

$$I_{aH} = 0.5763 \times 6.993 = 4.030 \text{ pu.}$$

Componentes Simétricas

Para la falla monofásica se utilizan las tres redes de secuencia en serie.

De ahí resulta: para 100 MVA y 115 kv como cantidades bases

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{j1.0}{j(0.143 + 0.143 + 0.1141)} = 2.50 \text{ pu,}$$

$$I_{aF} = 3 \times 2.5 = 7.5 \text{ pu} = 7.5 \times \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 115} = 3764.4 \text{ A} \quad \text{Corriente total de falla en la fase a}$$

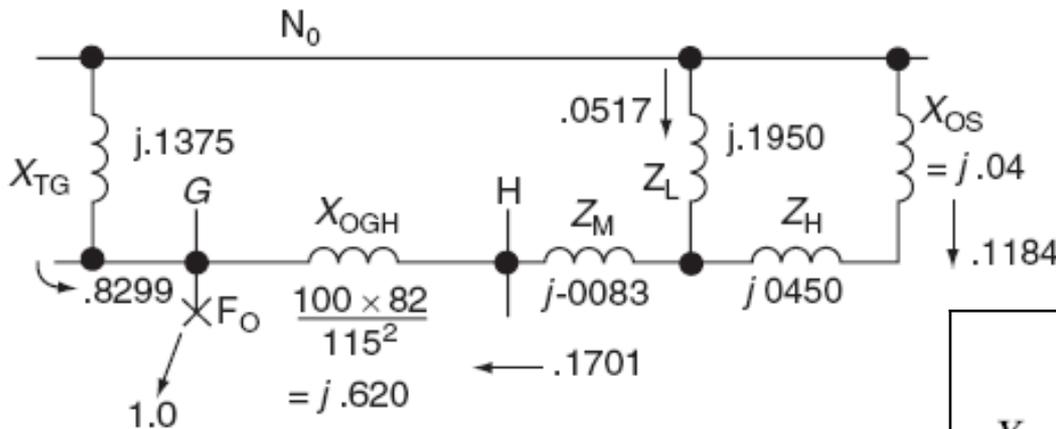
La corriente en la falla para las fases *b* y *c* es cero como se observó anteriormente.

Ahora se calculan los factores de distribución de corrientes de secuencia para determinar los respectivos aportes a cada lado del punto de falla (barra G) desde las distintas ramas en paralelo. Se tendrían así las corrientes de secuencia positiva I_1 y de secuencia cero I_0 , y a partir de éstas se calculan las corrientes de fase en toda la red.

Componentes Simétricas

Factores de distribución en la red de secuencia cero.

Las ramas paralelas a la derecha y a la izquierda de la barra G determinan el primer factor de distribución



$(X_{OS} + Z_H)$ en paralelo con Z_L , luego se añade $(Z_M + X_{OHG})$ y el resultado en paralelo con X_{TG}

$$X_0 = \frac{(0.8299) (0.1701) + 0.6709 \times 0.1375}{0.8084} = j0.1141 \text{ pu}$$

$$\frac{(0.6964) (0.3036) + 0.1950 \times 0.0850}{0.280} = j0.0592$$

$$-j0.0083 (Z_M)$$

$$\frac{j0.620}{j0.6709} (X_{OGH}).$$

El factor de distribución 0,1701 se divide a su vez entre el neutro del sistema de 230 KV y el neutro del devanado H del transformador

$$0.6964 \times 0.1701 = 0.1184 \text{ pu}$$

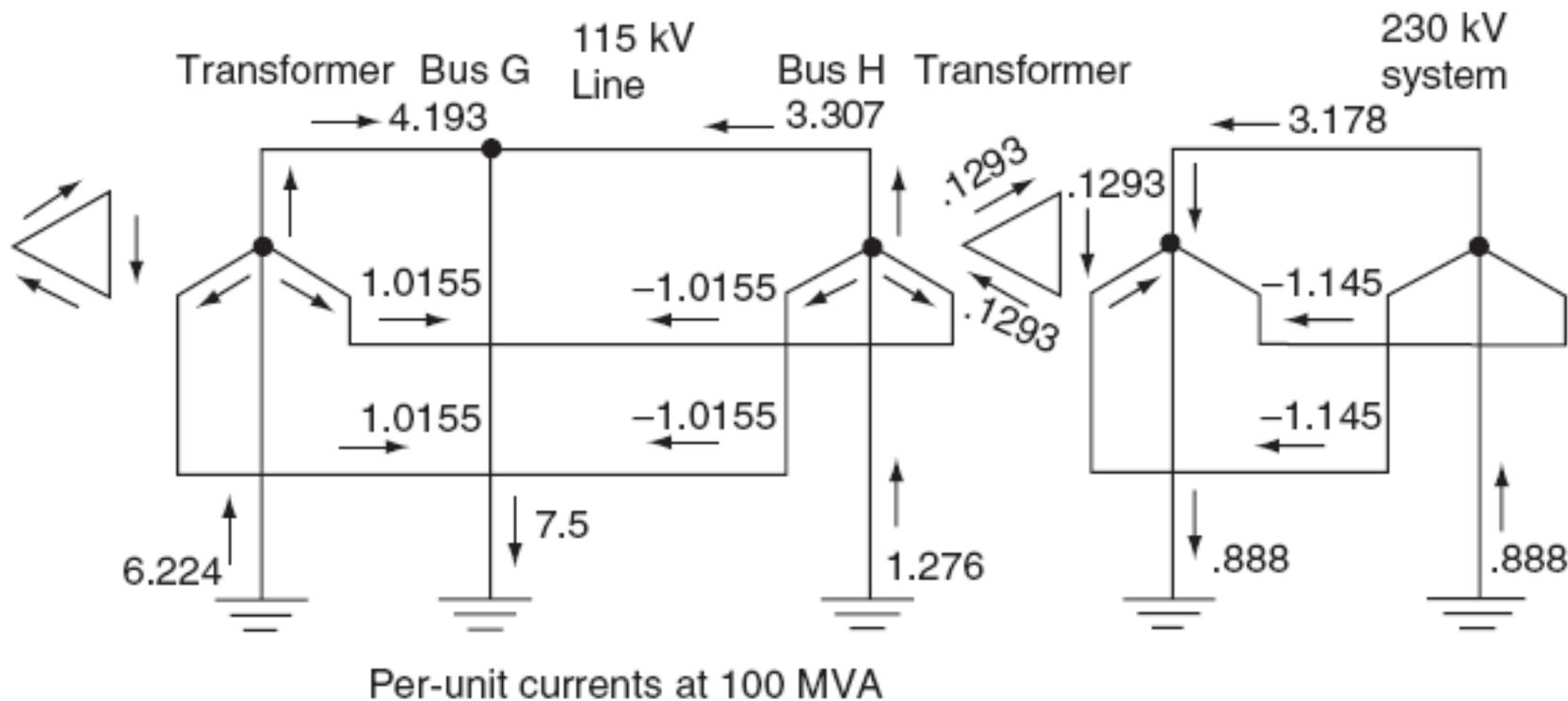
$$0.3036 \times 0.1701 = 0.0517 \text{ pu}$$

Cálculo de las contribuciones de corrientes de falla en las tres fases para la falla monofásica fase *a* - tierra.

Conocidos los factores de distribución en las redes de secuencia se calculan los aporte de corrientes de secuencia y luego las corrientes de fases según las ecuaciones conocidas. Se puede observar que los factores de distribución en la red de secuencia cero son diferentes a los de la red de secuencia positiva y negativa, esto hace que haya flujo de corriente en las fases *b* y *c* . Se asume que no hay corrientes de carga en el sistema. Las corrientes indicadas en el siguiente diagrama se calculan utilizando las ecuaciones

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0 \quad I_b = I_c = -I_1 + I_0 \quad 3I_0 \quad \text{Corriente de neutro}$$

Resultado para la falla monofásica

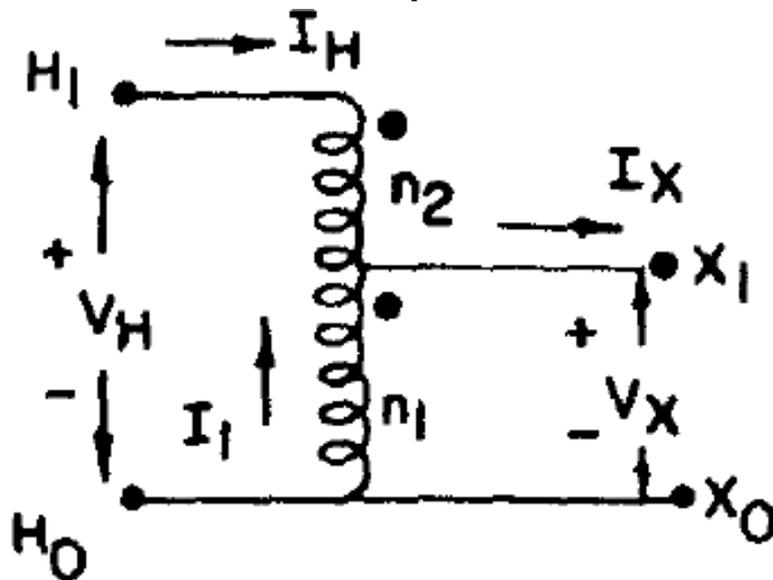


Cálculo de fallas en autotransformadores.

Los autotransformadores son muy utilizados en redes de transmisión y debido a la conexión galvánica entre primario y secundario, resulta interesante examinar el procedimiento para el cálculo de fallas que los involucren. Los autotransformadores tienen un arrollado en común, luego la corriente que circula por el mismo es una combinación de las corrientes primaria y secundaria, ésta es la diferencia principal respecto a los transformadores. Las corrientes bases que resultan a ambos lados de un transformador están relacionadas a través de la relación de transformación, sin embargo en un auto transformador no se puede tener una corriente base para referir las corrientes de ambos lados, por lo tanto es más conveniente utilizar amperes en lugar de por unidad, particularmente en las adyacencias del auto

Cálculo de fallas en autotransformadores.

Repasando conceptos de autotransformadores



$V_H / V_X = (n_1 + n_2) / n_1 = n$
 \rightarrow la relación de voltajes es n , pero la relación de espiras es diferente. $n_2 / n_1 = n - 1$

Quando el auto toma carga, las fmm's de los dos arrollados deben ser iguales

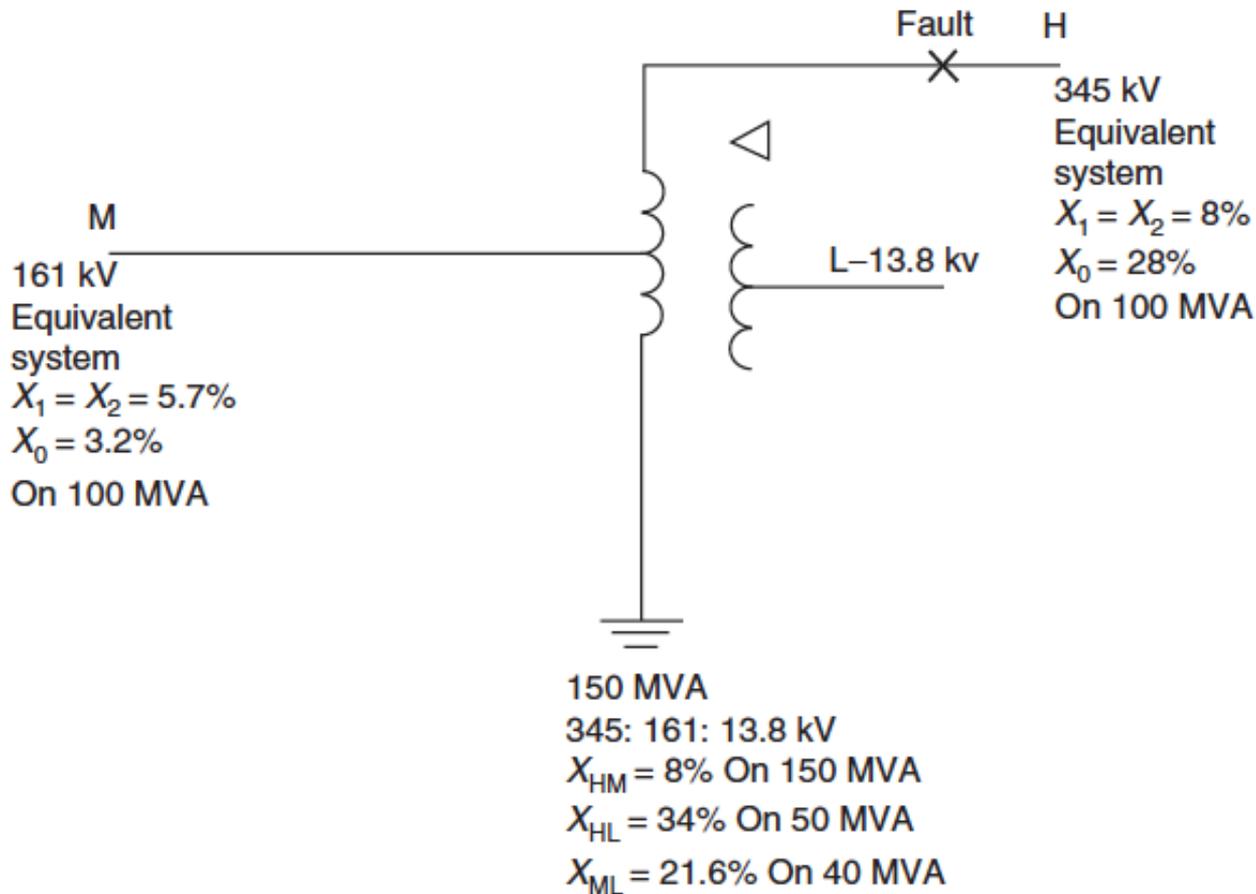
$$n_1 \times I_1 = n_2 \times I_H \quad \text{y como } I_X = I_1 + I_H$$

$$I_X = \left(\frac{n_2}{n_1} + 1 \right) \times I_H = n \times I_H$$

$$S_1 = I_1 \times V_X = V_X \left(\frac{n_2}{n_1} \right) I_H ; \quad S_2 = (V_H - V_X) \times I_H = V_X \left(\frac{n_2}{n_1} \right) I_H = S_1$$

Componentes Simétricas

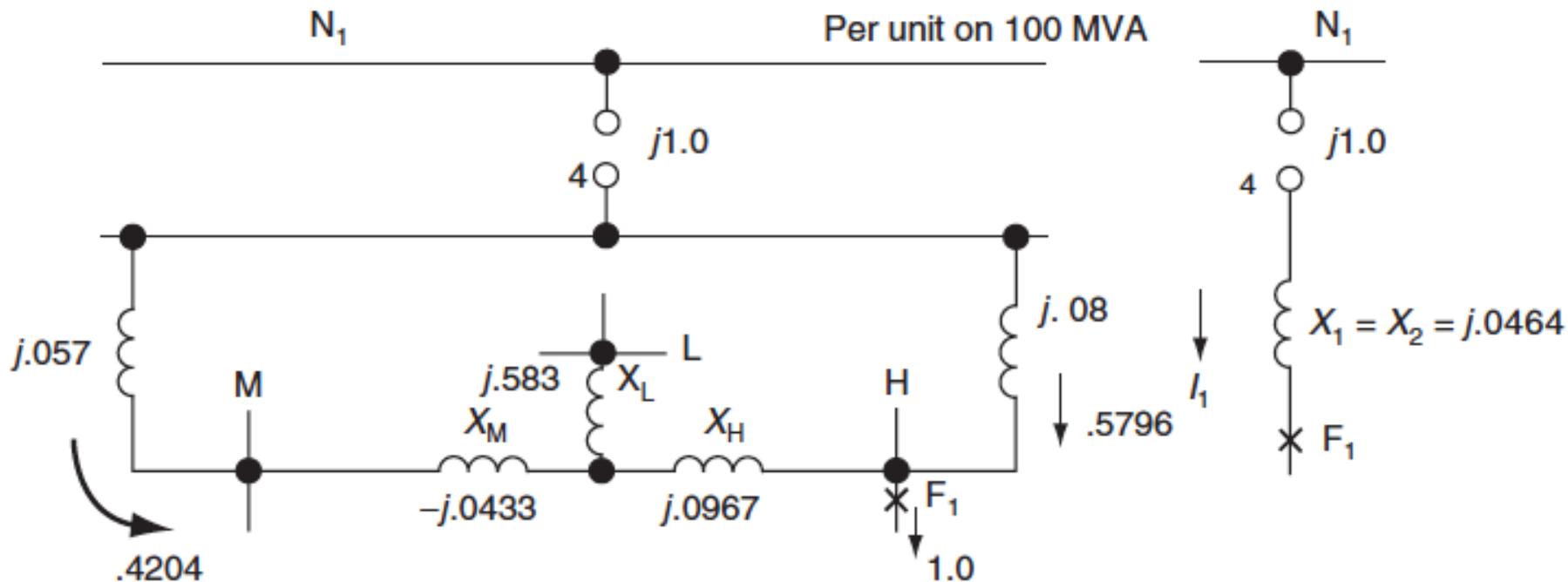
Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.
 Considerando el siguiente autotransformador y la falla en H



Componentes Simétricas

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

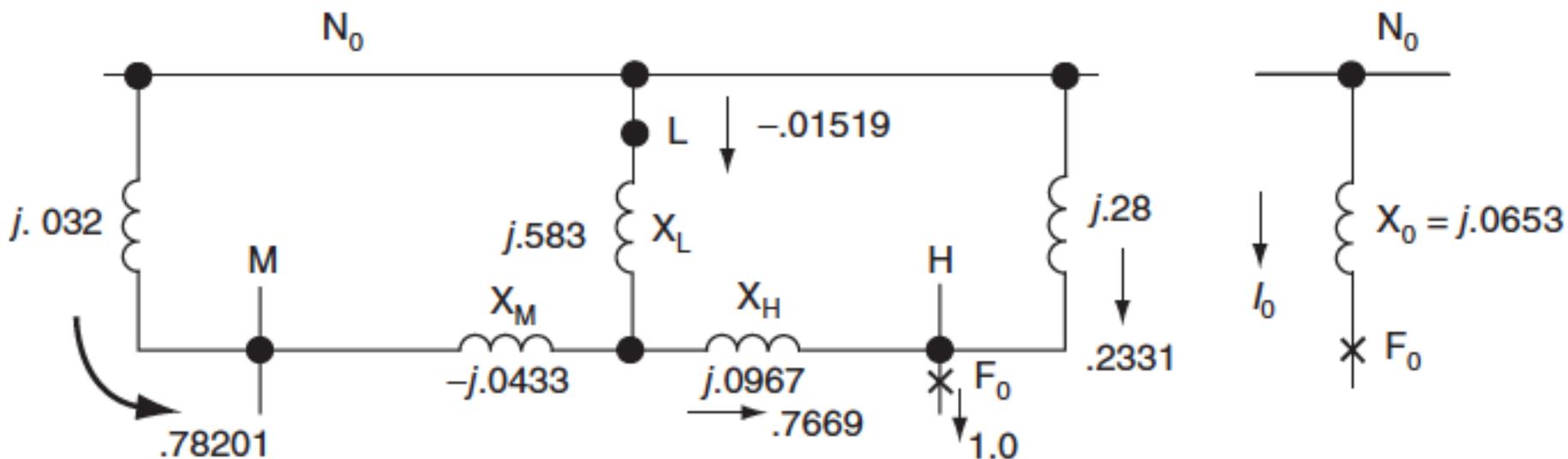
Red de secuencia positiva para la falla en H



Componentes Simétricas

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

Red de secuencia cero para la falla en H



Componentes Simétricas

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

Impedancias del autotransformador en base 100 MVA

$$X_{HM} = 8 \times \frac{100}{150} = 5.333\% = 0.05333 \text{ pu},$$

$$X_{HL} = 34 \times \frac{100}{150} = 68\% = 0.68 \text{ pu},$$

$$X_{ML} = 21.6 \times \frac{100}{40} = 54\% = 0.54 \text{ pu},$$

$$X_H = \frac{1}{2}(0.0533 + 0.68 - 0.54) = 0.09667 \text{ pu},$$

$$X_M = \frac{1}{2}(0.0533 + 0.54 - 0.68) = -0.04334 \text{ pu},$$

$$X_L = \frac{1}{2}(0.68 + 0.54 - 0.0533) = 0.58334 \text{ pu}.$$

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

Las impedancias equivalentes y factores de distribución en las redes de secuencia positiva y negativa:

$$X_1 = X_2 == \frac{(0.5796) \quad (0.4204)}{(0.0533 + 0.057)(0.08)} = j0.04637 \text{ pu.}$$

Componentes Simétricas

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

La impedancia en la red de secuencia cero

$$X_{0,izquierda} = \frac{(0.032 - 0.0433)(0.5833)}{0.032 - 0.0433 + 0.5833} = \frac{(-0.0198)(1.0198)}{0.5720} = \frac{(-0.0113)(0.5833)}{0.5720}$$

$$= -0.01156 \text{ pu}$$

$$X_0 = \frac{(-0.01156 + 0.09667)(0.28)}{0.08511 + 0.28} = \frac{(0.2331)(0.7669)}{0.36511} = \frac{(0.08511)(0.28)}{0.36511}$$

$$= j0.06527 \text{ pu.}$$

Luego, el factor de aporte a través de X_M es: $0,7669 \times 1,0198 = 0,78207$; y a través de X_L es: $0,7669 \times -0,0198 = -0,01519$

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

Cálculo de las corrientes de falla monofásica

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{j1.0}{j(0.0464 + 0.0464 + 0.0653)} = \frac{1.0}{0.1580}$$

$$= 6.3287 \text{ pu} = 6.3287 \times \frac{100,000}{\sqrt{3} \times 345} = 1059.1 \text{ A}$$

$$I_{aF} = 3I_0 = 3 \times 6.3287 = 18.986 \text{ pu} \quad \text{en el lado de 345 KV}$$

$$= 3 \times 1059.1 = 3177.29 \text{ A} \quad \text{en el lado de 345 KV}$$

Ahora corresponde aplicar los factores de distribución y calcular los aportes de de las diferentes partes de la red. Este cálculo se hace en amperios.

Ejemplo de cálculo de fallas en autotransformadores.

Cálculo de las corrientes de falla monofásica.

Recordando que la corriente en el arrollado común es la diferencia entre las corrientes a ambos lados del auto. Siendo I dicha corriente, para la situación de la falla en H se tiene:

$$I = I_H - I_M \text{ amperios}$$

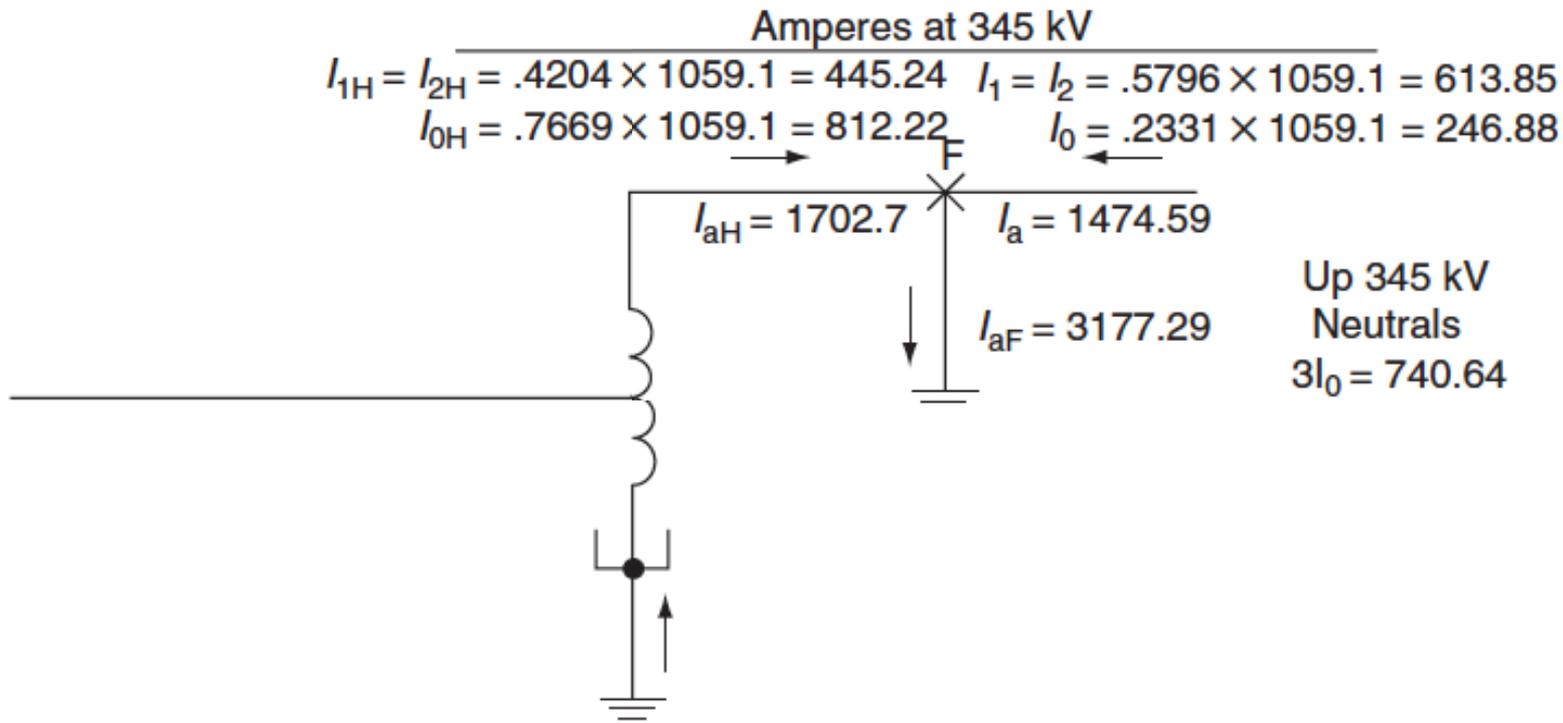
Para la corriente en el neutro a tierra, fluyendo hacia el neutro:

$$3I_0 = 3I_{0H} - 3I_{0M}$$

Si la falla es en M, $3I_0 = 3I_{0M} - 3I_{0H}$

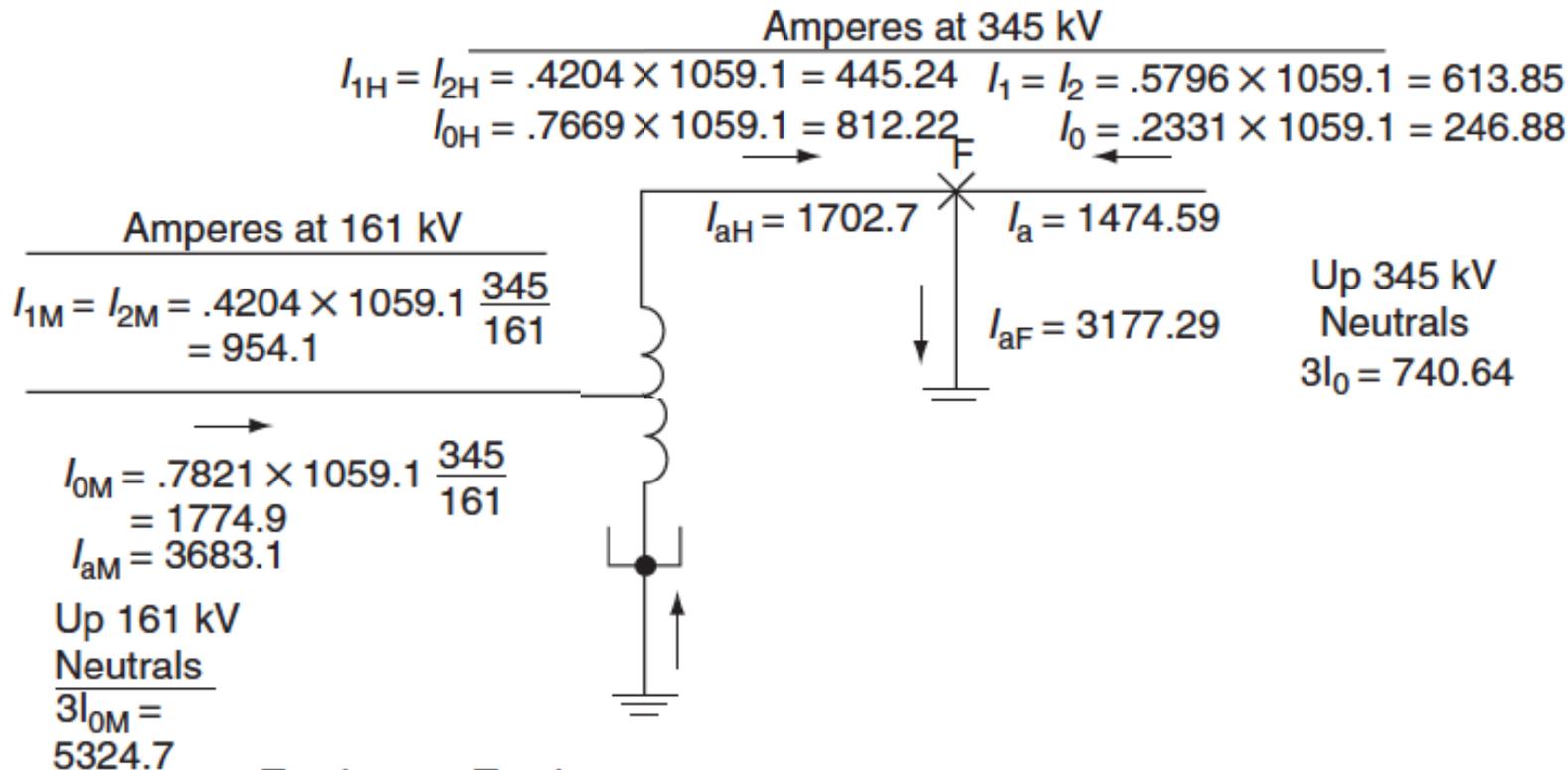
Componentes Simétricas

Cálculo de las corrientes de falla monofásica. Resultado



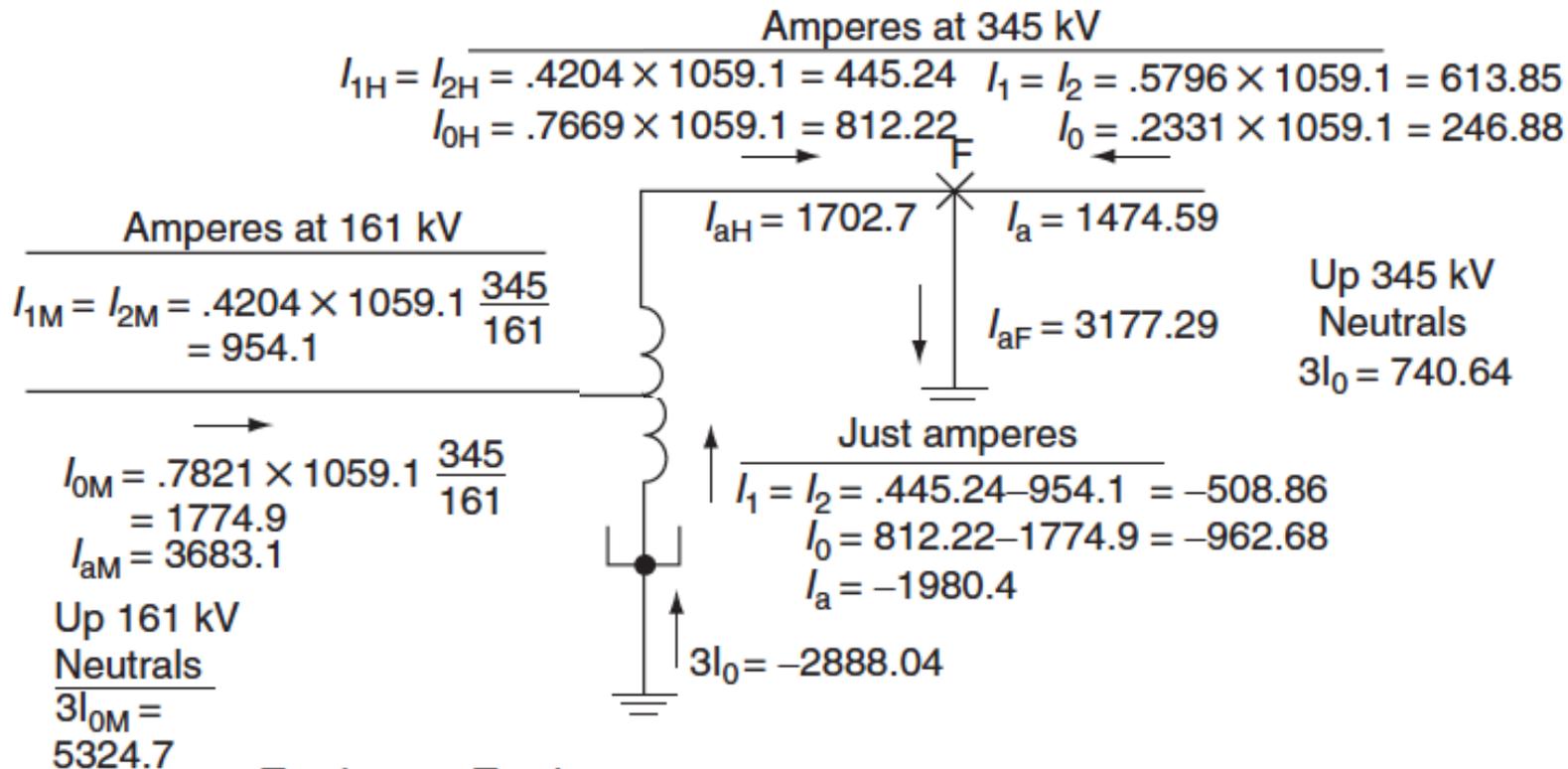
Componentes Simétricas

Cálculo de las corrientes de falla monofásica. Resultado



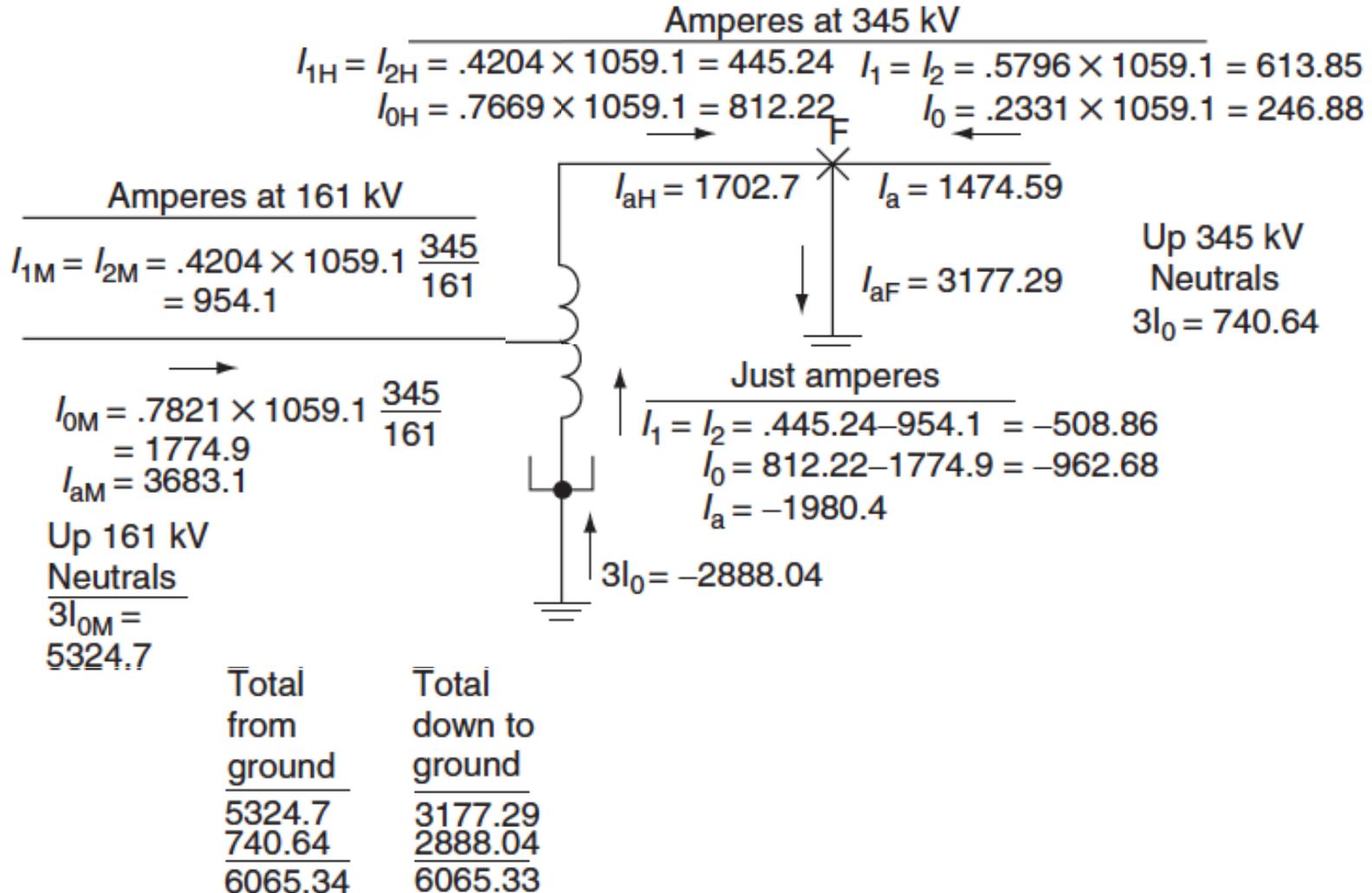
Componentes Simétricas

Cálculo de las corrientes de falla monofásica. Resultado



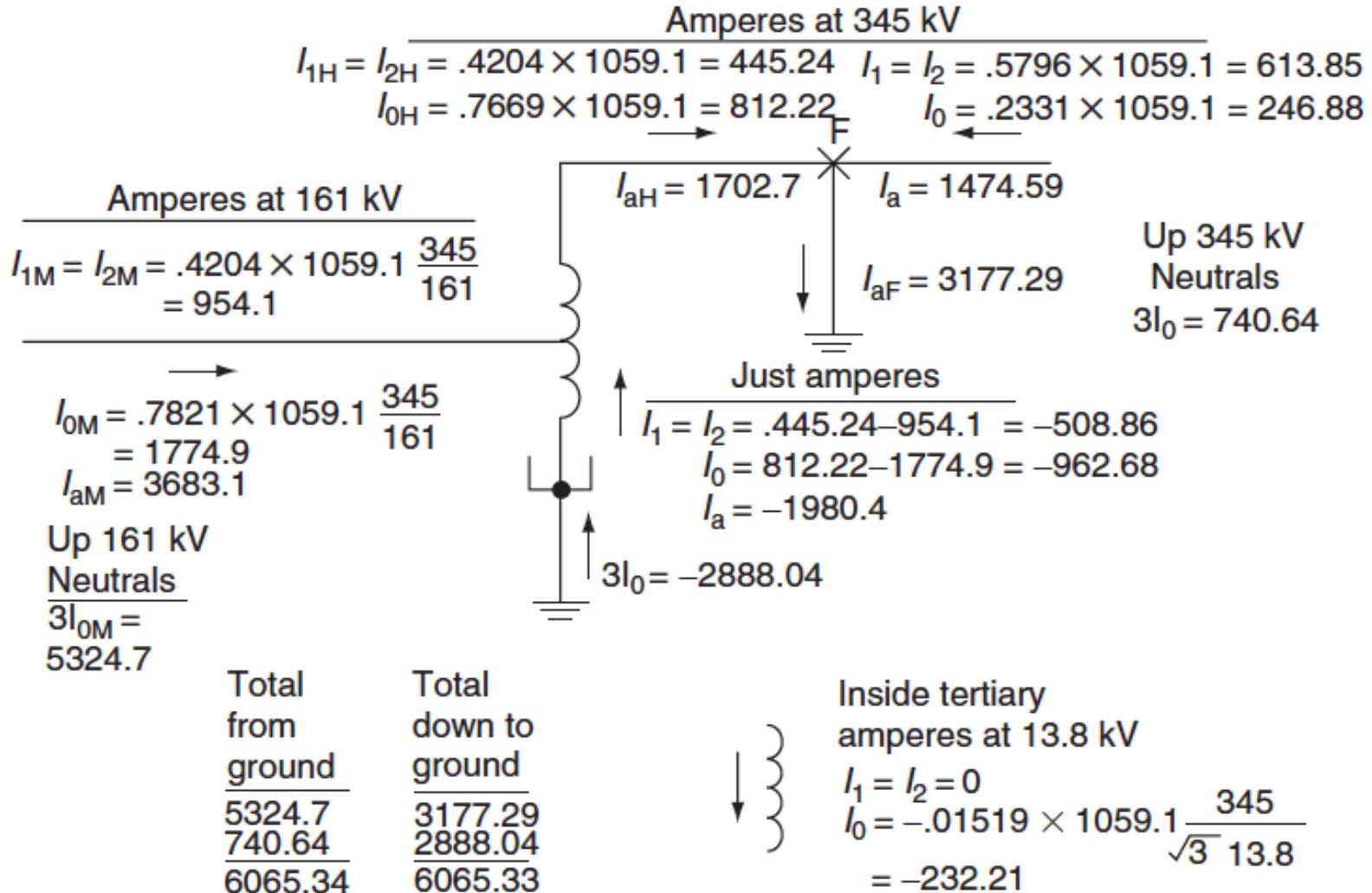
Componentes Simétricas

Cálculo de las corrientes de falla monofásica. Resultado

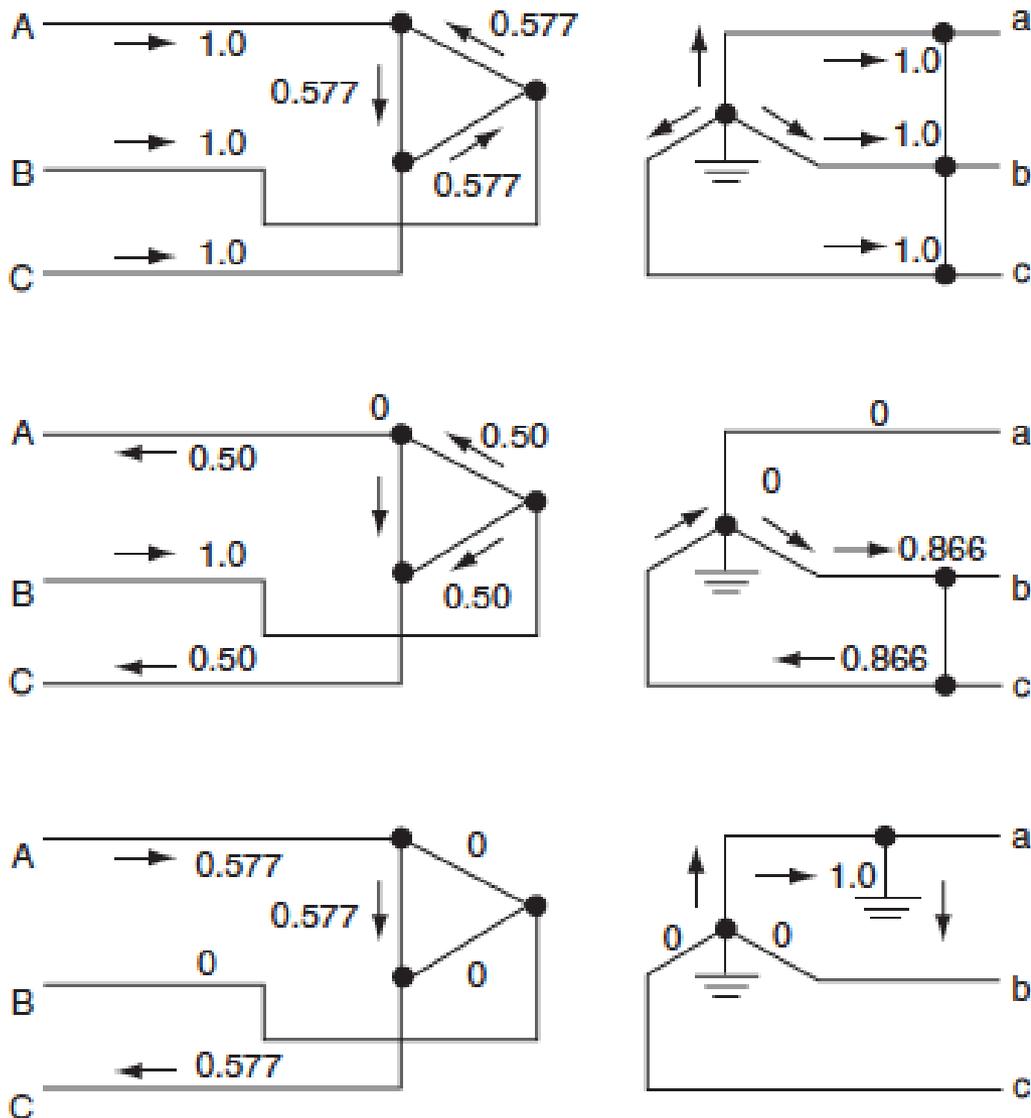


Componentes Simétricas

Cálculo de las corrientes de falla monofásica. Resultado



Comparación de corrientes de fallas a través de un transformador trifásico delta - estrella



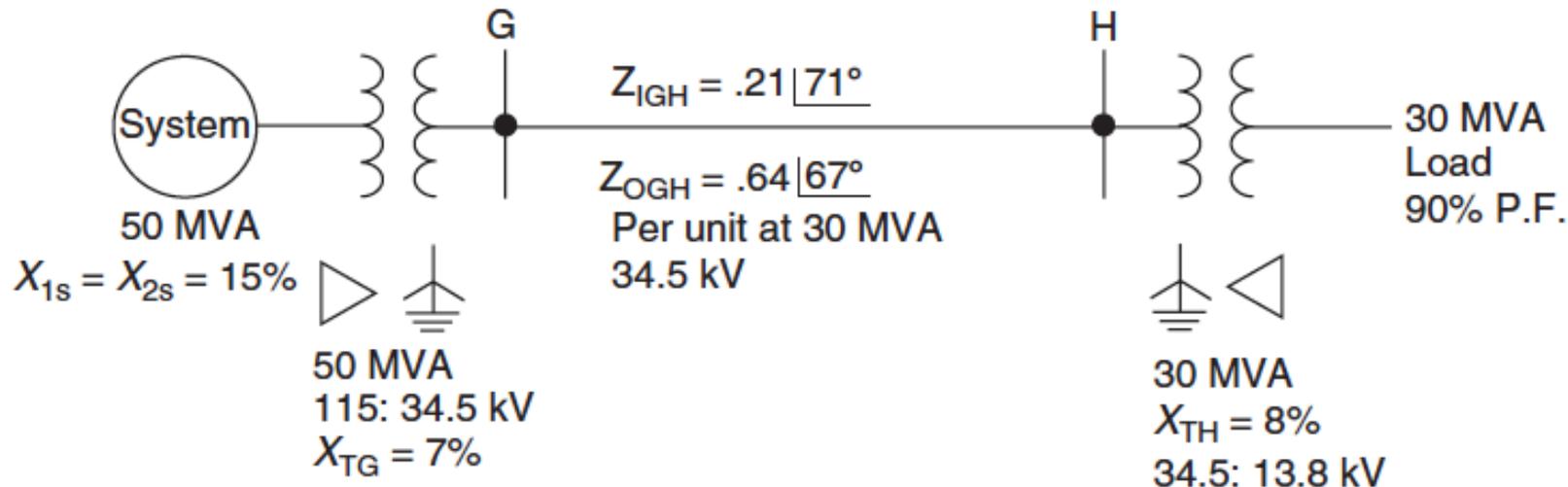
Fallas de circuito abierto

.Aunque son poco frecuentes, las fallas de circuito o fase abierta necesitan ser consideradas puesto que éstas pueden producir sobrevoltajes dañinos en el sistema, y de ahí pueden ocasionar fallas de aislamiento y derivar en una falla a tierra

Falla de una fase abierta

Falla de dos fases abiertas

Falla de una fase abierta. Ejemplo

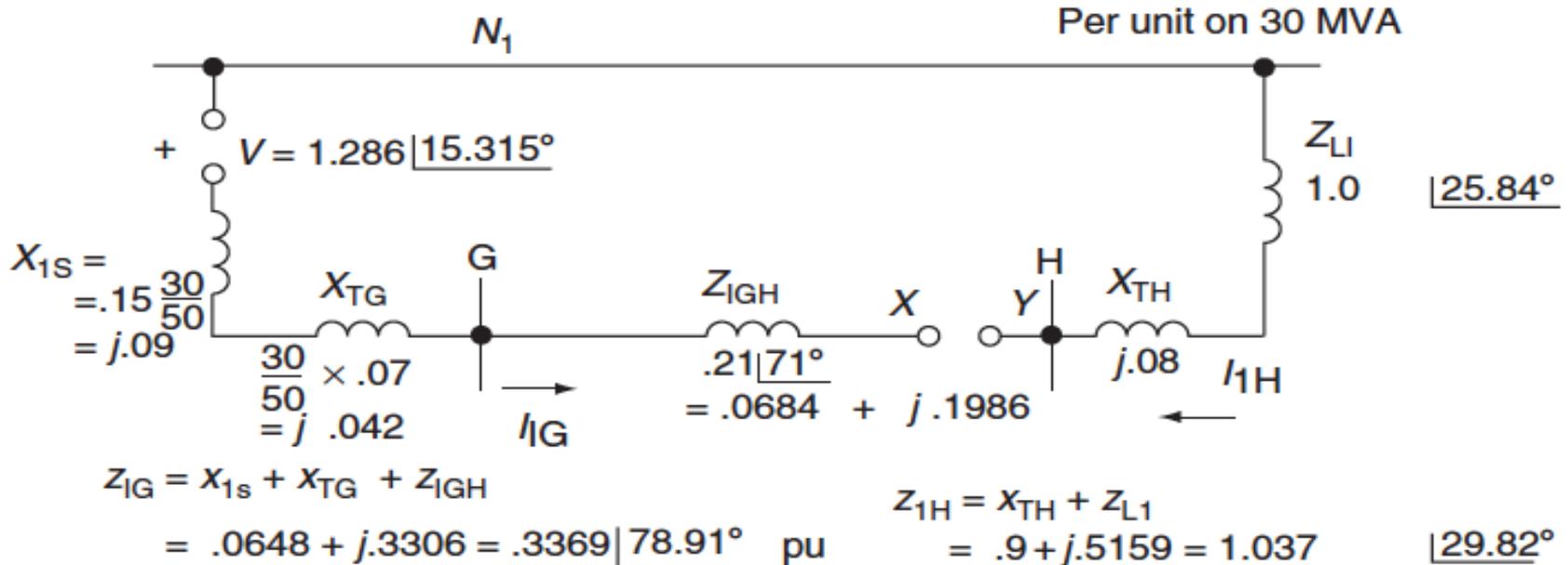


En el sistema de arriba se asume la fase “a” abierta en la barra H de la línea de 34.5 Kv .

En fallas serie es necesario considerar carga previa a la falla, en este caso se alimenta la carga de un motor de inducción de 30 MVA como se muestra.

Componentes Simétricas

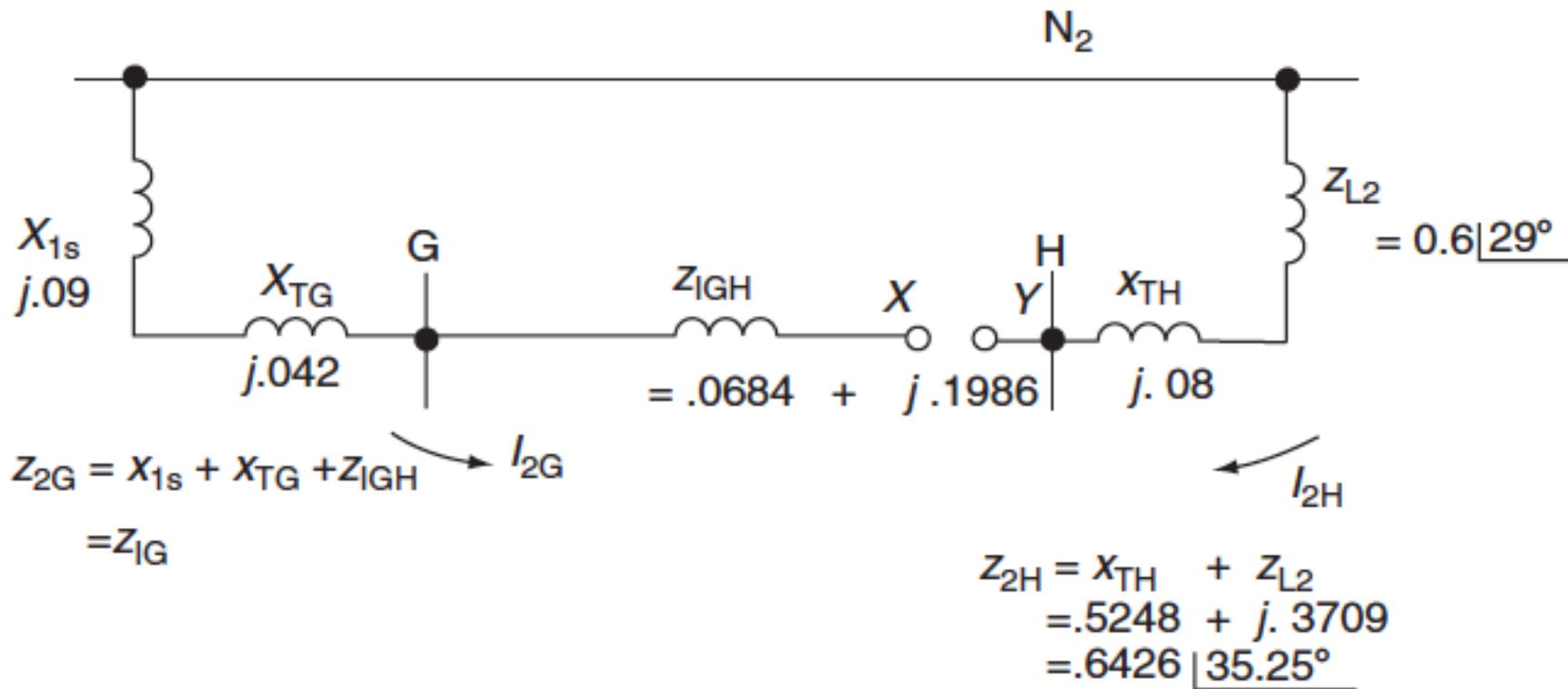
Falla de una fase abierta. Ejemplo. Red de secuencia +



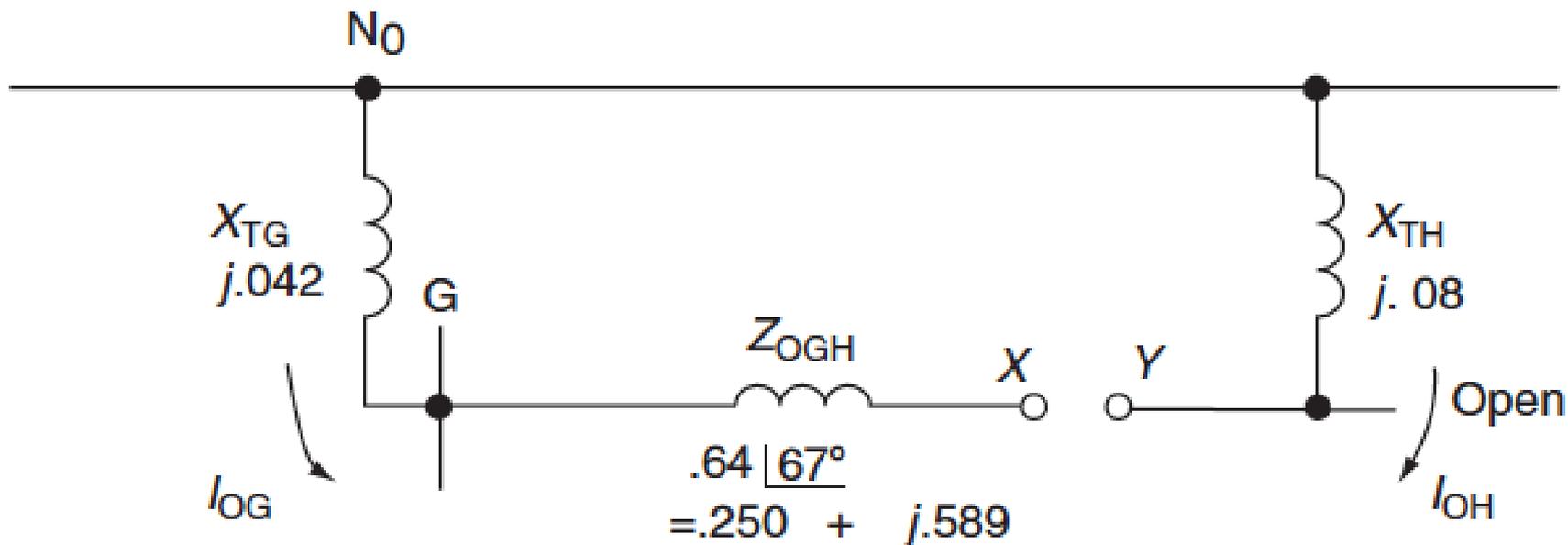
Se asume que existe carga previo a la apertura de la fase, y el voltaje en la carga es 1 p.u, así el voltaje en la fuente es 1,286 a 15,3°.

Componentes Simétricas

Falla de una fase abierta. Ejemplo. Red de secuencia --



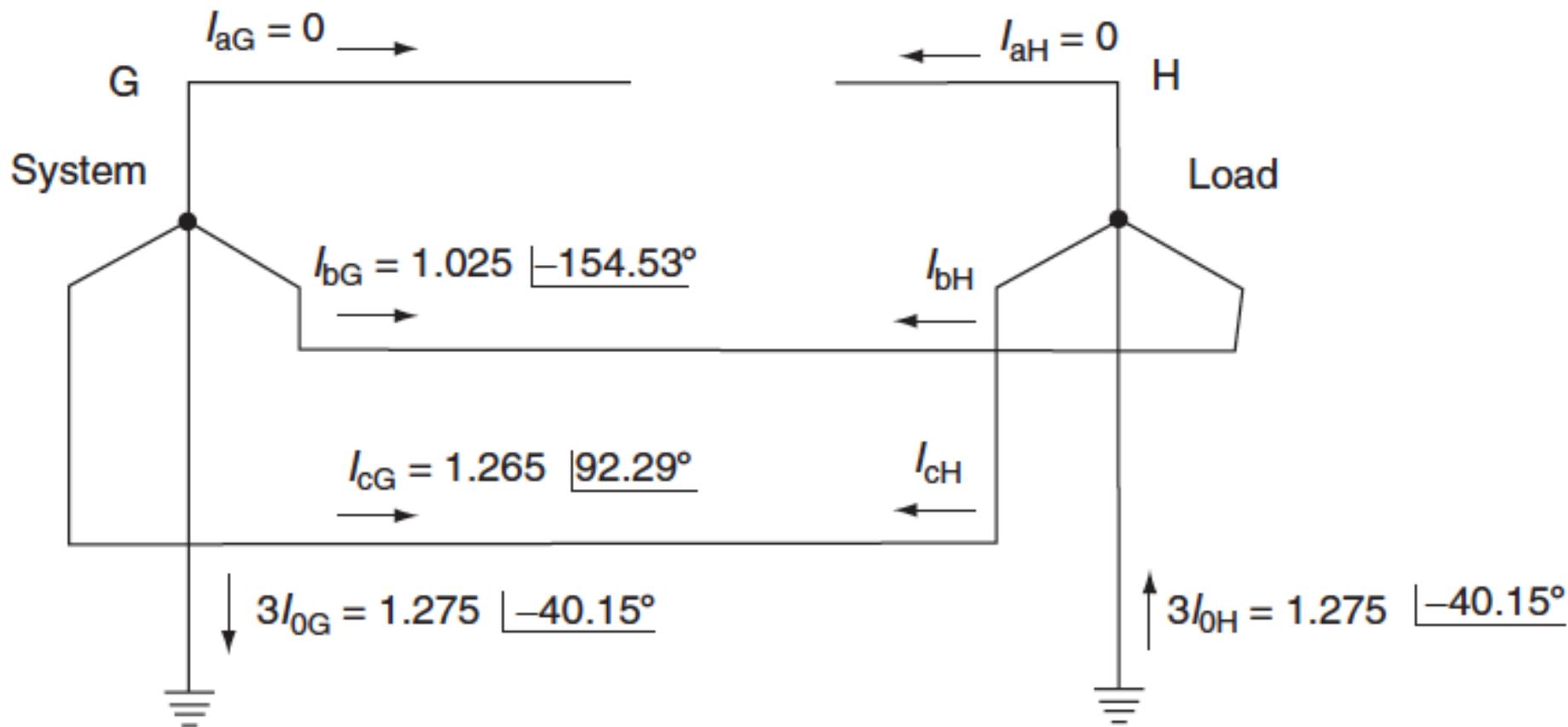
Falla de una fase abierta. Ejemplo. Red de secuencia 0



$$\begin{aligned}
 Z_{OG} &= X_{TG} + Z_{OGH} \\
 &= .250 + j.631 = .6788 \angle 68.39^\circ \text{ pu}
 \end{aligned}$$

Las 3 redes de secuencia se conectan uniendo los 3 puntos X y los 3 puntos Y. Así la Z_0 total está en paralelo con la Z_2 total y conectada a través de X-Y a la red de secuencia positiva. De ahí se resuelve y se calcula I_1 , I_2 , e I_0

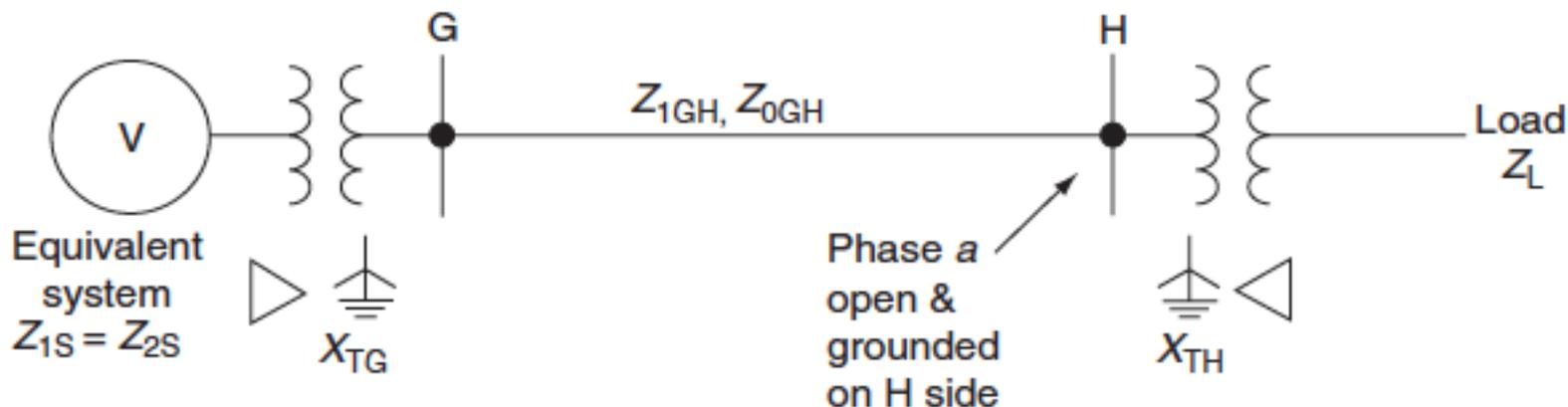
Falla de una fase abierta. Ejemplo. Resultado



Componentes Simétricas

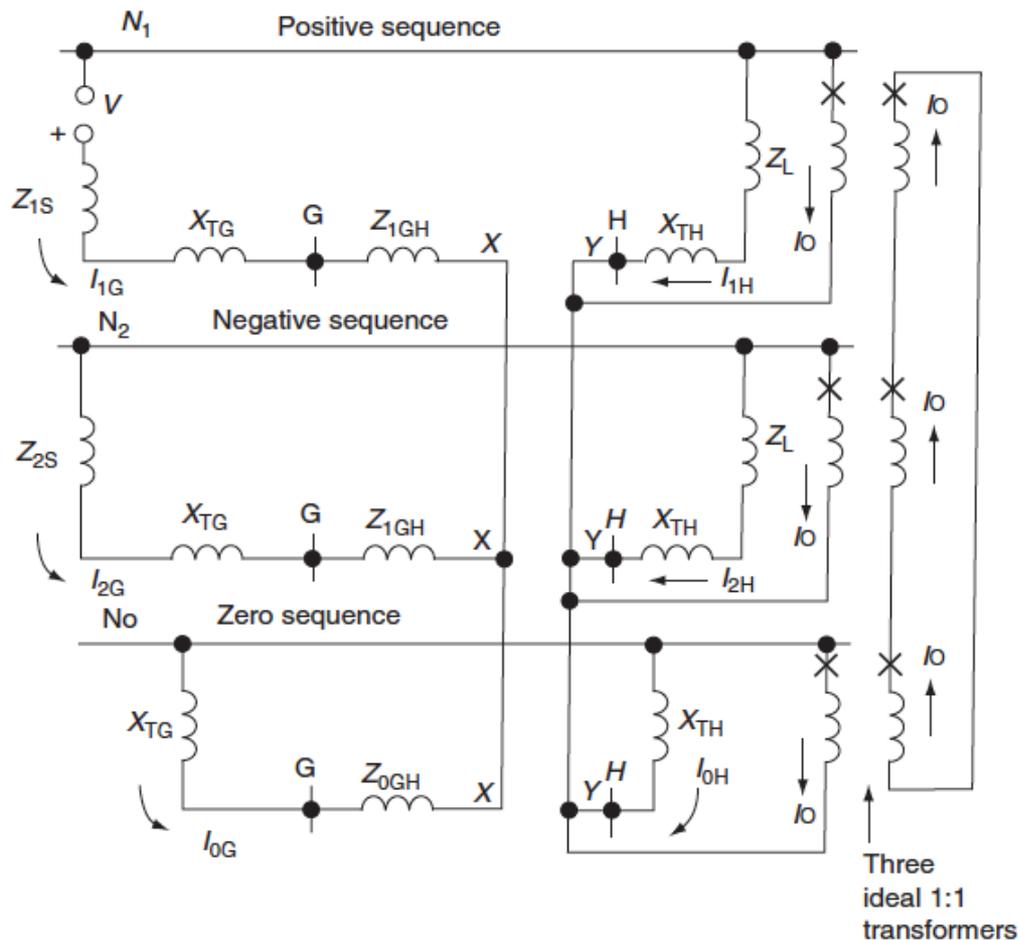
Fallas simultáneas: una fase abierta y falla monofásica. Ejemplo.

Este caso se puede dar cuando se abre una fase y uno de los extremos cae a tierra.



Componentes Simétricas

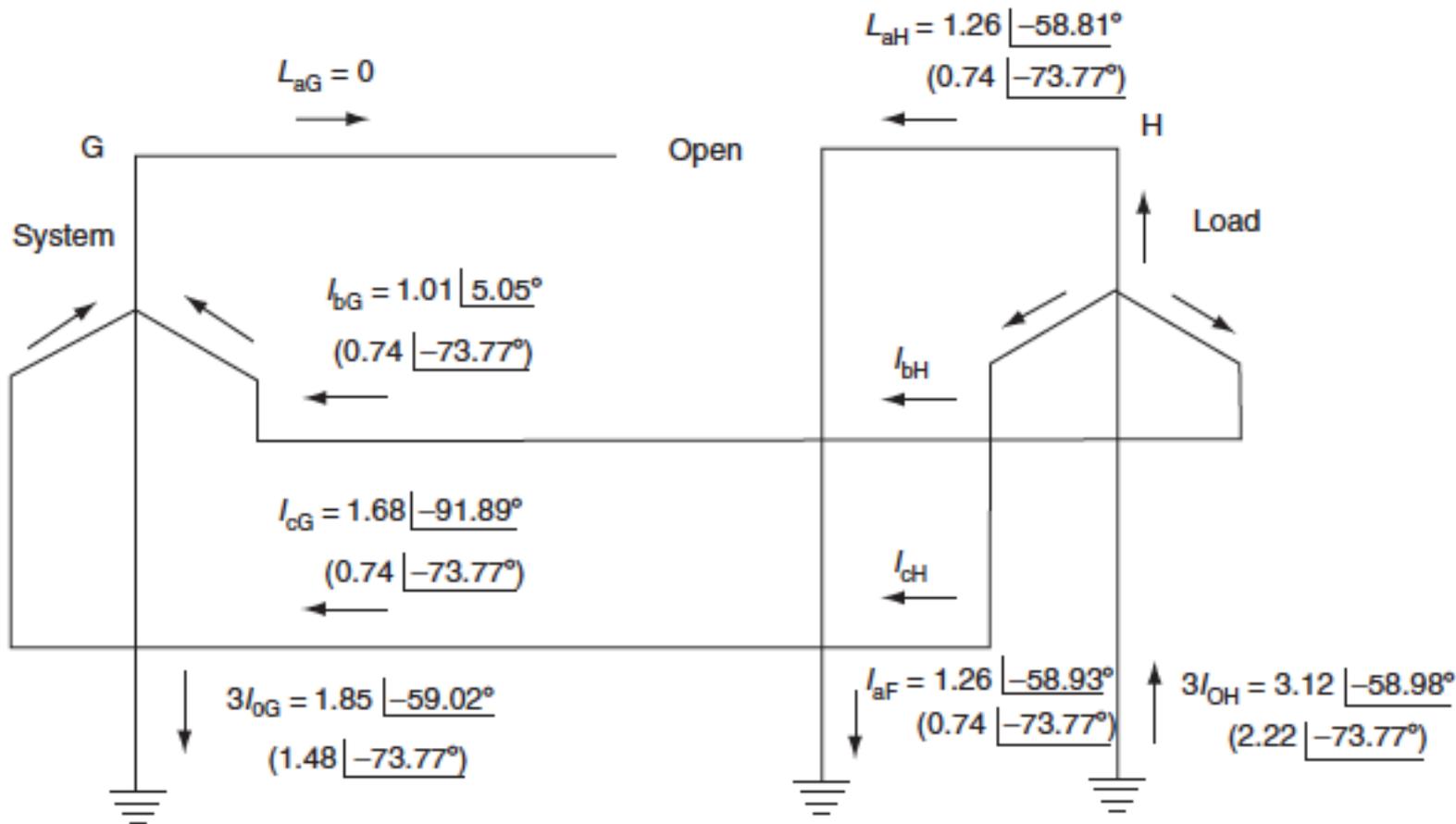
Fallas simultáneas: una fase abierta y falla monofásica. Ejemplo. Redes de secuencia



Para representar la falla serie, se conectan los puntos X de las tres redes y los puntos Y entre si. Para representar la falla monofásica se conectan 3 transformadores ideales de relación 1:1 para hacer el efecto de las redes de secuencia en serie como corresponde a falla monofásica, como se aprecia en el diagrama

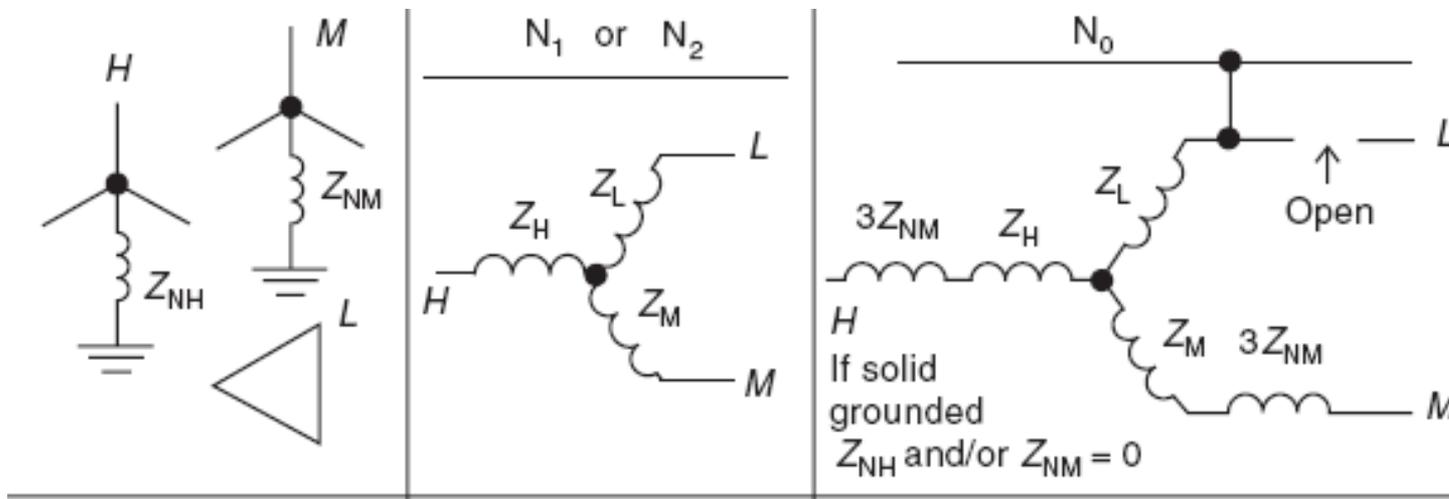
Componentes Simétricas

Fallas simultáneas: una fase abierta y falla monofásica. Ejemplo. Resultado



Componentes Simétricas

Impedancias de transformadores y autotransformadores de 3 arrollados para las redes de secuencia.



$$Z_H = \frac{1}{2}(Z_{HM} + Z_{HL} - Z_{ML}),$$

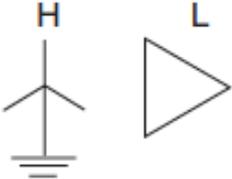
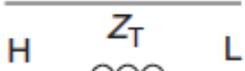
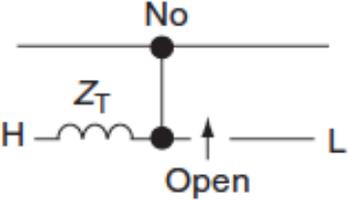
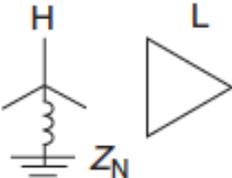
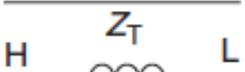
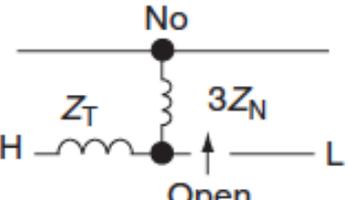
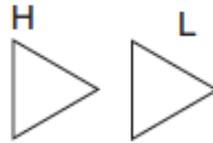
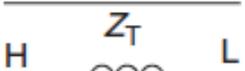
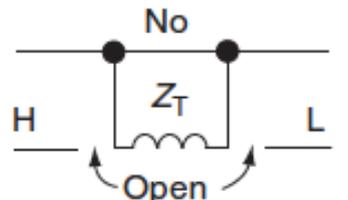
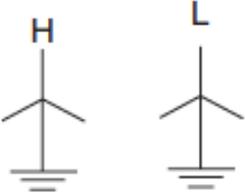
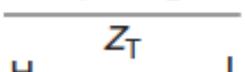
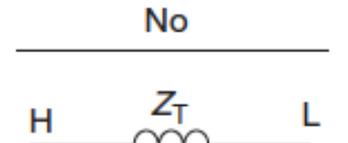
$$Z_M = \frac{1}{2}(Z_{HM} + Z_{ML} - Z_{HL}),$$

$$Z_L = \frac{1}{2}(Z_{HL} + Z_{ML} - Z_{HM}).$$

Z_{HM} = Z de dispersión entre alta y media tensión, suministrada por el fabricante. Igual para Z_{HL} y Z_{ML}

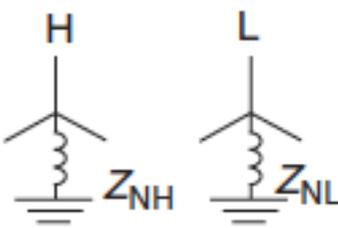
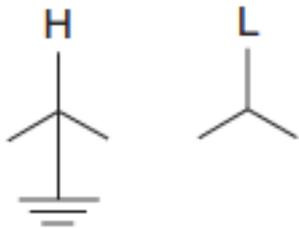
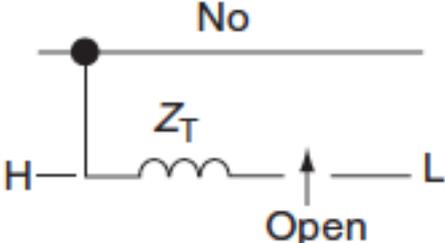
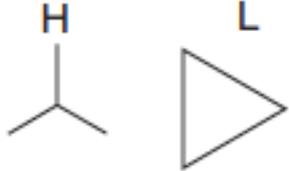
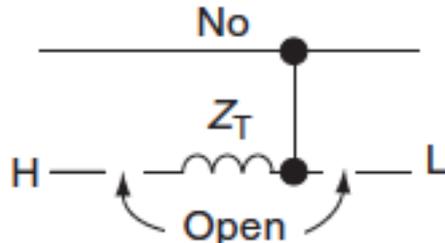
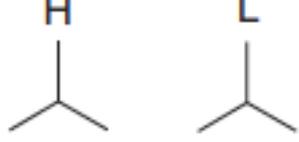
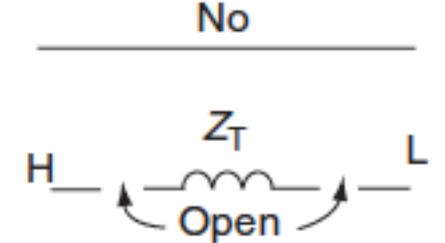
Componentes Simétricas

Conexiones de secuencia típica para bancos de transformadores de dos arrollados

	Transformer bank connection	Positive and negative sequence connections	Zero sequence connection
a		$N_1 \text{ or } N_2$ 	
b		$N_1 \text{ or } N_2$ 	
c		$N_1 \text{ or } N_2$ 	
d		$N_1 \text{ or } N_2$ 	

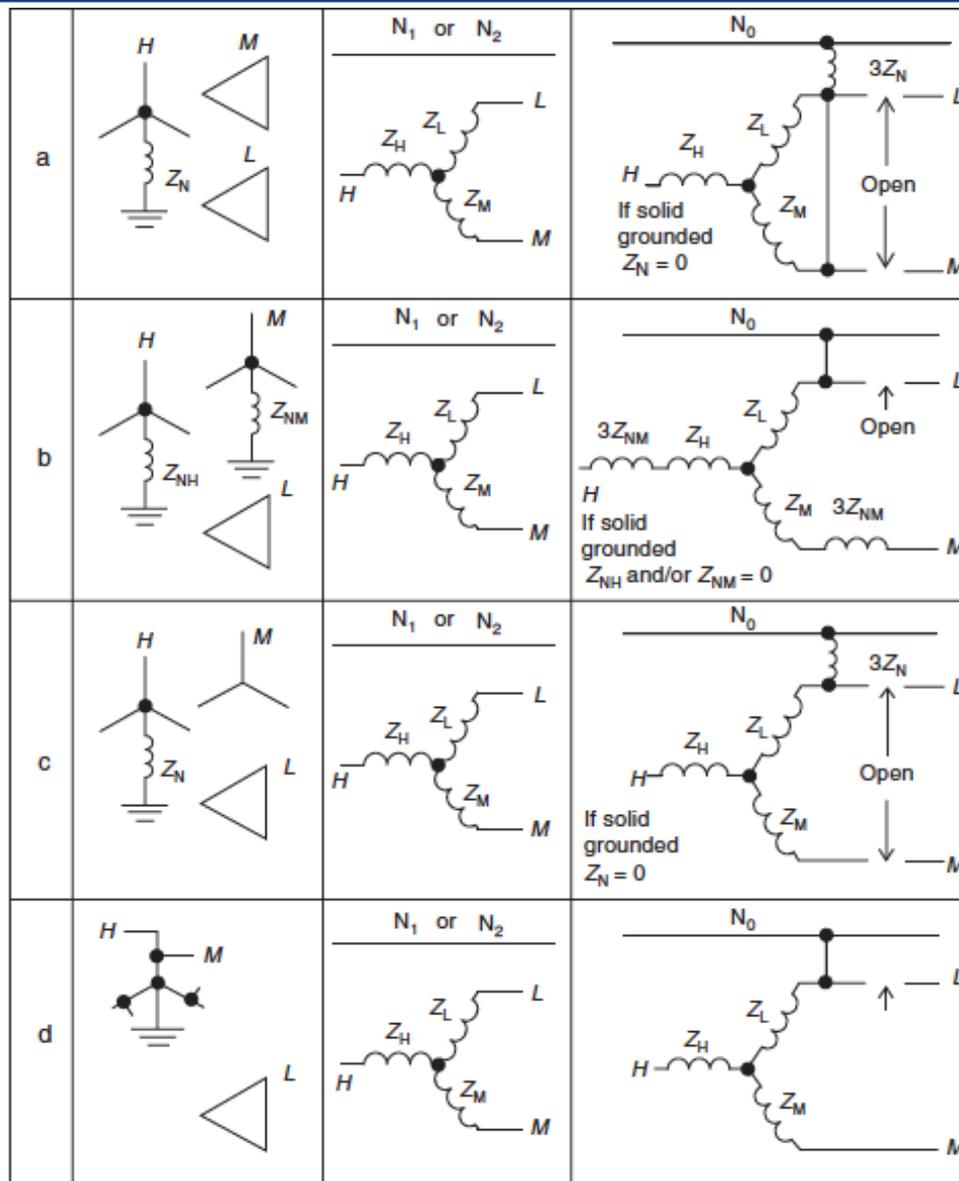
Componentes Simétricas

Conexiones de secuencia típica para bancos de transformadores de dos arrollados

e		$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	$\frac{\text{No}}{H \text{ --- } 3Z_{NH} \text{ --- } Z_T \text{ --- } 3Z_{NL} \text{ --- } L}$
f		$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	
g		$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	
h		$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	

Componentes Simétricas

Conexiones de secuencia típica para bancos de transformadores de tres arrollados y autotransformador



Ejercicio.

Dos máquinas sincrónicas están conectadas a través de transformadores a una línea de transmisión. El sistema está operando a voltage nominal sin corriente pre-falla cuando ocurre una falla sólida a tierra en la fase “a” en la barra 3 indicada en el diagrama. Determinar la corriente sub-transitoria a tierra en el punto de falla.

Datos de las máquinas G1 y M1: 100MVA , 20 KV
 $X''_d = X_1 = X_2 = 12\% \quad X_n = 4\%$

Datos de Trans T1 y T2 : 100MVA 20/400 KV $X = 7\%$

La reactancia de la línea en base a 100 MVA y 400 KV
 $X_1 = X_2 = 15\% \quad X_0 = 50\%$

Ejercicio.

En el ejercicio anterior, operando a voltaje nominal y sin corriente prefalla, ocurre una falla sólida fase-fase en la barra 3. Determinar las corrientes en la falla, los voltajes de línea en la barra fallada, y en el terminal de la maquina 2.

Asuma ambas máquinas con aterramiento sólido. Ubique las barras 1 y 2 a cada lado del T1, y las barras 3 y 4 a cada lado del T2. De modo que la barra 3 es el extremo receptor de la línea, correspondiente al lado de alta (primario) del T2

Transformadores de corriente y de tensión

Los transformadores de corriente (TC`s) son instrumentos transformadores que se utilizan para suministrar una cantidad reducida de corriente a los equipos de medición, relés de protección y otros dispositivos. Los TC`s proveen un aislamiento del nivel primario de alta tensión, permiten aterramiento a nivel de los circuitos secundarios para seguridad, y reducen la magnitud de la corriente a un valor que puede ser manejado por los instrumentos conectados como carga del TC. Comportamiento del TC.

Transformadores de corriente

En cuanto a la relación de transformación de un TC, ésta se expresa como la relación entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal. El valor típico de esta última es 5 amps, el cual corresponde al valor nominal standard de corriente de equipos de medición y de protección; aunque también es muy utilizado el valor de 1 amp. La mayoría de las nuevas protecciones se pueden programar para 1 o 5 amps.

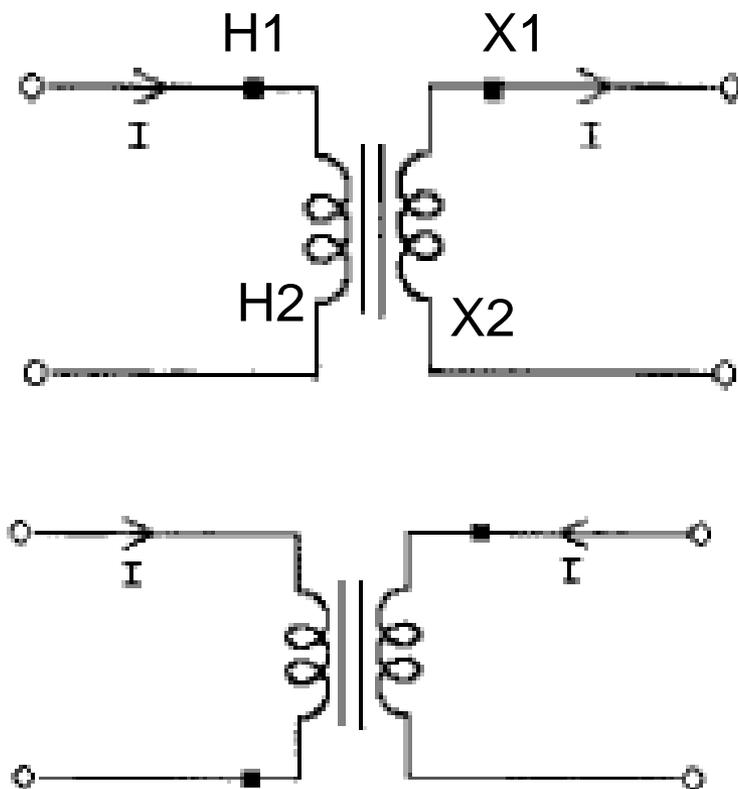
Por ejemplo, un TC con relación 1000:5, producirá 5 amps en el circuito secundario cuando por el primario circulan 1000 amps; y a medida que aumenta la corriente primaria aumentará linealmente la corriente secundaria. Sin embargo, cuando se exceden los valores nominales de corriente primaria, como es el caso durante cortocircuitos, la corriente secundaria no seguirá fielmente a la primaria, debido a la saturación magnética del TC.

La polaridad de un TC es un aspecto muy importante a tener en cuenta cuando se realiza el cableado secundario. La polaridad se refiere a la dirección instantánea de la corriente primaria respecto de la corriente secundaria, y está determinada por la conexión de los cables que salen de la caja terminal del TC. Todos los TC tienen una polaridad sustractiva, lo cual significa que el terminal H1 del primario y el cable secundario X1 estarán del mismo lado del TC.

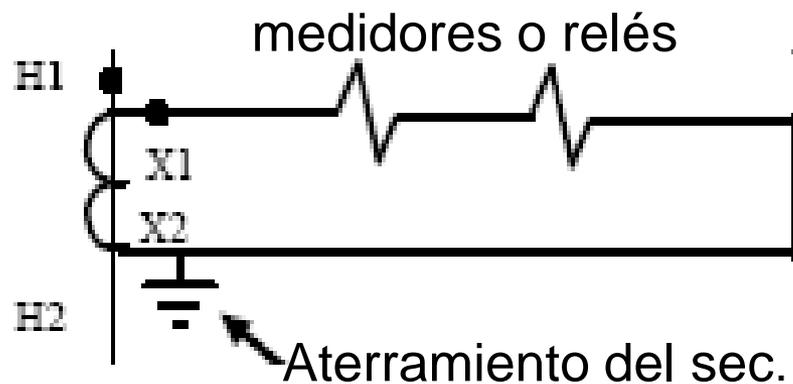
Cuando la corriente en el primario del TC fluye del punto de polaridad H1 al punto de no-polaridad H2; en el secundario, la corriente circulará necesariamente del punto de polaridad X1 hacia la carga del TC y retorna al punto de no-polaridad X2 del TC.

Para el semi ciclo negativo, ambas direcciones de circulación de corriente se invierten simultáneamente .

Convención de marcas de polaridad de TC`s

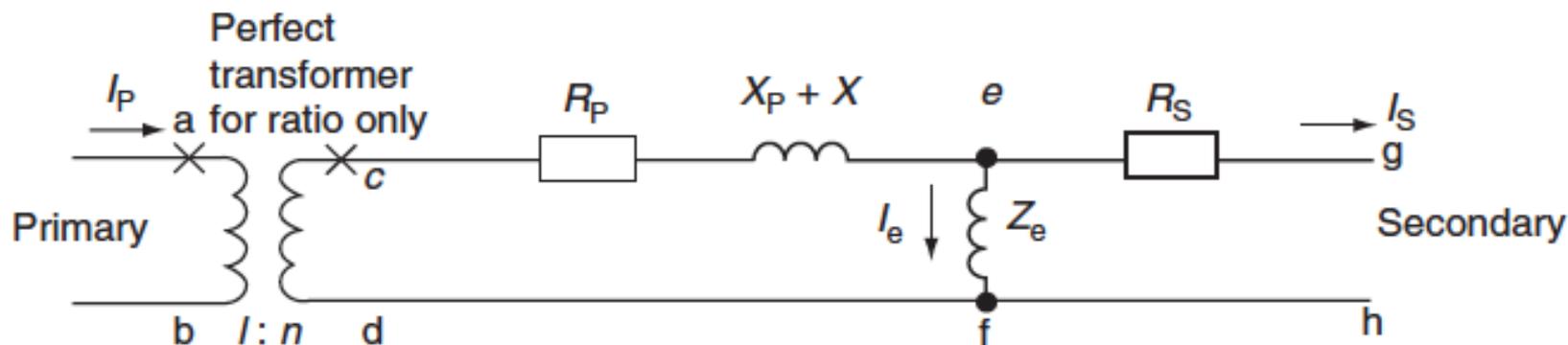
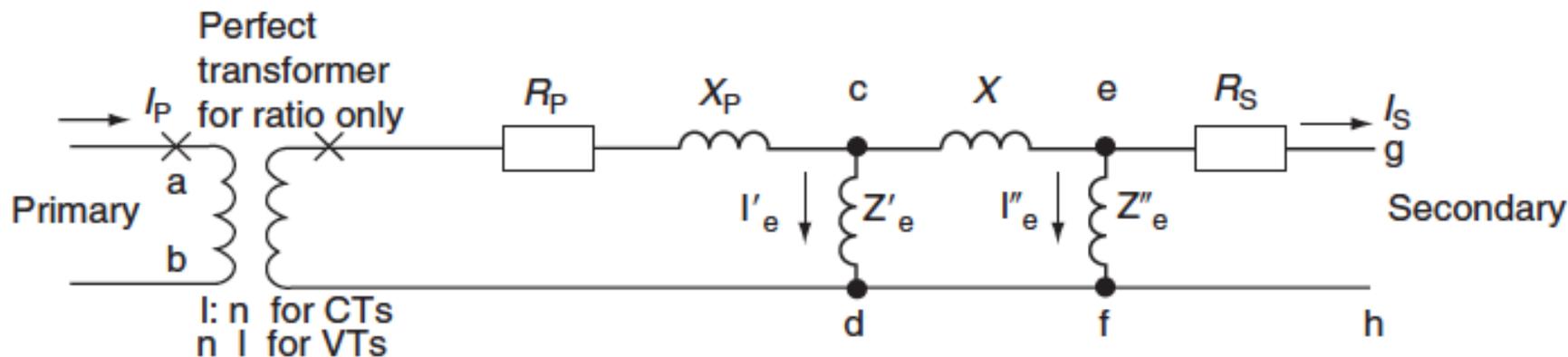


Si la corriente primaria entra por punto, la corriente secundaria sale por punto



Circuito equivalente del TC según la clase

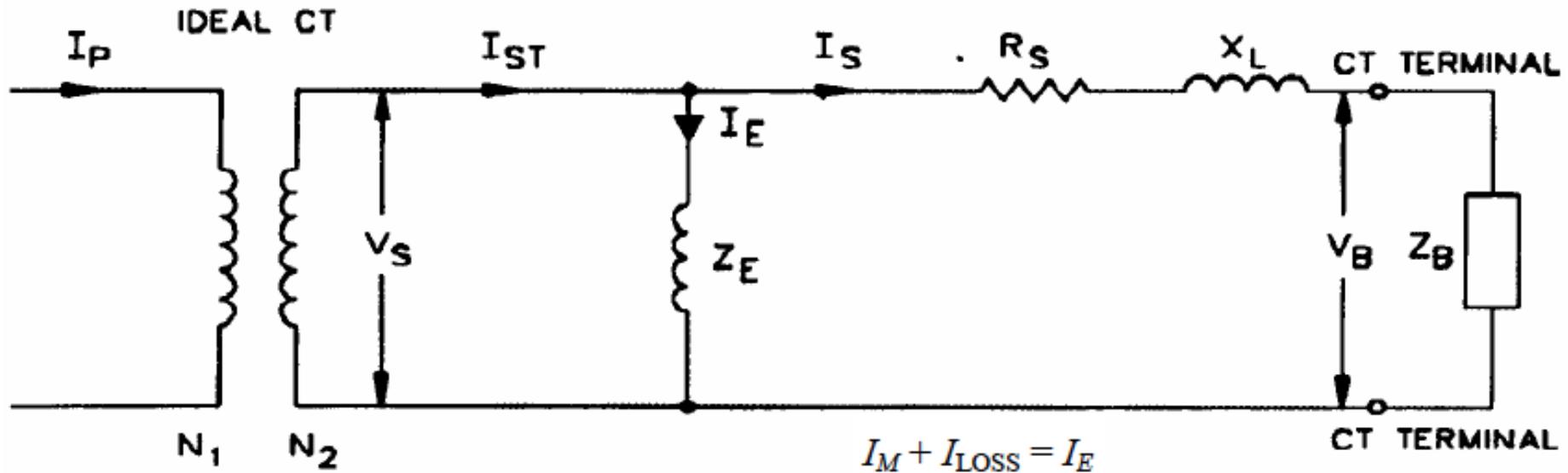
Clase T antes H (por alta dispersión)



Clase C antes L (por baja dispersión)

Transformadores de corriente

Circuito equivalente simplificado de un TC visto desde el lado secundario



La corriente de excitación está formada por la corriente de magnetización, necesaria para producir el flujo en el TC y la corriente de pérdidas por histéresis y corrientes de eddy

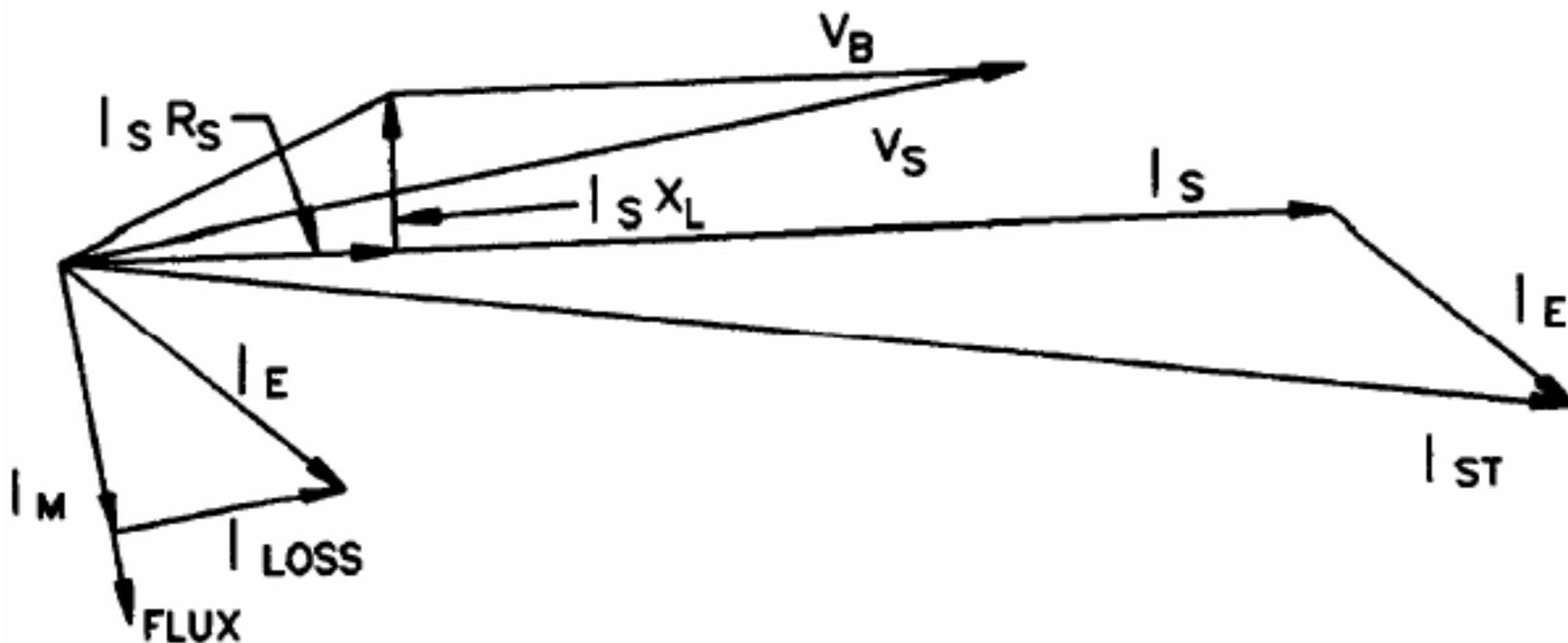
$$I_{ST} = I_S + I_E$$

$$Z_B = \frac{VA}{I^2} \Omega$$

$$I_P = \left(\frac{N_2}{N_1} \right) (I_S + I_E)$$

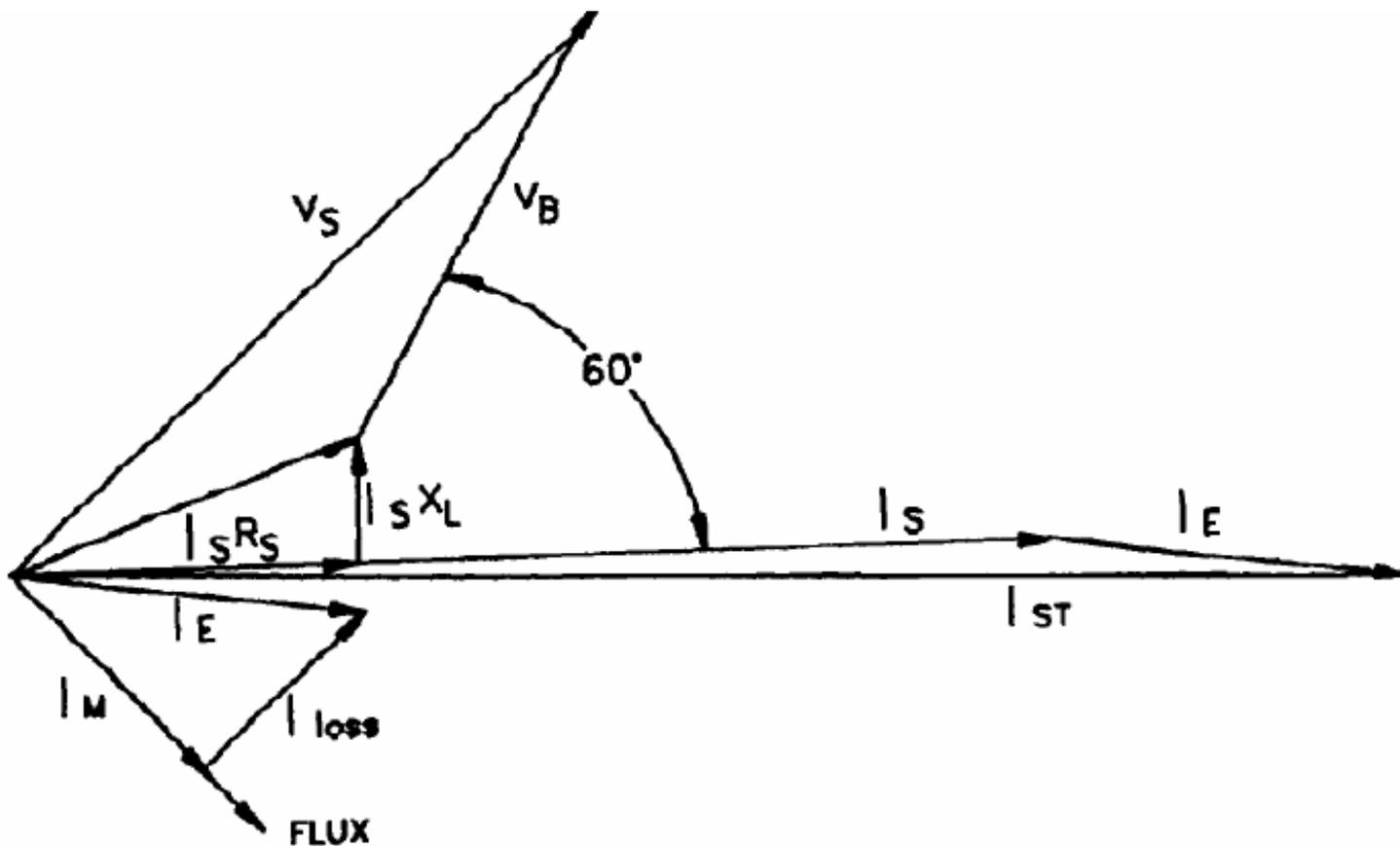
Transformadores de corriente

Diagrama fasorial de un TC con burden a factor de potencia unitario



Transformadores de corriente

Diagrama fasorial de un TC con burden a factor de potencia de 0,5

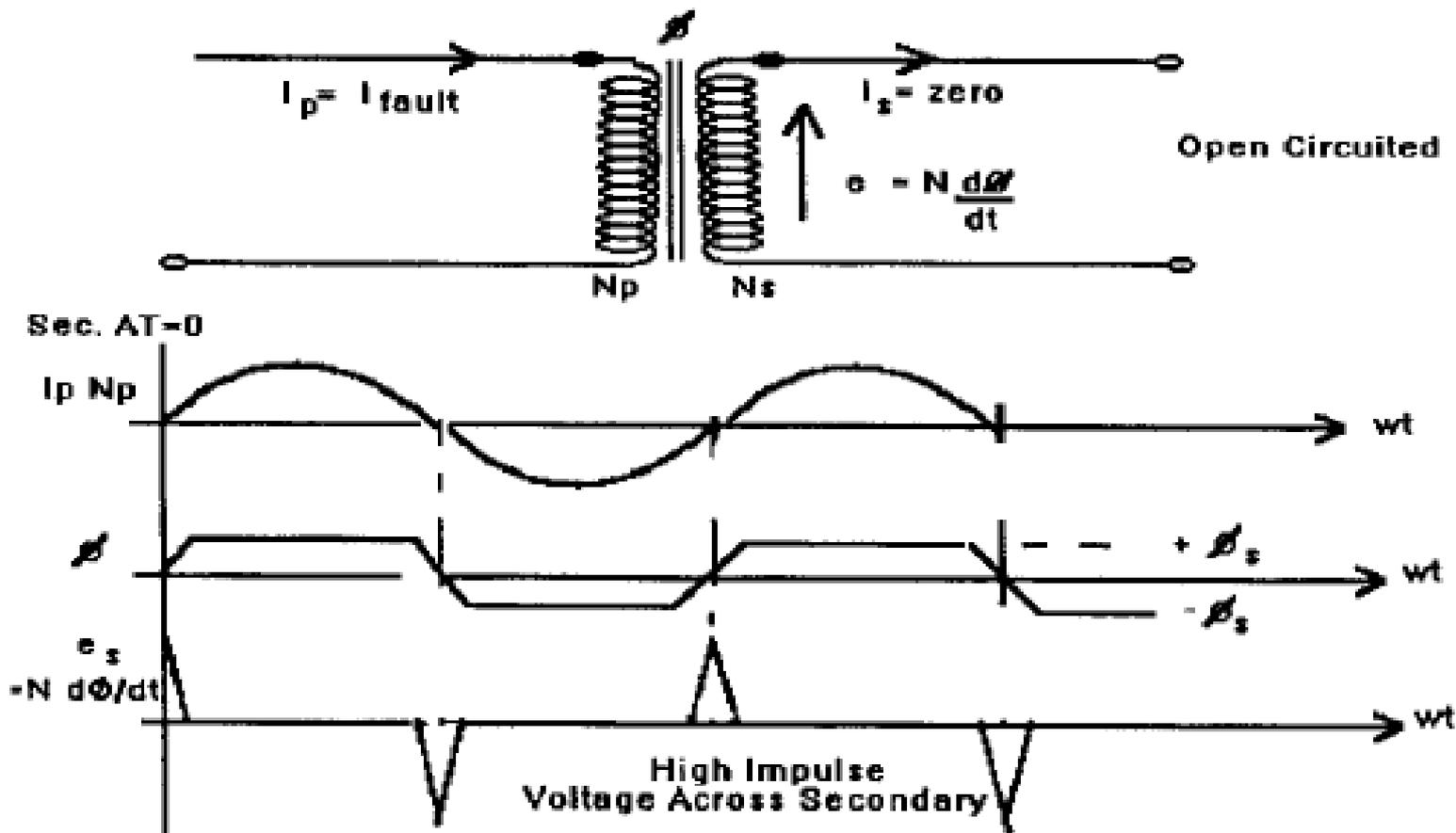


Luego, para un TC ideal: $I_s = I_p / N$

Para un TC real: $I_s = I_p / N - I_E$

El TC real no reproduce exactamente la corriente de falla en amplitud y fase, debido a su corriente de magnetización; y ésta es la principal fuente de errores, sea un TC de medición o un TC de protección

Circuito secundario abierto



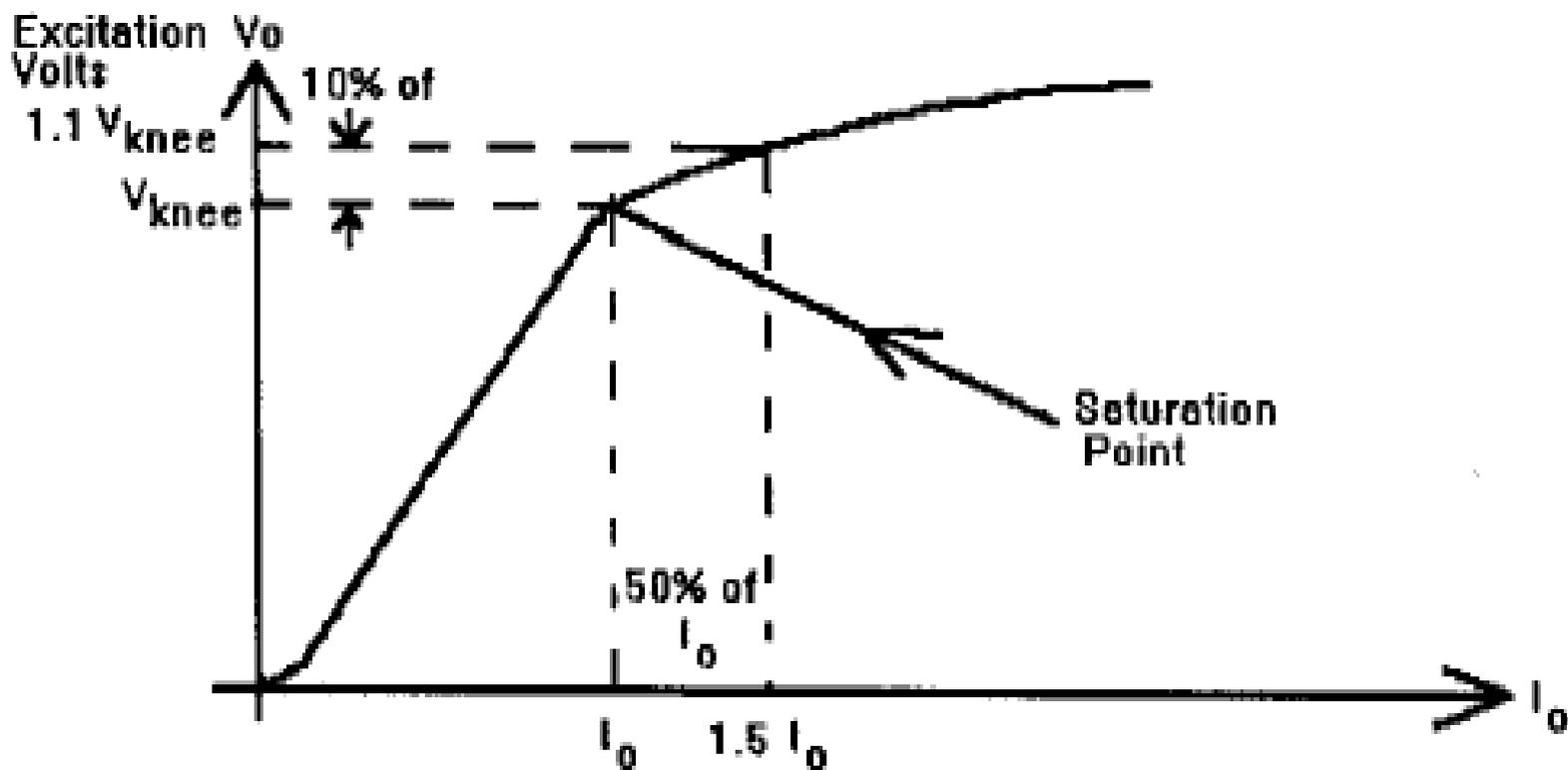
Circuito secundario abierto

Como se observa en el gráfico anterior, un circuito secundario abierto puede dar origen a sobre tensiones peligrosas en el secundario, por lo tanto siempre debe haber una carga conectada cerrando el arrollado secundario; si esto no es posible, dicho arrollado debe ser cortocircuitado.

Característica de magnetización de un TC, vista desde el secundario

Cuando el voltaje secundario que aparece en los terminales de la carga o burden del TC es bajo, la corriente de excitación también es baja, no hay apreciable distorsión de la corriente secundaria. Cuando dicho voltaje aumenta, bien sea porque aumenta la corriente (caso de falla) o porque aumenta la carga, el flujo en el TC aumenta. De continuar este incremento se llega al “Knee point” (punto de codo) e inmediatamente se entra a la región de saturación magnética del núcleo del TC, donde con un pequeño incremento del voltaje, la corriente aumenta en forma desproporcionada. En esta región los errores de relación de transformación están fuera de límites y habrá gran distorsión de la corriente secundaria.

Característica de magnetización de un TC, vista desde el secundario



Clases de precisión del TC

La corriente de saturación se puede definir, en términos de la precisión del TC, como la corriente secundaria, que alimenta una determinada carga, por encima de la cual se exceden los valores máximos permisibles de errores de relación y de fase. Como se observa en la curva el Knee point es el punto donde un incremento del voltaje de 10% produce un incremento de la corriente del 50%

Clases de precisión de TC. Práctica americana

Según las normas ANSI, el error de relación se denomina factor de corrección de relación (FCR), definido como:

$$\% \text{ error} = \frac{NI_s - I_p}{I_p} \times 100$$

Donde

N: relación nominal del TC

I_p: corriente primaria

I_s: corriente secundaria

Clase C (antes L)

Clase T (antes H)

Ejemplo: 10 C 800

Clases de precisión del TC.

La precisión del TC es garantizada por el fabricante hasta un máximo de carga conectada al secundario, denominada el “burden” nominal; para una carga mayor a dicho valor el comportamiento del TC se degrada. El burden se expresa normalmente en ohms o voltios. La clase del TC comprende una combinación de letras y números e indica la habilidad del equipo de realizar su tarea con precisión

Clases de precisión del TC.

El primer número de la clase se refiere a la exactitud de la relación de transformación expresada en porcentaje.

La segunda parte de la clase es una letra, la cual designa la aplicación del TC (medición o protección); B para medición y C, T, H o L para protecciones. Un TC puede tener una aplicación dual y ser utilizado tanto para medición como para protección

Clases de precisión del TC.

La tercera parte de la clase indica el burden permitido. Si dicho valor es excedido, el porcentaje de error expresado en la primera parte de la clase del TC no está garantizado, es decir, no se garantiza la precisión del TC.

El TC para protecciones no es tan preciso como el de mediciones, pero está diseñado para operar en un amplio rango de corriente.

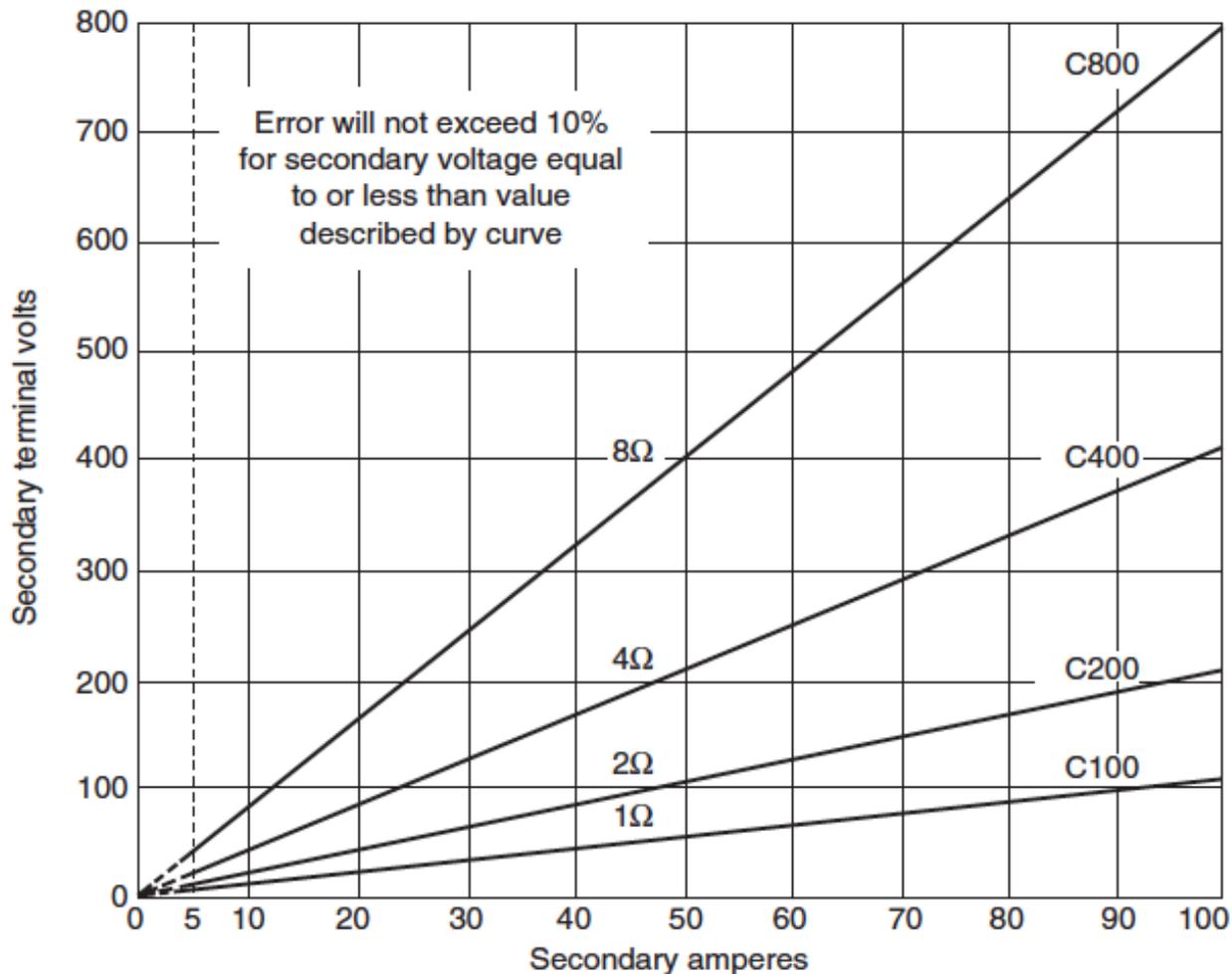
Clases de precisión del TC. Ejemplo

Un TC C100, significa que el error de 10% se garantiza hasta un voltaje secundario terminal de 100 V, entregado por el TC a un burden estandar a 20 veces la corriente nominal. Asumiendo la corriente nominal igual a 5 A, el burden sería de 1 ohm: $20 \times 5 \times 1 = 100$.

La indicación C significa que el flujo de dispersión es despreciable y se pueden utilizar las curvas de excitación directamente para determinar el comportamiento del TC. El error de relación de transformación es calculado.

Una variante a la indicación C es la K, y estas dos son las mas utilizadas para protecciones

Varias curvas para clase C



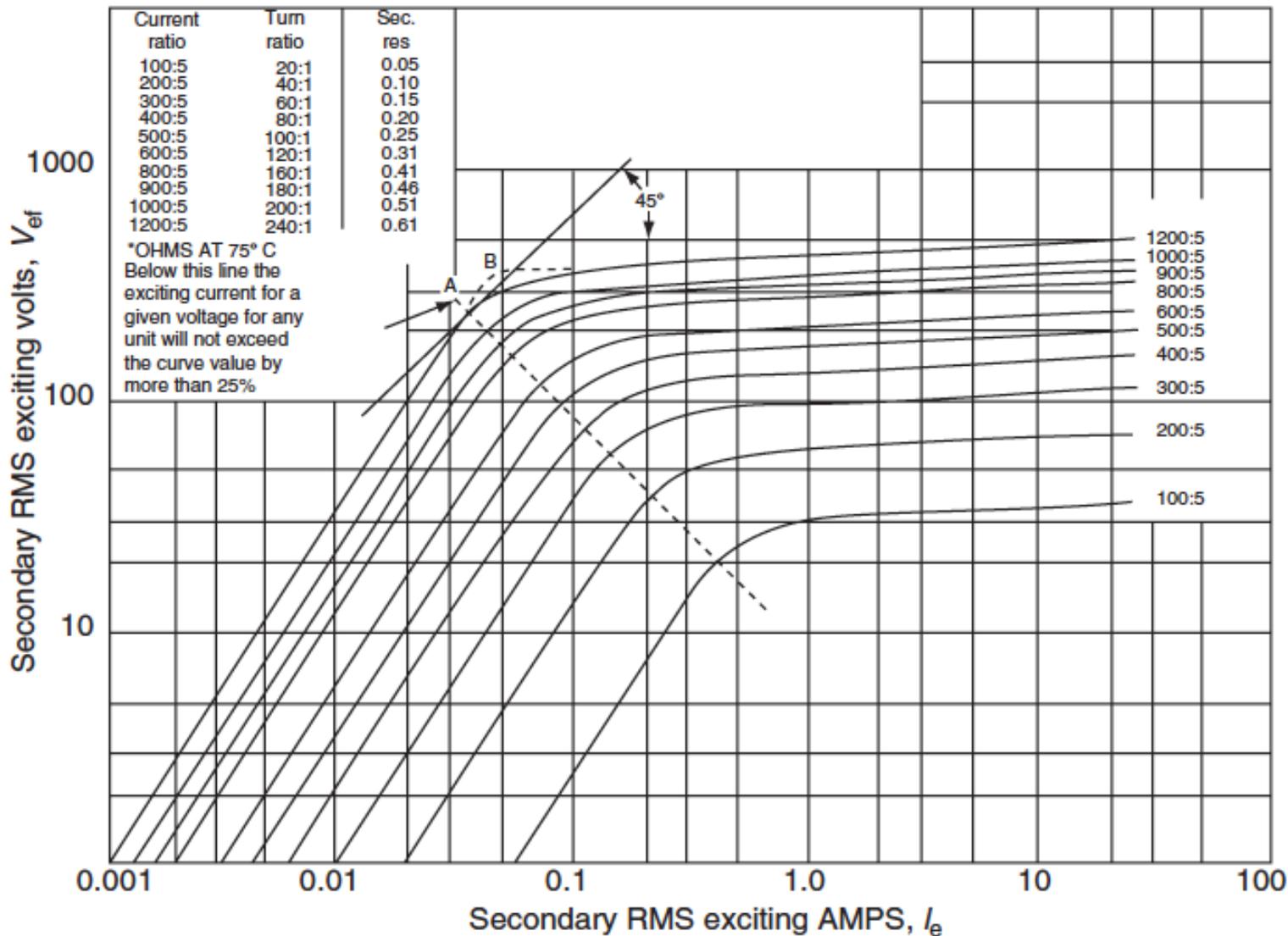
Curvas para clase C

En la curva C800, con una corriente nominal de 5 A, se puede conectar un burden hasta de 8 ohms para obtener del transformador 800 V sin que se exceda el error del 10% : $20 \times 5 \times 8 = 800$

Si la corriente es menor a 20 veces la nominal, se puede incrementar el burden en la misma proporción. A la inversa no aplica. Así si la corriente es 10 veces la nominal, se podría tener un burden de hasta 16 ohms sin exceder el error de 10%

A continuación se muestran curvas de excitación típicas para un TC de múltiples relaciones clase C

Transformadores de corriente



Las curvas normalmente son entregadas por el fabricante junto a la clase de precisión, resistencia del devanado secundario, etc .

Es de hacer notar que las normas ANSI no especifican cuál es el error de relación de transformación actual, sólo que el mismo no debe exceder 10%

Clases de precisión del TC según Normas IEC

La IEC especifica la precisión del TC como:

15 VA clase 10P20 por ejemplo, para protección, precisión limitada, VA continuo.

Siendo de 5 A nominal, $15 \text{ VA} / 5 \text{ A} = 3 \text{ V}$, luego el error no será mayor del 10% hasta el voltaje $= 20 \times 3 = 60 \text{ V}$

El burden permitido sería $3 \text{ V} / 5 \text{ A} = 0,6 \text{ ohms}$

Clases de precisión del TC según Normas IEC

Ejemplo:

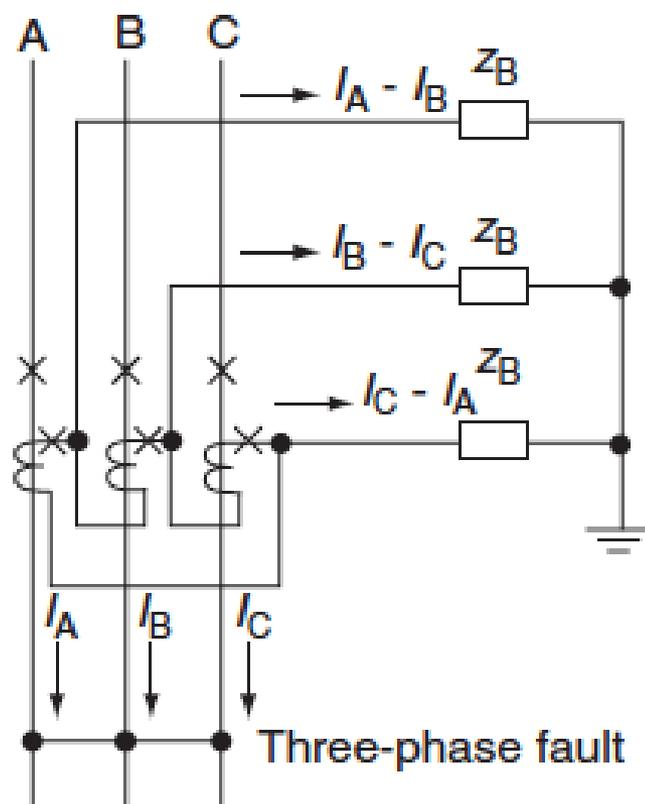
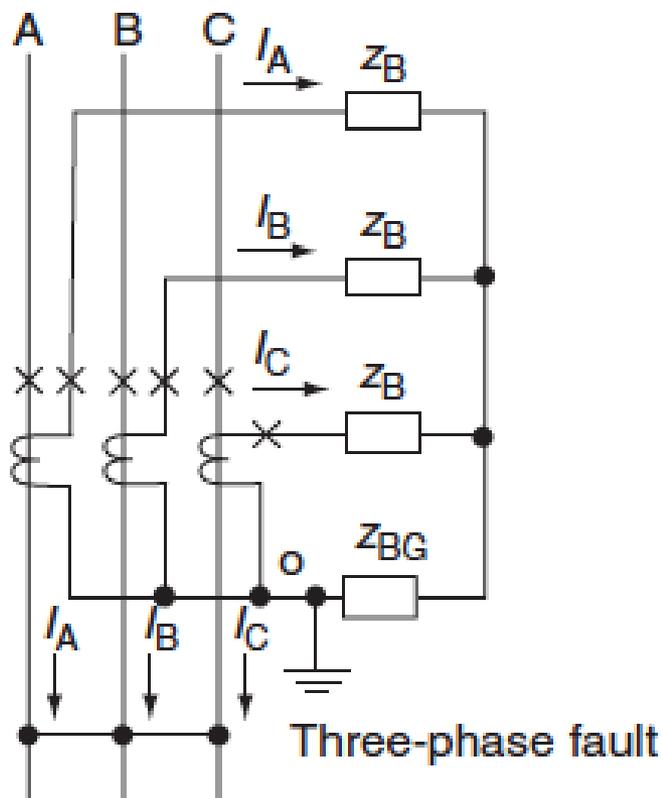
Para un TC de 30 VA nominal, clase 10P30 para protección, precisión limitada, VA continuo.

Siendo de 5 A nominal, $30 \text{ VA} / 5 \text{ A} = 6 \text{ V}$, luego el error no será mayor del 10% hasta el voltaje $= 30 \times 6 = 180 \text{ V}$

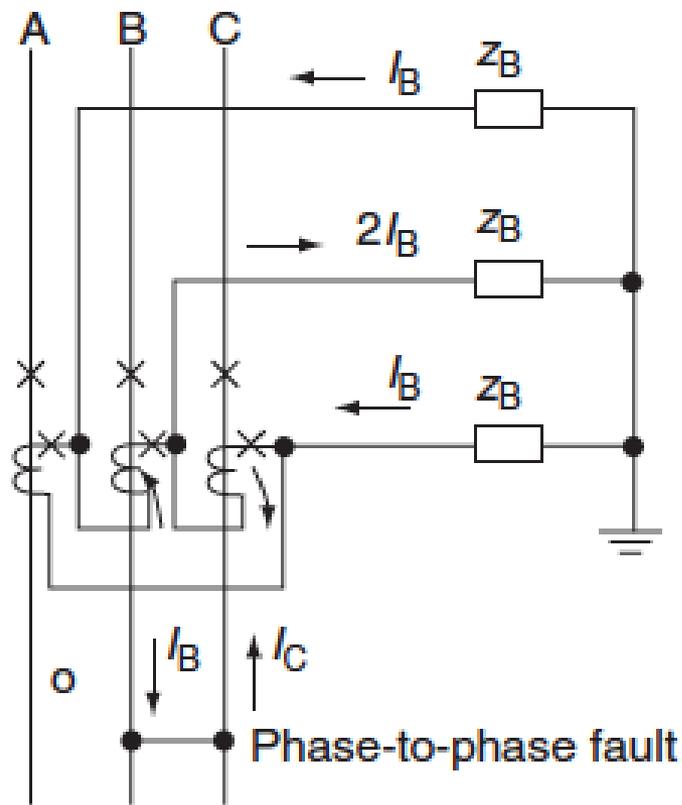
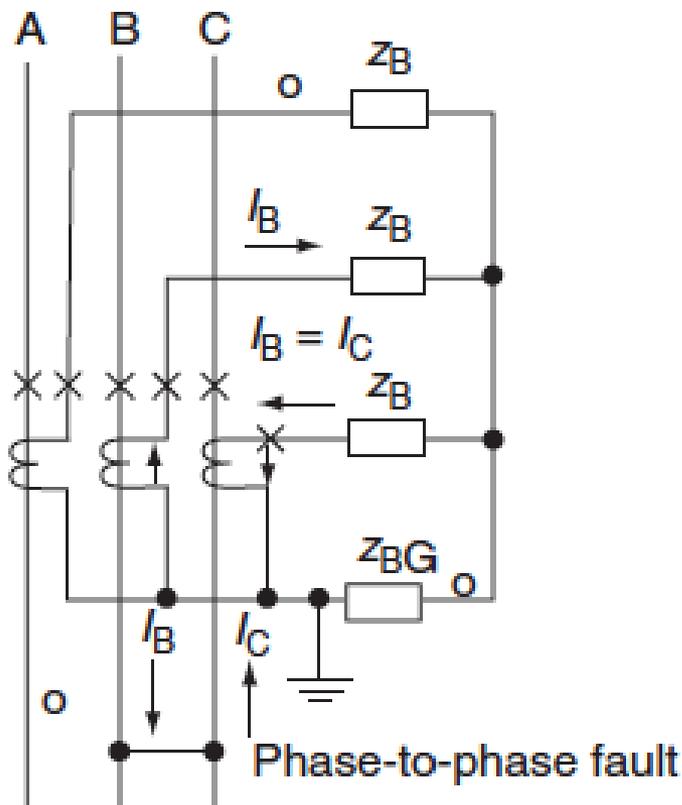
El burden permitido sería $6 \text{ V} / 5 \text{ A} = 1,2 \text{ ohms}$

El burden también se puede calcular como $30 \text{ VA} / 5 \times 5 = 1,2 \text{ ohms}$. Este TC es Equivalente a un ANSI/IEEE C180

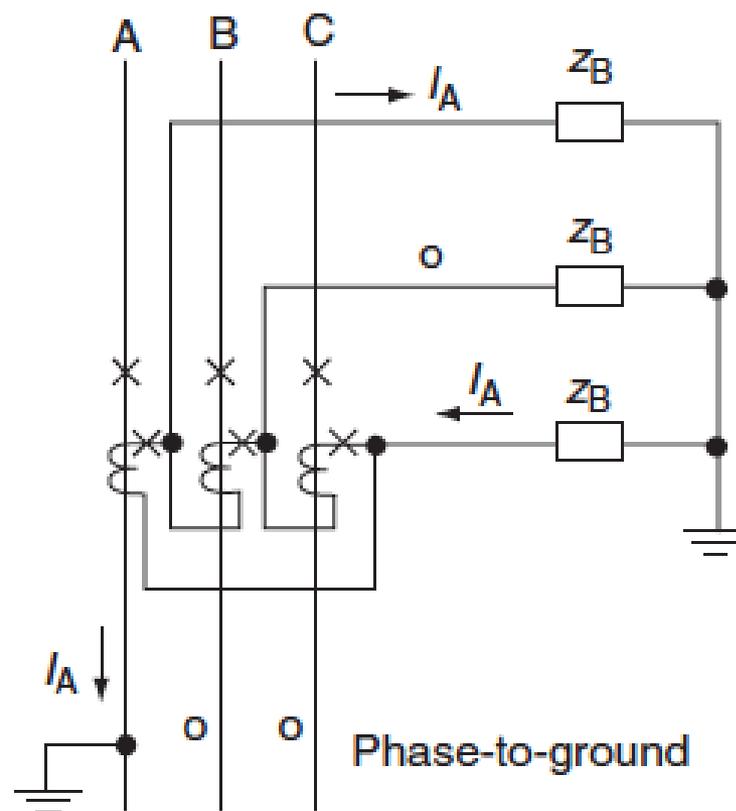
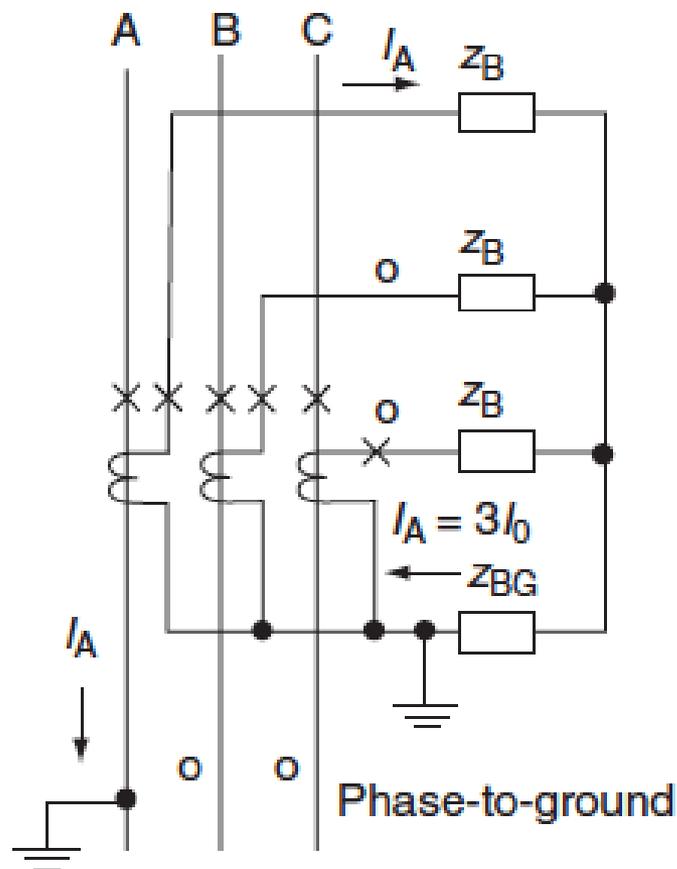
Burden en el secundario de un TC durante fallas



Burden en el secundario de un TC durante fallas



Burden en el secundario de un TC durante fallas



Ejercicio

Considere un circuito a proteger con relés de sobrecorriente, con las siguientes características:

Corriente de carga máxima: $I_{mc} = 90 \text{ A}$

Corriente máxima de falla: $I_{maxf} = 2500 \text{ A}$

Corriente mínima de falla: $I_{minf} = 350 \text{ A}$

Burden del relè a 5 A = 2.64 VA

Burden del relé a 100 A = 580 VA

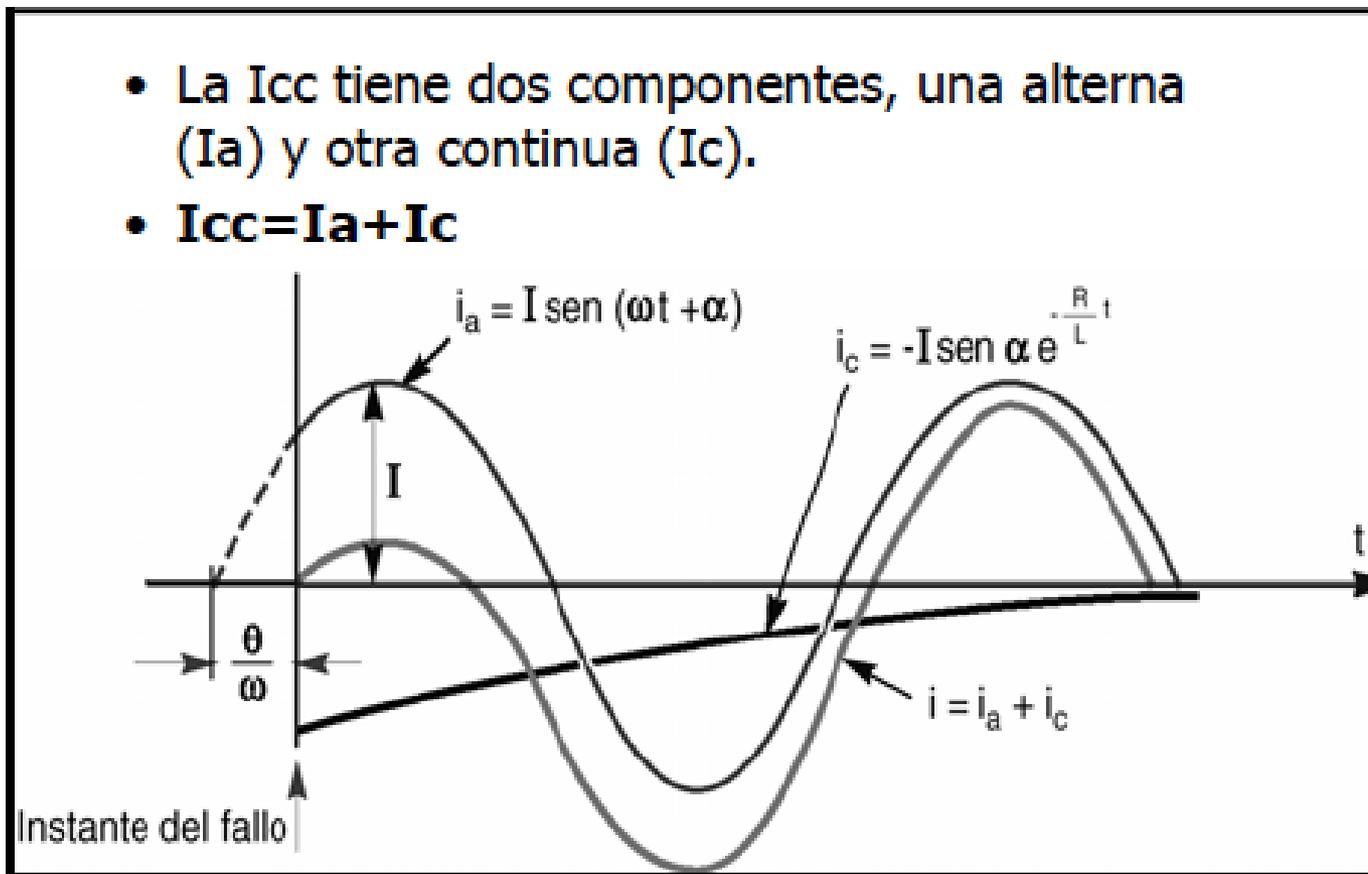
Resistencia de cableado = 0.4 Ω

Seleccionar la relación de transformación del TC.

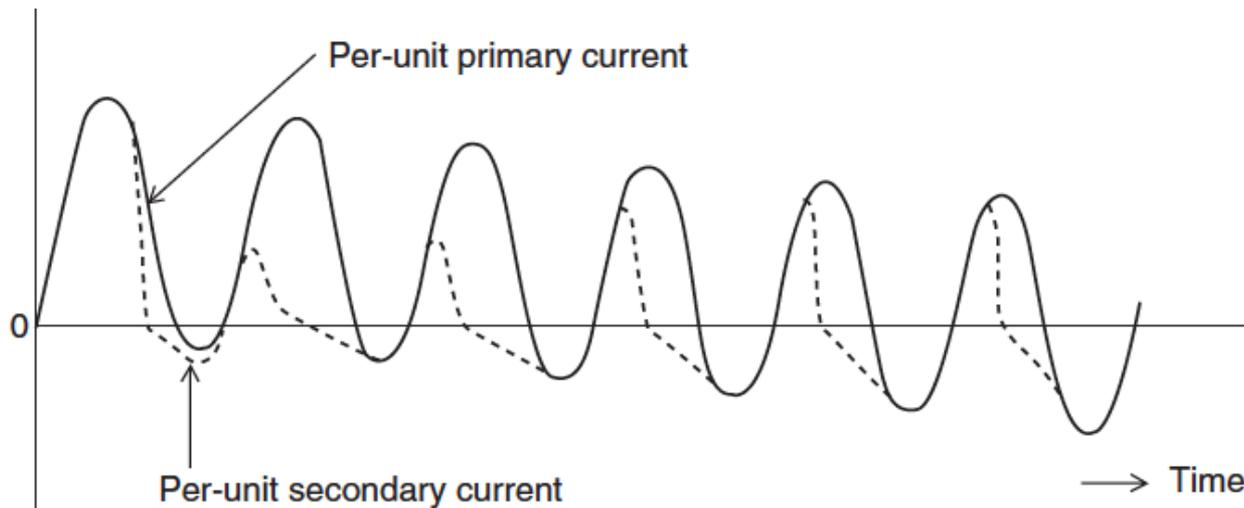
Seleccionar el ajuste o tap para un relé de fase.

Determinar el burden total conectado al secundario.

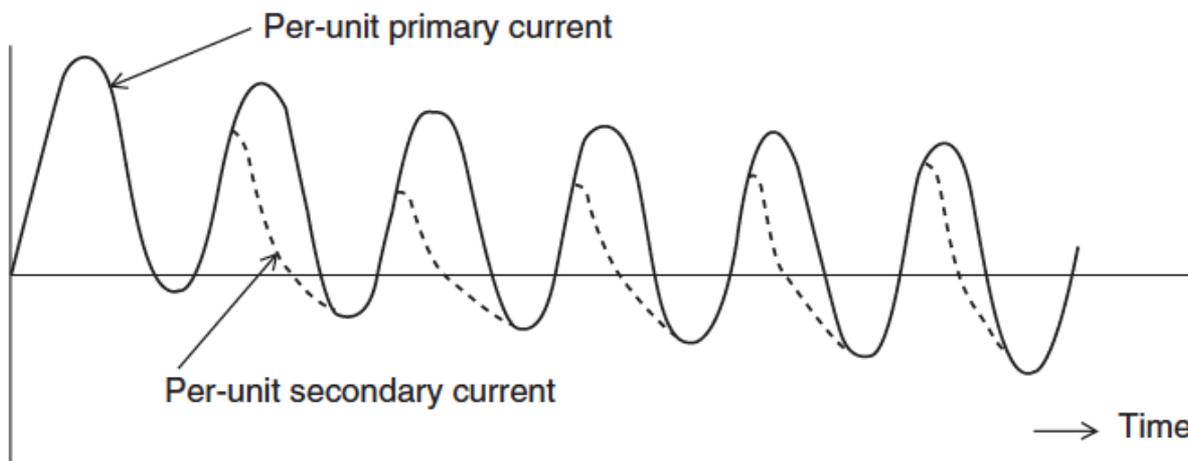
Efecto de la componente DC en el rendimiento del TC



Efecto de la componente DC en el rendimiento del TC



Carga
resistiva
alta



Carga
resistiva
baja

Transformadores de tensión

El propósito de los transformadores de tensión (TT`s) es aislar físicamente los equipos de protecciones y mediciones de la alta tensión y reducir el voltaje a 110 voltios fase a fase .
En estado permanente, se define el % de error de relación como:

$$\frac{NV_{sec} - V_{pri}}{V_{pri}} \times 100$$

Donde:

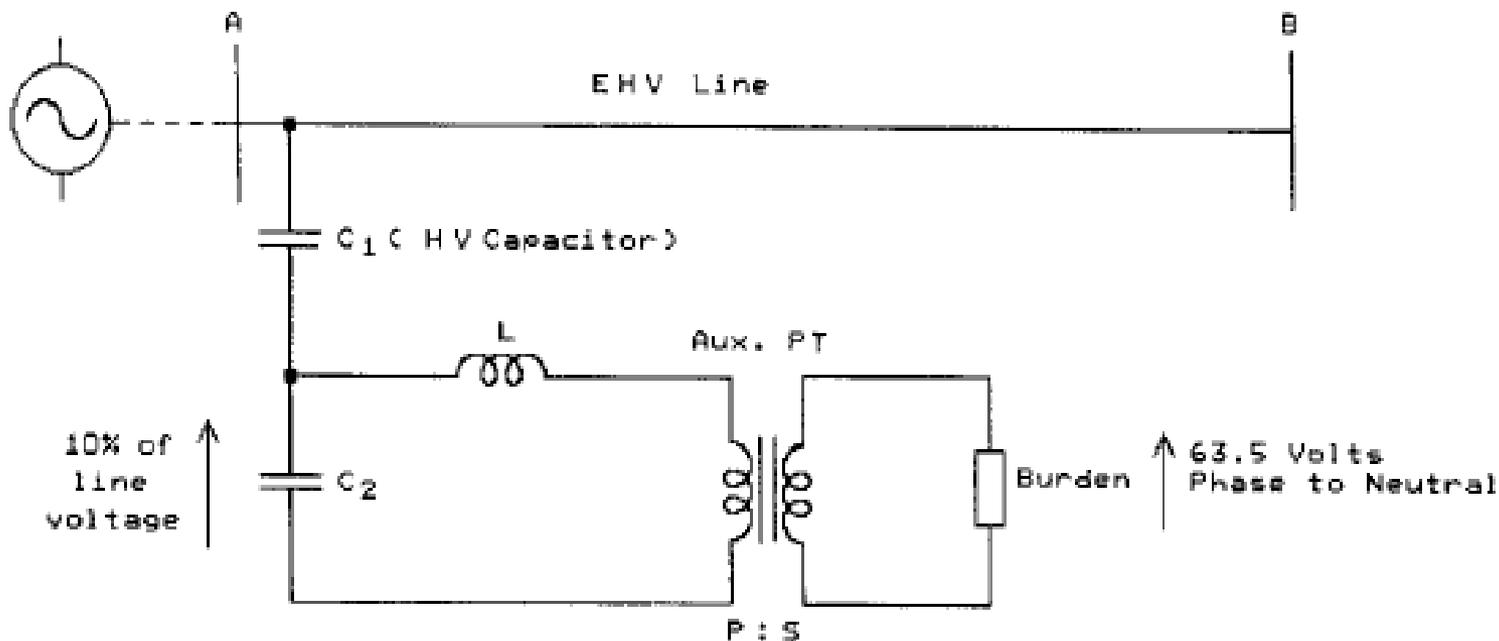
N: relación nominal del T T

Vpri: voltaje primario

Vsec: voltaje secundario

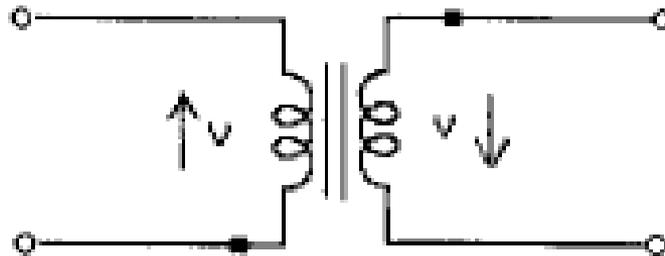
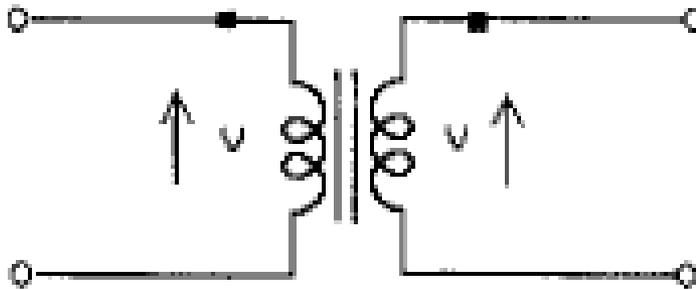
Existen dos tipos de transformadores de tensión: el magnético y el capacitivo. El primero se usa hasta tensiones de 132 Kv, sin embargo se ha aplicado en niveles de 765 Kv para reducir la carga atrapada en las líneas de transmisión, cuando el sistema aún no está a plena carga. El capacitivo se utiliza en niveles superiores a 132 Kv.

la construcción standard de un TT capacitivo es como se muestra:

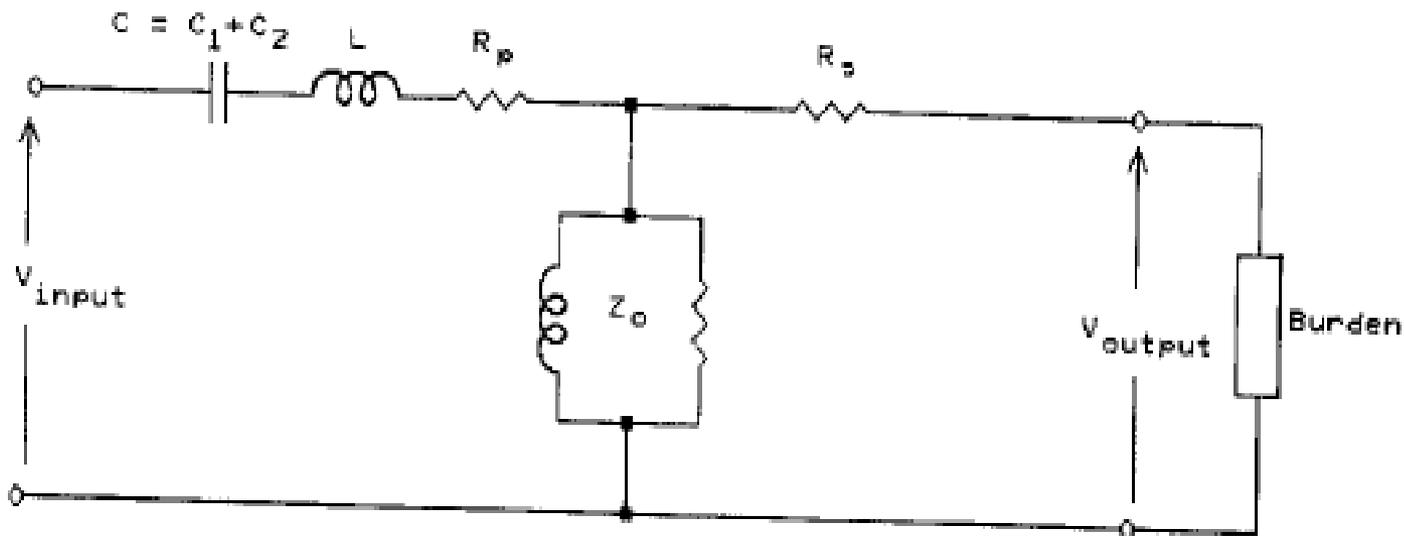


C_1 y C_2 son capacitores
divisores de tensión

Marcas de polaridad de TT`s



Circuito equivalente de un transformador de tensión



Diseño de protecciones. Tipos de relés

En esta sección estaremos revisando los diferentes tipos o diseños de relés de protección utilizados en la industria eléctrica. El diseño de un relé de protección contempla fundamentalmente el principio o técnica empleada para detectar la falla en el sistema protegido, así como la tecnología empleada. Otros aspectos del diseño de un sistema de protecciones incluyen el tratamiento de los distintos problemas particulares que se presenta en cada área de aplicación del sistema de potencia. La solución de protecciones a estos problemas pertinentes a cada área serán tratados en las respectivas secciones de protecciones de transmisión, generación y distribución.

Protección diferencial

Entre los principios de diseño de relés el que se ha considerado como de mejor técnica para detectar fallas, a través de los años, es el principio diferencial, de donde surge la protección diferencial. En este diseño se comparan las corrientes secundarias de entrada y salida del equipo o zona protegido para determinar la existencia de una falla interna en dicho elemento, en cuyo caso se toma la decisión de desconectarlo del sistema de potencia.

En el evento de una diferencia considerable entre estas cantidades, se asume que existe una falla interna

La comparación se puede efectuar tanto en magnitud como en fase de las cantidades involucradas

Protección diferencial

Por lo general, para una falla interna, la corriente diferencial tiene la magnitud suficiente para hacer operar el relé.

La zona de protección de un esquema diferencial está perfectamente delimitada por la localización de los transformadores de corriente a la entrada y salida del elemento o zona protegida, por tal motivo, esta protección no puede proveer respaldo a ningún otro esquema de protección.

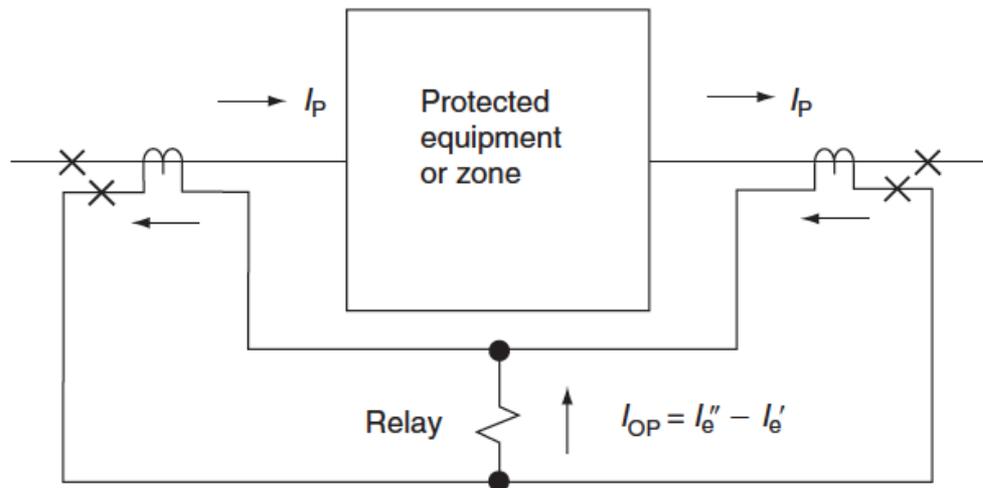
La protección diferencial es ampliamente utilizada en generadores, transformadores, barras, reactores, líneas, y combinaciones de éstos, tales como la unidad generador transformador elevador de una central de generación

Protección diferencial

En la siguiente lámina se ilustra el principio de la protección diferencial, por simplicidad se asumen dos circuitos conectados al equipo protegido, pero pueden ser múltiples circuitos, el principio de detección de falla es el mismo, la idea es sumar los circuitos de entrada y compararlos con la suma de los circuitos de salida del equipo protegido. En condiciones normales o de fallas externas, la diferencia de corrientes debería ser cero, pero por algunas razones que veremos mas adelante, no lo es; aún así dicha corriente diferencial no debe causar operación de la protección.

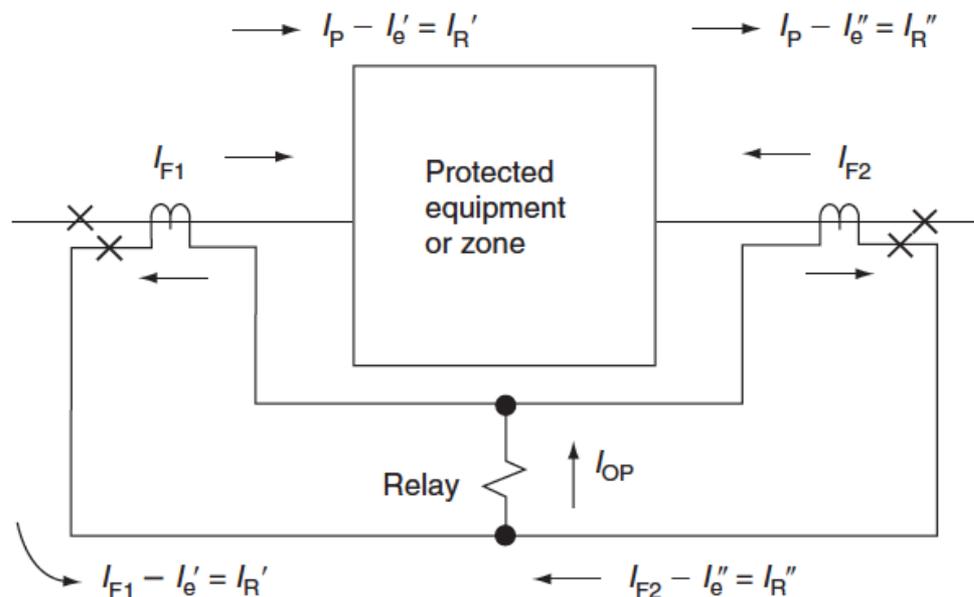
Condición normal

$$I_{OP} = I_e'' - I_e'$$



Condición de falla interna

$$I_{OP} = I_{F1} + I_{F2} - (I_e' + I_e'')$$

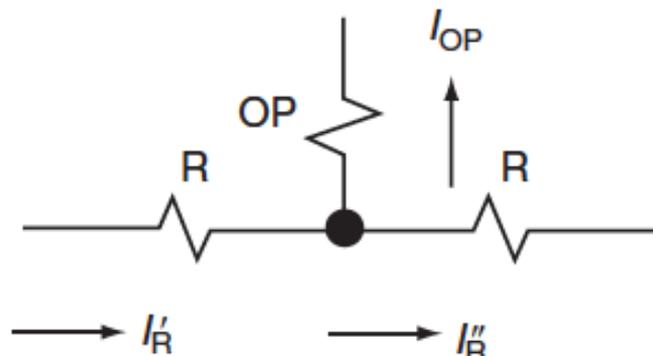


Protección diferencial

Para condiciones normales y corrientes de falla externa, como se indica en el diagrama superior de la lámina anterior, la corriente por el circuito de operación del relé es igual a la diferencia de las corrientes de magnetización de los transformadores de corriente asociados a los circuitos conectados al equipo protegido. Si son múltiples circuitos de entrada, los secundarios de sus TC's se conectan en paralelo; de igual manera para los circuitos de salida. Aún con la misma relación de transformación de corriente, mismo tipo de transformador de corriente y sin saturación en algún TC, la corriente diferencial nunca es cero.

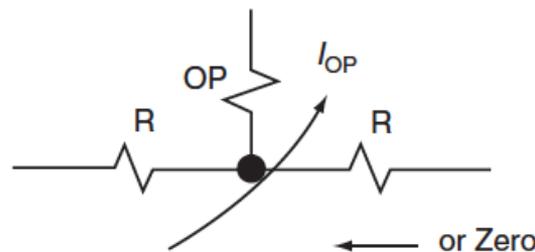
Protección diferencial

Para fallas externas, con diferentes tipos de TC`s o de distinta relación de transformación, la corriente diferencial se incrementa y puede causar operación incorrecta de la protección, a menos que se tomen precauciones para reducir dicha corriente o se debe ajustar la protección en correspondencia con esta corriente diferencial. Los relés diferenciales porcentuales incluyen arrollados de restricción como se indica:



Protección diferencial

Para fallas internas se observa en el diagrama inferior que la corriente total de falla llevada al secundario circula por el circuito de operación del relé, a excepción de las corrientes de magnetización de los TC`s. Este es el aspecto que caracteriza a las protecciones diferenciales, donde existe una adecuada discriminación entre fallas internas y fallas externas. Aún cuando no haya alimentación a la falla interna desde uno de los lados del equipo protegido, la corriente en el circuito de operación debe ser suficiente para producir operación del relé

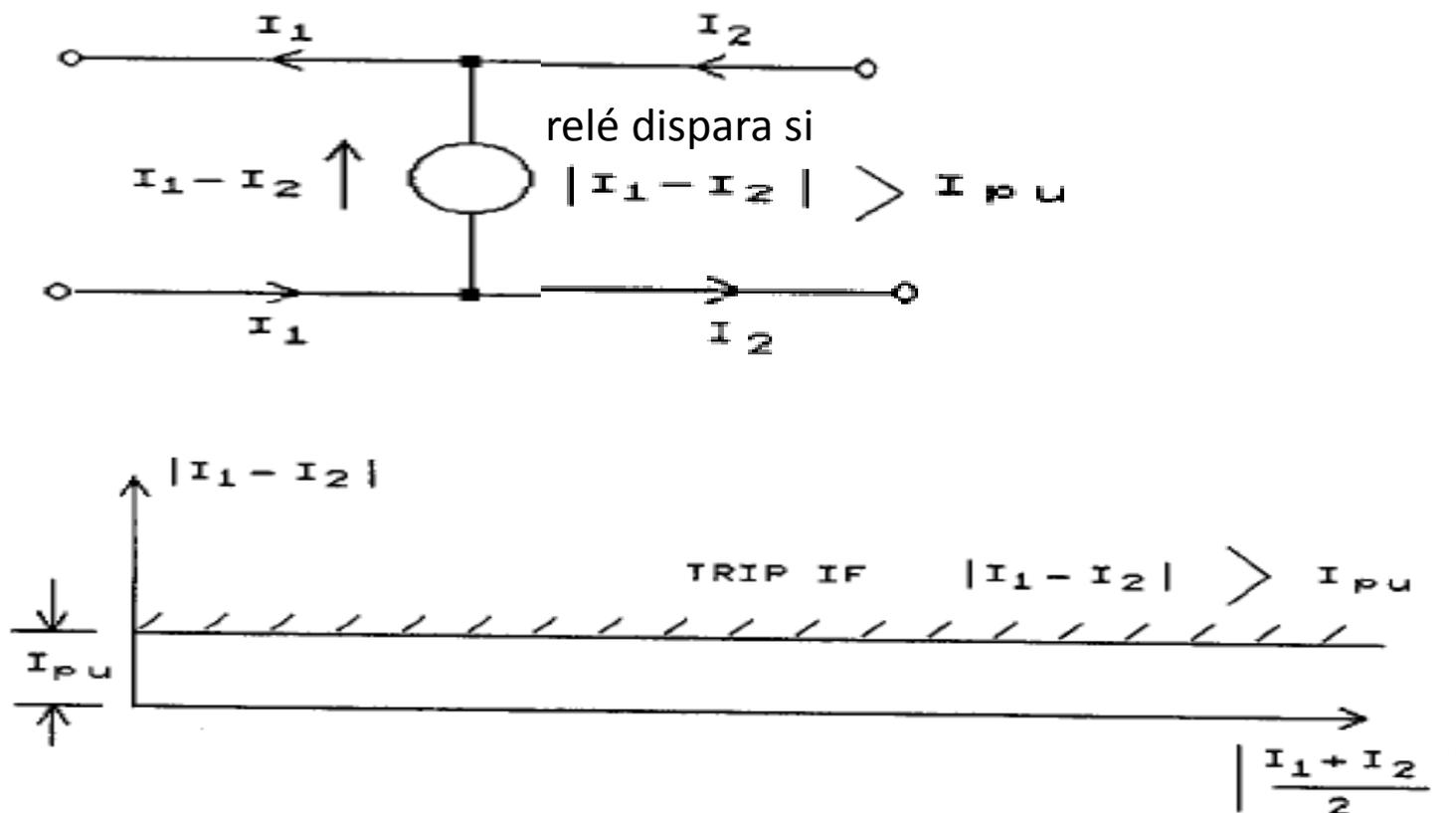


Protección diferencial

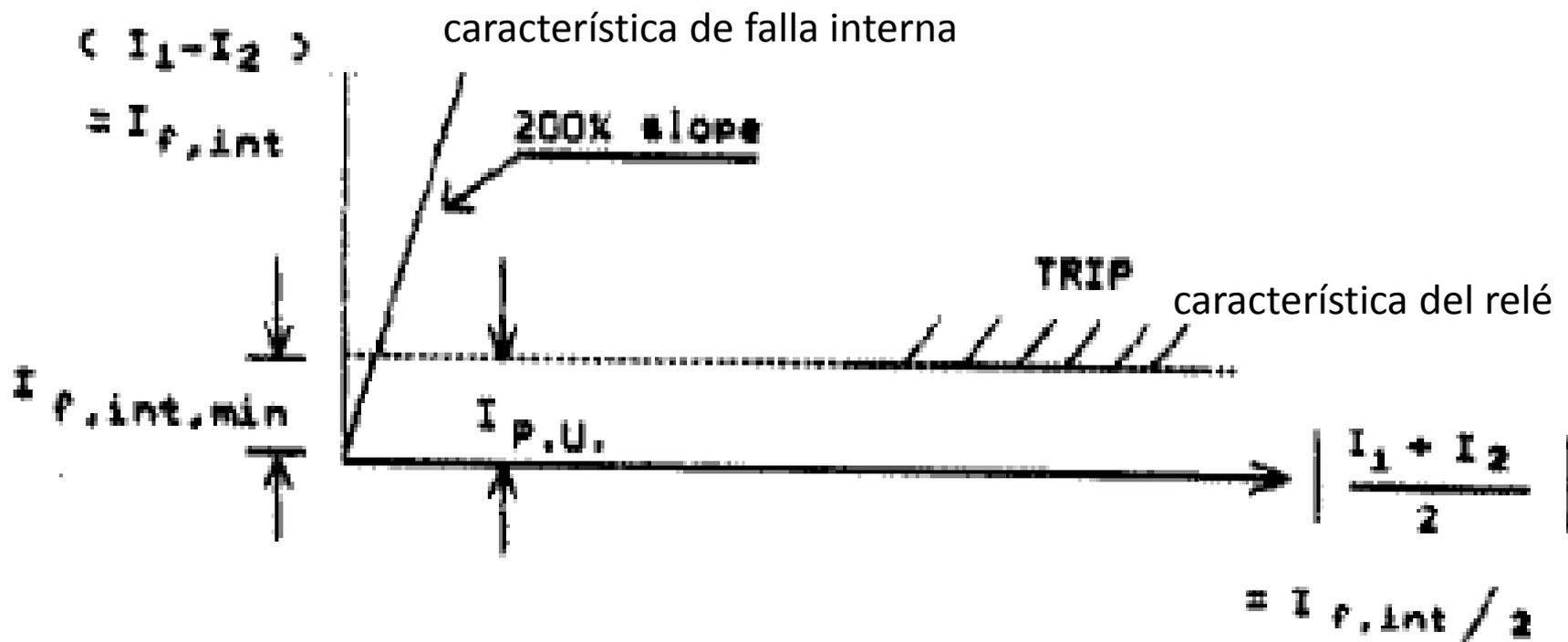
Para aumentar la sensibilidad de los relés diferenciales para fallas internas de poca severidad, y a la vez mantener un alto nivel de seguridad para fallas externas, los relés diferenciales son del tipo porcentual donde se incluye devanados de restricción (R en la figura). Las corrientes circulando por tales arrollados inhiben la operación del relé y lo hacen mas seguro para fallas externas. Estos devanados pueden tener tomas para variar el porcentaje de restricción.



Protección diferencial. Característica del relé sin devanado de restricción



Protección diferencial. Característica de falla interna



Protección diferencial. Relación de estabilidad

Recordando que la corriente de falla depende de la impedancia fuente Z_s , de la ubicación de la falla y del tipo de falla, es evidente que una falla trifásica externa, pero muy cercana, al elemento protegido, y con mínima impedancia fuente, producirá una elevada corriente de falla que atenta contra la estabilidad del relé diferencial. Así mismo, una falla monofásica en un arrollado de un transformador de potencia, muy cercana al punto neutro del mismo, y con una elevada impedancia fuente, producirá una mínima corriente de falla, la cual no garantizaría la operación del relé diferencial que esté protegiendo dicho transformador

Protección diferencial. Relación de estabilidad

Conocidas la máxima corriente de falla externa que puede soportar el relé sin operar y la mínima corriente de falla interna que garantiza la operación del relé, se puede determinar la estabilidad de la protección diferencial como la relación entre ambas corrientes.

A mayor estabilidad, mayor la magnitud de la corriente de falla externa que puede soportar el relé sin actuar erráticamente

Protección diferencial. Desbalance por TC`s

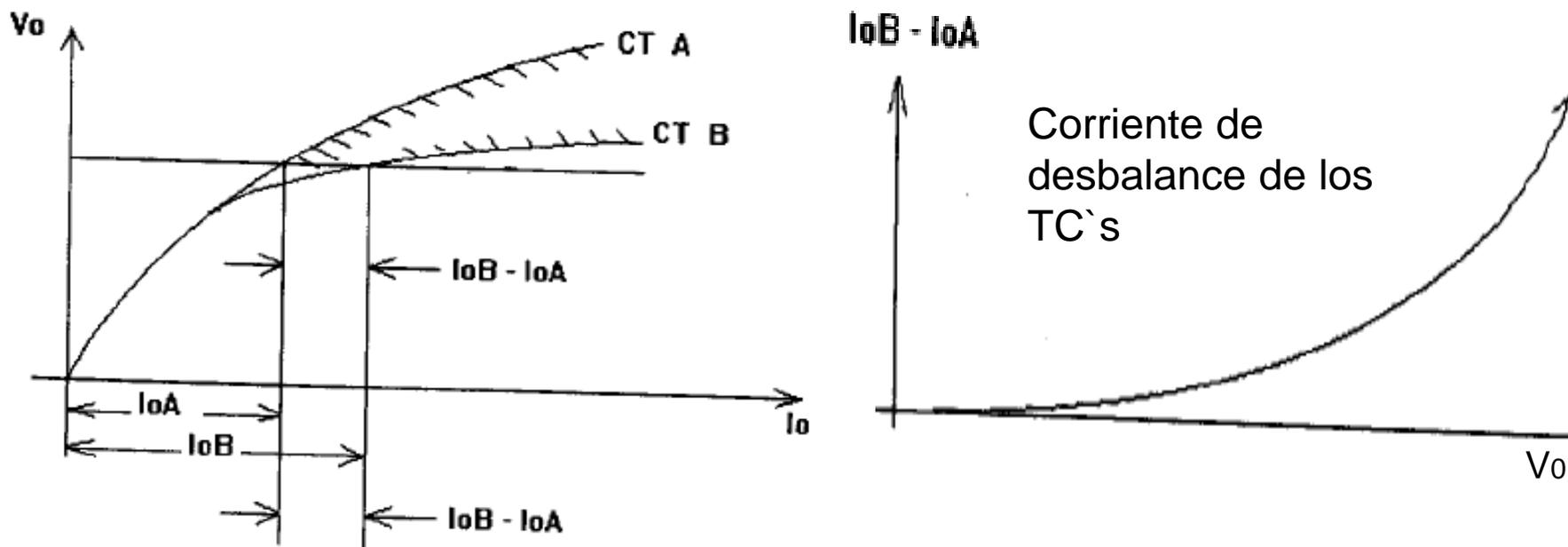
Como ya se ha mencionado para una falla externa, la corriente a través del circuito diferencial es distinta de cero, lo cual es debido al desbalance que introducen las distintas corrientes de magnetización de los TC`s. Esta corriente de desbalance aumenta con el incremento de la magnitud de corriente para fallas externas como se muestra en el gráfico de curvas de magnetización de los transformadores de corriente

Condición normal o de falla externa

$$I_{op} = I_{e''} - I_{e'}$$

Protección diferencial

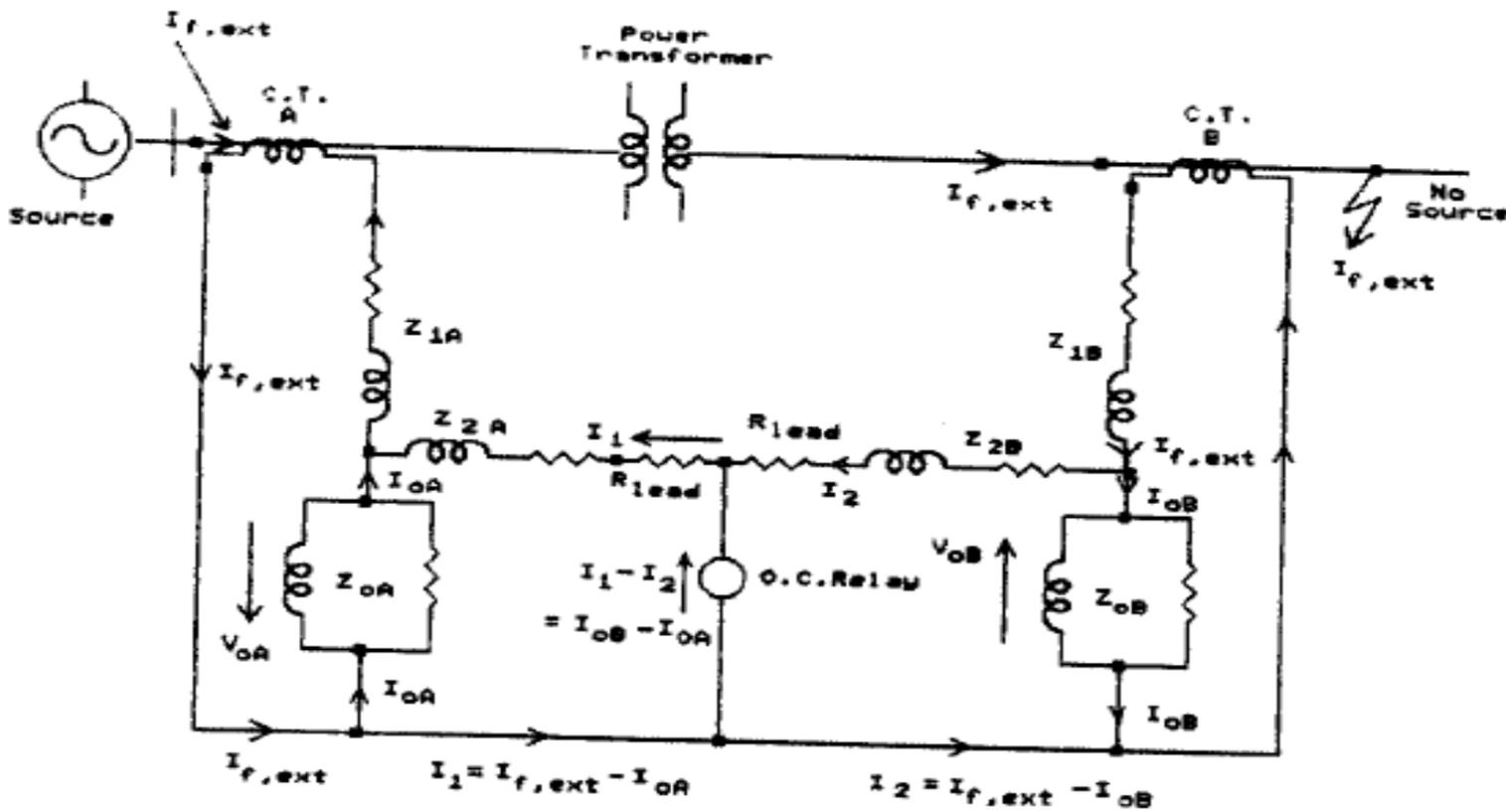
Características de magnetización de TC`s



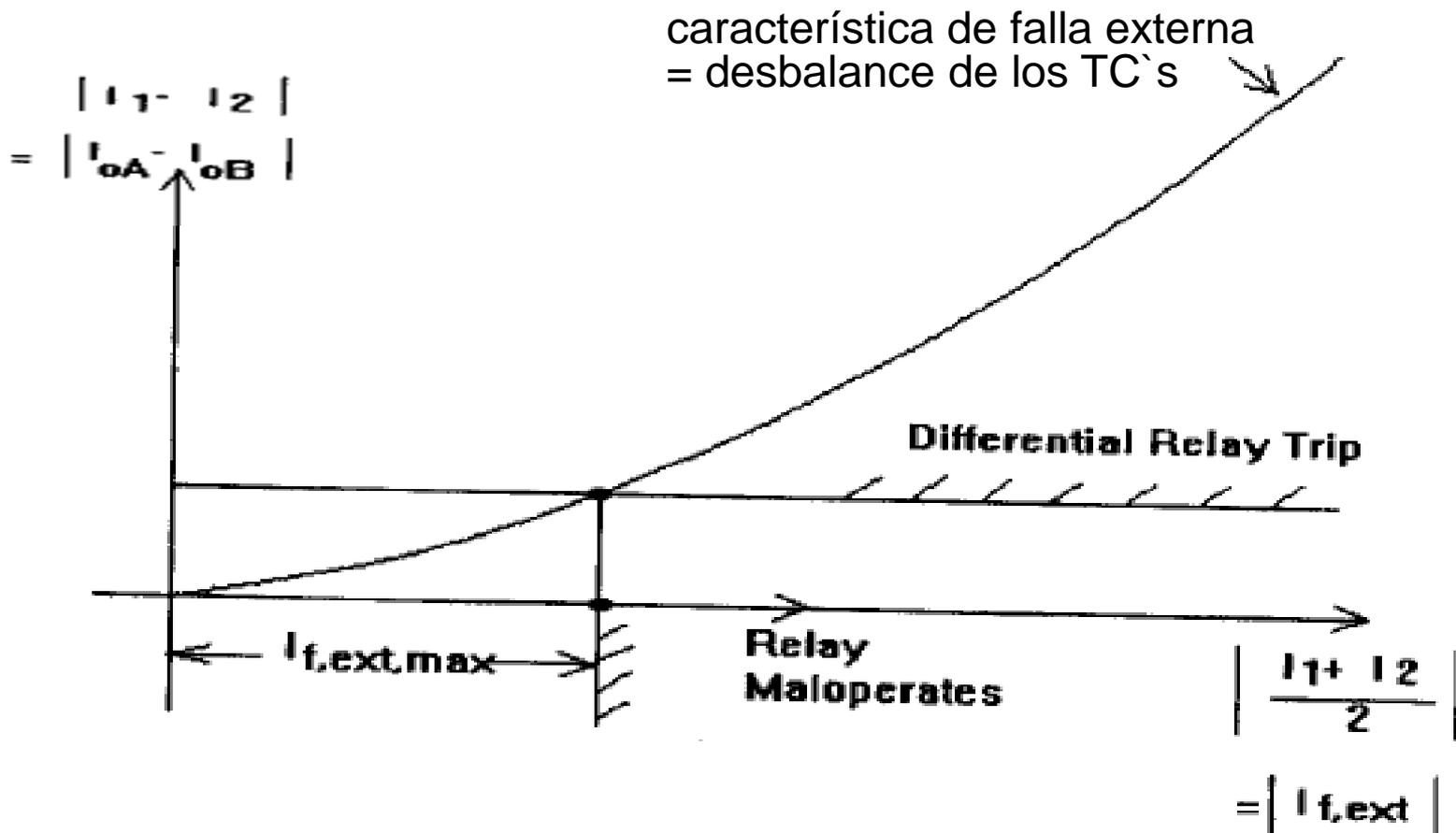
La diferencia en las corrientes de magnetización de los TC`s es debido a sus diferentes niveles de saturación

Protección diferencial. Circuito equivalente del TC

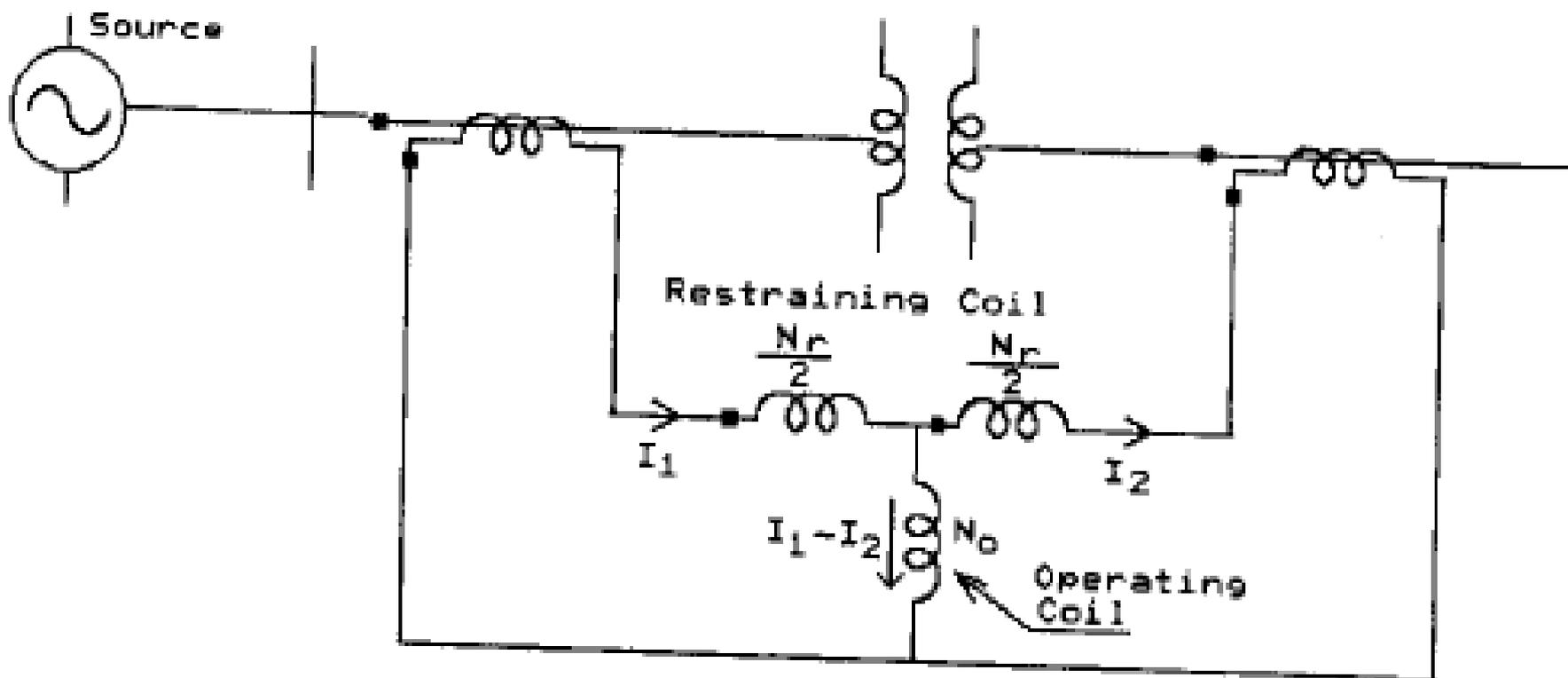
Representación de la corriente de magnetización de los TC's



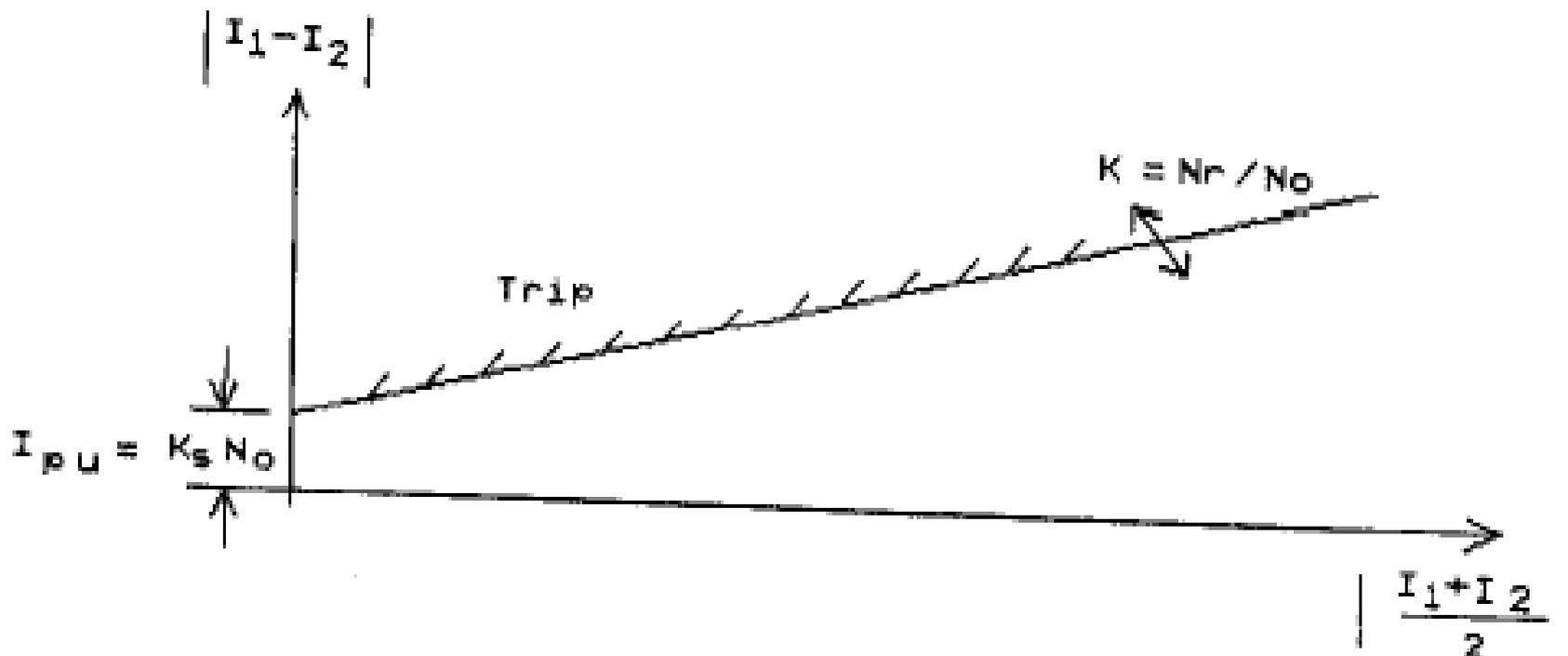
Protección diferencial. Característica de falla externa



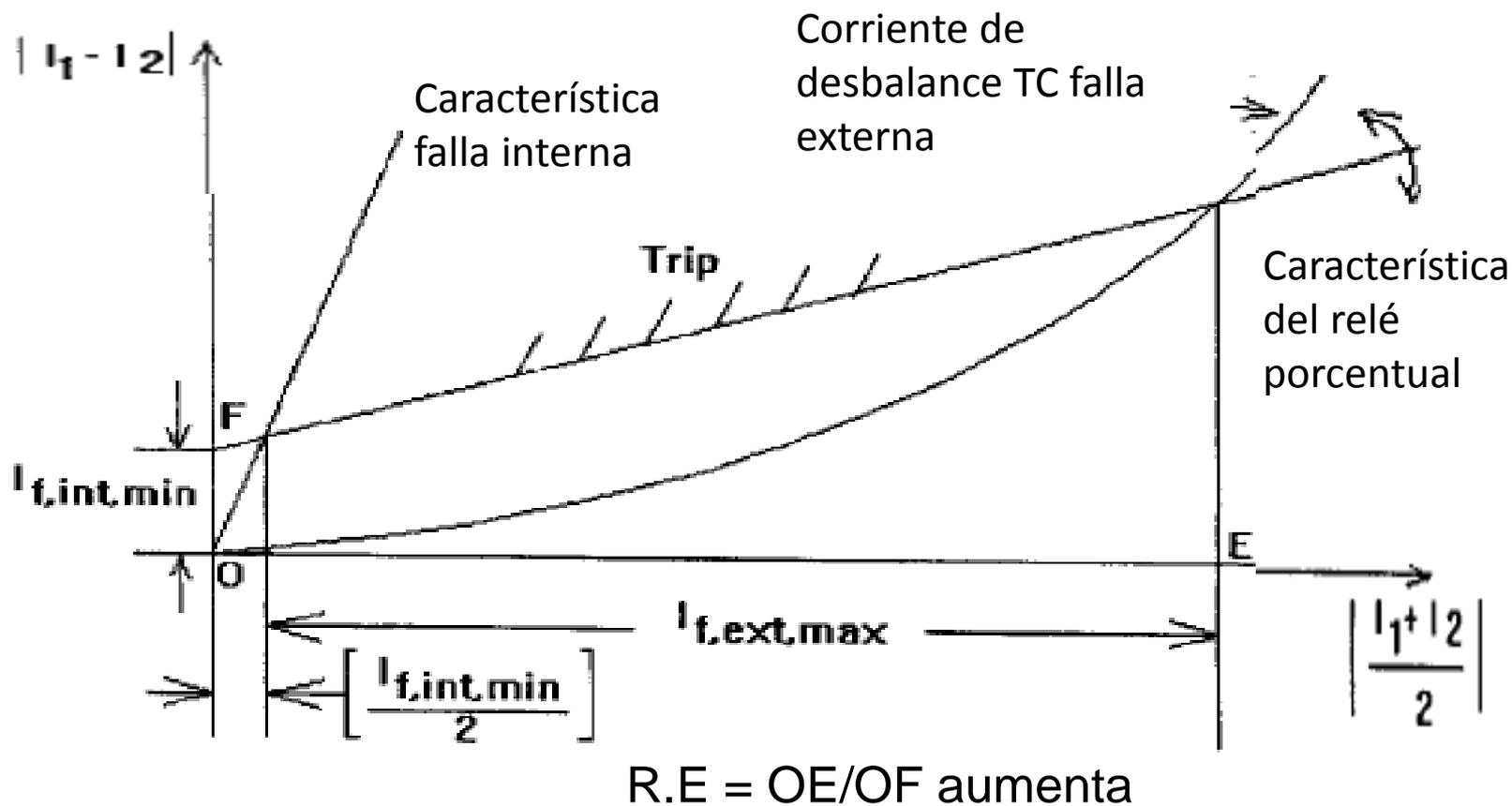
Protección diferencial. Relé porcentual Ejemplo de un relé electromecánico



Protección diferencial. Característica de operación del relé porcentual



Protección diferencial. Características de falla y de relé



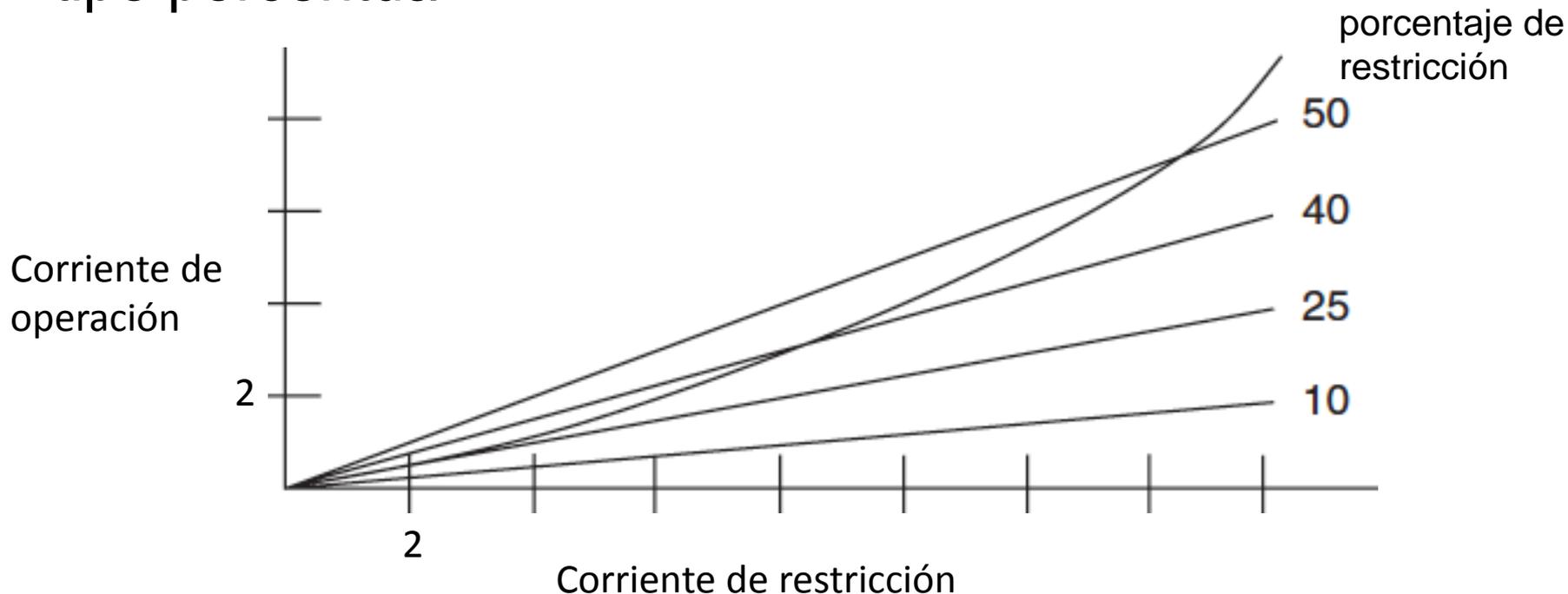
Protección diferencial. Resumen relación de estabilidad

$$R. E = \frac{I_{f,ext,max}}{I_{f,int,min}}$$

	$ I_1 - I_2 $	$\left \frac{I_1 + I_2}{2} \right $
Falla interna	$I_{f,int}$	$\frac{I_{f,int}}{2}$
Falla externa	$I_{oA} - I_{oB}$	$I_{f,ext}$

Como se puede observar en los diagramas anteriores, la relación de estabilidad es mayor en el relé diferencial porcentual que en el relé diferencial simple

Protección diferencial. Característica del relé del tipo porcentual



Los relés pueden ser de porcentaje fijo o variable, en la gráfica los fijos pueden ser de 10 a 50%

Protección diferencial.

En la gráfica se puede observar que en la característica del 50%, una corriente de falla externa de 10 A requeriría una corriente de operación igual o mayor a 5 A para la actuación del relé. Igualmente en la característica del 25%, para una corriente de falla externa de 10 A, la corriente diferencial debería ser igual o mayor a 2,5 A para la operación del relé.

Se debe tener presente que estas características aplican solo para las fallas externas

Protección diferencial.

Para ajustar relés diferenciales, se determina la mínima corriente de falla interna que debe ser despejada, y se asume que solo hay corriente desde un lado del equipo protegido, es decir, la corriente secundaria circula por el devanado de operación y un devanado de restricción. Este valor de corriente será el ajuste de la corriente de operación del relé. Luego se verifica que para la máxima corriente de falla externa, la corriente en el circuito diferencial no alcanza el valor de ajuste.

Protección diferencial.

En resumen, el principio diferencial compara las corrientes secundarias de todos los circuitos que están a ambos lados de la zona o equipo protegido. Para equipos tales como generadores, transformadores, barras, motores, etc, los transformadores de corriente están todos en la misma subestación y es sencillo interconectarlos al relé. Para el caso de líneas, los TC's están en subestaciones distantes y se debe utilizar canales de comunicación para comparar información a ambos lados de la línea protegida

Protección de sobrecorriente

Como ya hemos mencionado, uno de los efectos mas comunes que se presentan durante las fallas de cortocircuito en un sistema de potencia es el aumento de la corriente sobre los valores normales de operación. Este incremento de corriente se utiliza para discriminar la ocurrencia de una falla en el sistema, y al elemento encargado de detectar tal condición se le denomina relé de sobrecorriente, pudiendo actuar como una protección principal o de respaldo. Es una protección muy sencilla y ampliamente utilizada, como protección principal en redes de distribución y como protección de respaldo en redes mas importantes, incluyendo generadores, transformadores, líneas, etc

Relés de sobrecorriente

El funcionamiento de un relé de sobrecorriente depende de dos variables:

- a) el valor mínimo de la corriente de operación o corriente de arranque (o corriente pick up, $I_{p.u}$)
- b) La característica de tiempo de operación, es decir, el tiempo de operación del relé en función de la corriente.

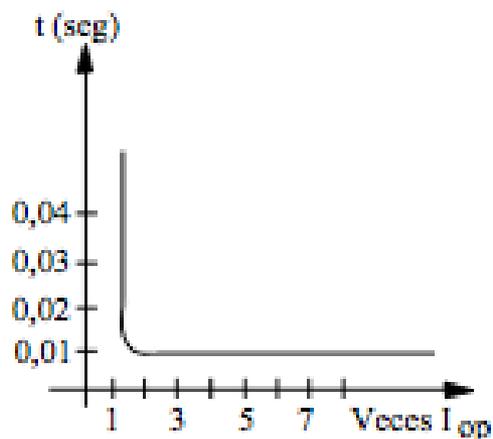
Los relés de sobrecorriente se clasifican de acuerdo a su característica de operación en los siguientes tipos:

Relés de sobrecorriente

Tipos de relés:

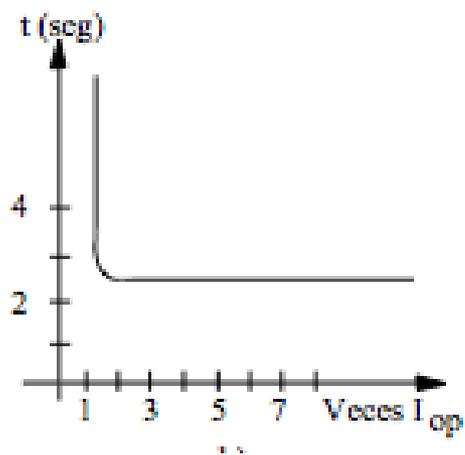
- Instantáneos
- Retardados:
 - Tiempo definido
 - Tiempo inverso
 - Inverso
 - Muy inverso
 - Extremadamente inverso

Relés de sobrecorriente. Características de operación



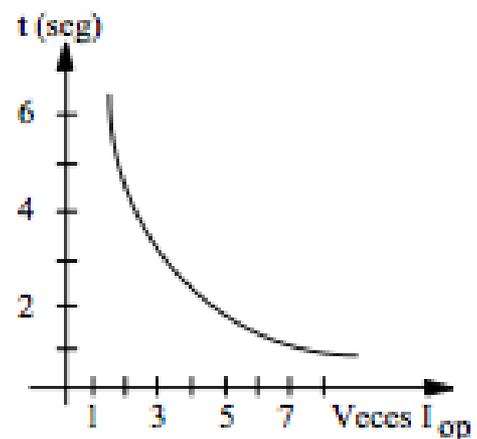
Instantáneo

$$t \approx 0$$



Tiempo definido

$$t = K$$



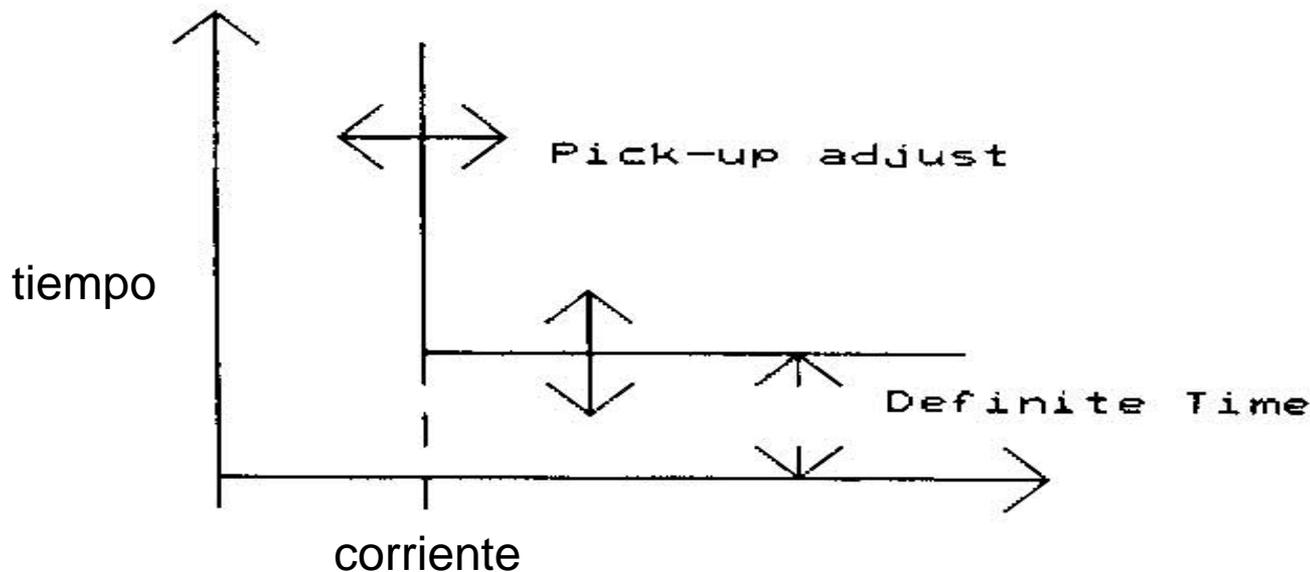
Tiempo inverso

$$t = K / I$$

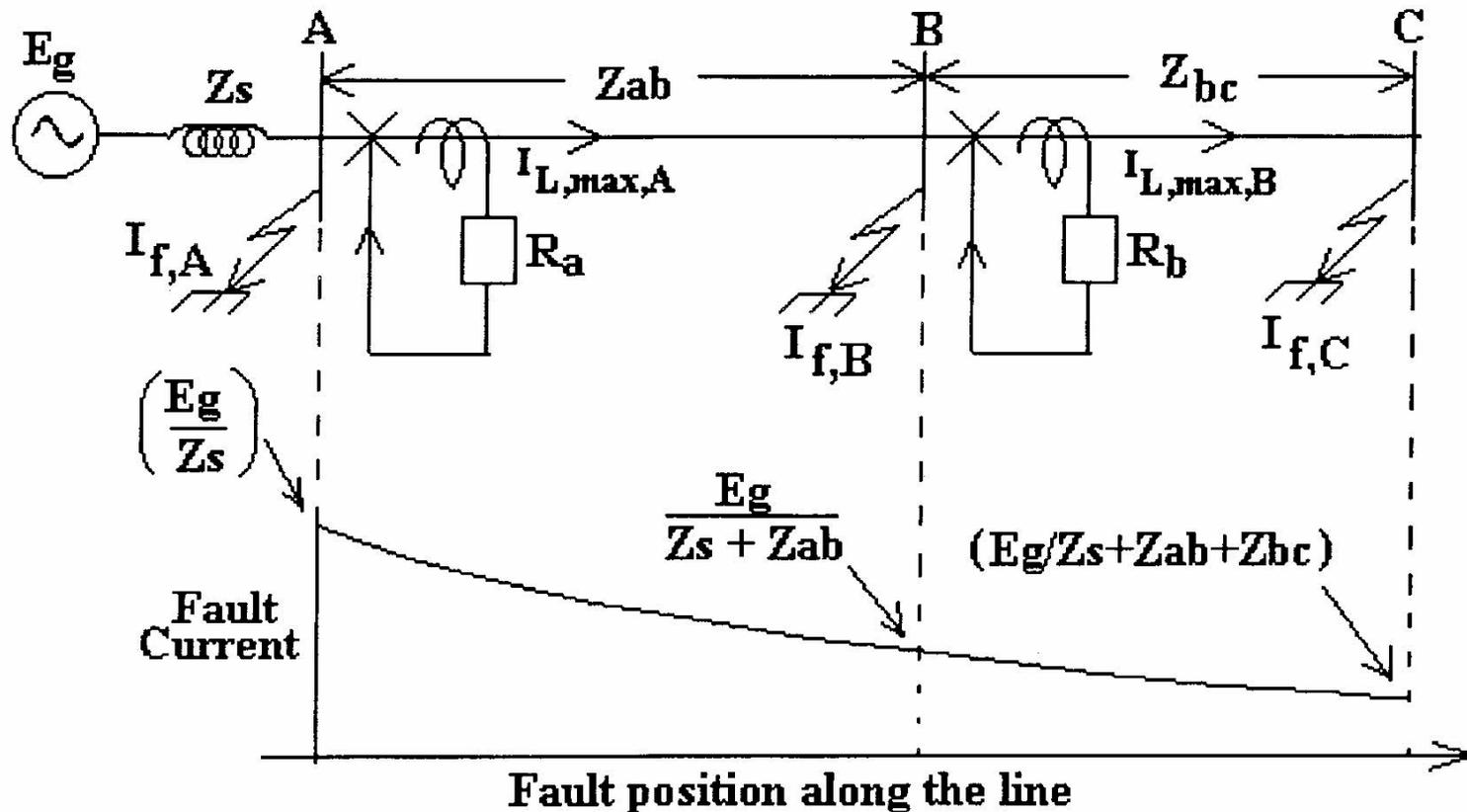
$$t = K / I^2$$

$$t = K / I^3$$

Relé de sobre corriente de tiempo definido. SCTD. Característica de operación



Relé de sobre corriente de tiempo definido. SCTD.
Diagrama unifilar con dos líneas radiales



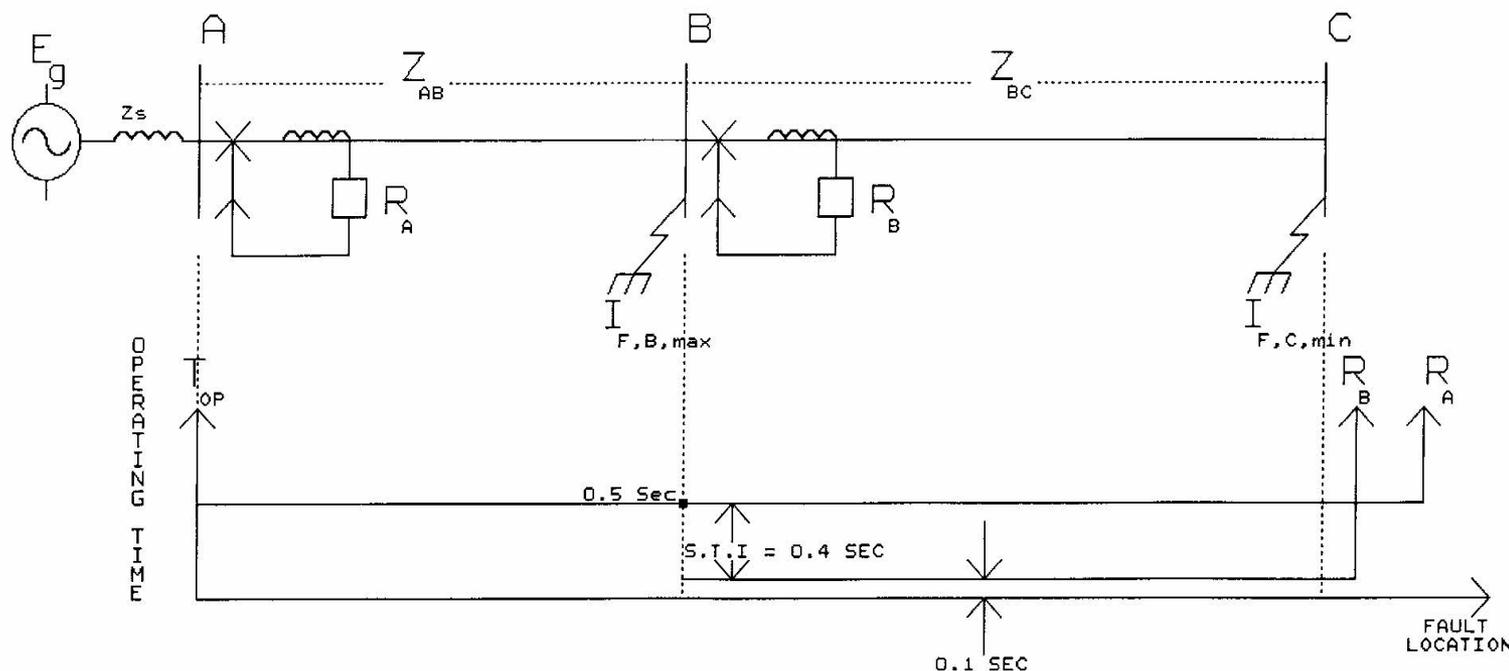
Relé de sobre corriente de tiempo definido.
SCTD. Corrientes de falla.

Fallas en la barra A $I_{fA} = E_g / Z_s$

Fallas en la barra B $I_{fB} = E_g / (Z_s + Z_{ab})$

Fallas en la barra C $I_{fC} = E_g / (Z_s + Z_{ab} + Z_{bc})$

Relé de sobre corriente de tiempo definido. SCTD. Coordinación



Relé de sobrecorriente de tiempo definido. SCTD.
Coordinación.

El relé R_b es la protección primaria de la línea BC, y siendo esta línea el extremo remoto de la red, no se requiere que el relé R_b sea selectivo con algún otro relé, por lo tanto tendrá el mínimo tiempo de operación. El último relé en el extremo alejado de la fuente será el más rápido. R_a se ajusta con un tiempo superior al de R_b más el tiempo de interruptor de B.

En la práctica con relés electromecánicos se utiliza un relé del tipo disco de inducción cuya curva de operación es muy poco inversa de tal manera que resulte de tiempo definido. El tiempo de operación se define para 10 o más veces la corriente de arranque.

Relé de sobrecorriente de tiempo definido. SCTD.
Coordinación.

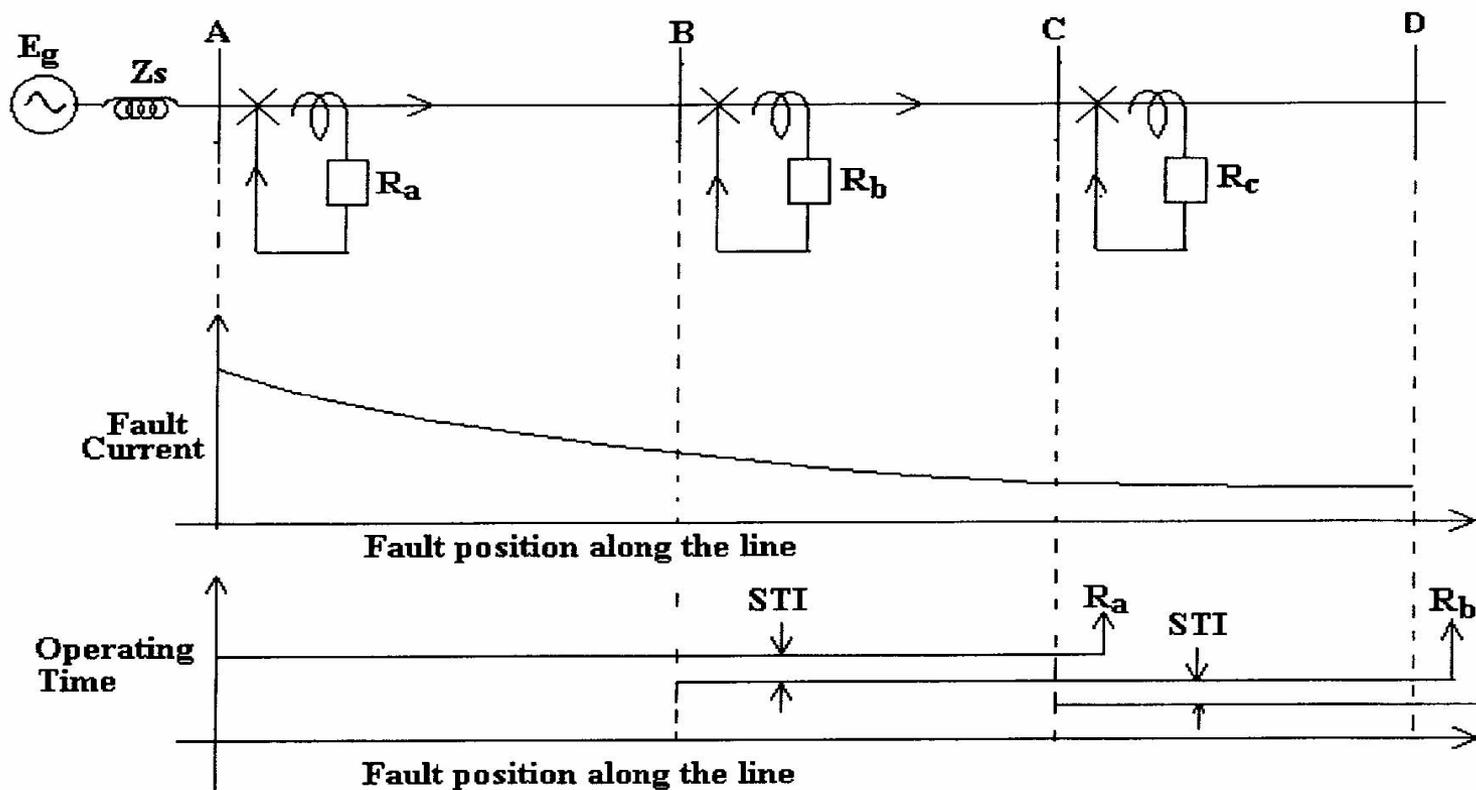
El relé Ra debe proporcionar respaldo al tramo BC, por lo tanto su ajuste de corriente debe satisfacer la expresión

ajuste Ra $>$ IL max A

ajuste Ra $<$ Ifalla min C

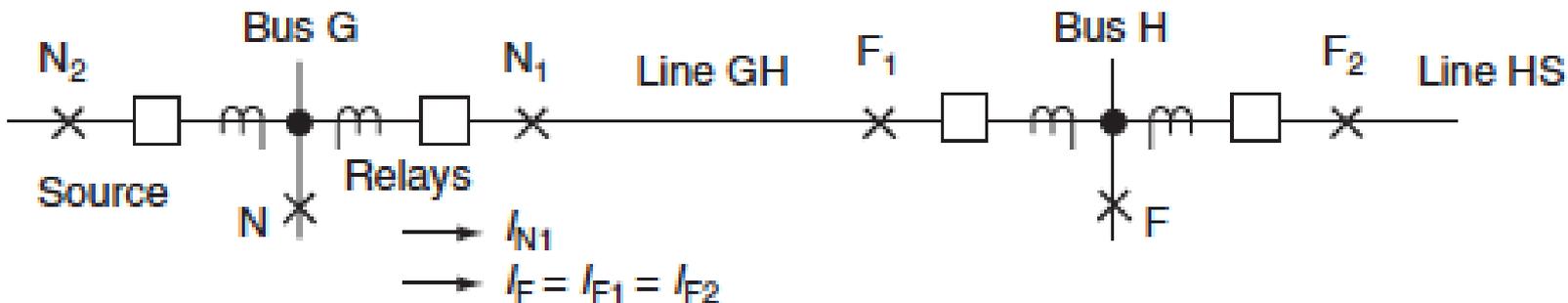
Top Ra $>$ 0,5 seg (Top Rb = 0,1 seg ; T int = 0,4seg)

Relé de sobrecorriente de tiempo definido. SCTD. Desventaja



Relés de sobrecorriente. Problemas de alcance

La operación de relés de sobrecorriente en el límite de la zona protegida no es tan precisa como una protección diferencial, pudiendo sub-alcanzar o sobre-alcanzar para fallas cercanas al extremo remoto de la línea protegida. Este problema se ilustra en la siguiente figura:



Relés de sobrecorriente. Problemas de alcance

En la figura anterior se tiene la línea GH y se analiza la actuación del relé en el extremo G para las fallas F_1 , F y F_2 . Las tres ubicaciones de falla están muy próximas entre si, por lo que las corrientes de fallas son prácticamente iguales, $I_F = I_{F_1} = I_{F_2}$. Sin embargo la falla F_1 es interna en la línea GH y debe ser despejada rápidamente en el extremo G (y también en el extremo H), mientras que las fallas F y F_2 son externas y deben ser despejadas por otra protección principal en el extremo remoto de la línea. Siendo las tres corrientes de falla iguales vistas desde G, el relé en G no puede determinar si la falla es interna (F_1) o externa (F y F_2).
Solución en tiempo o solución por comunicación

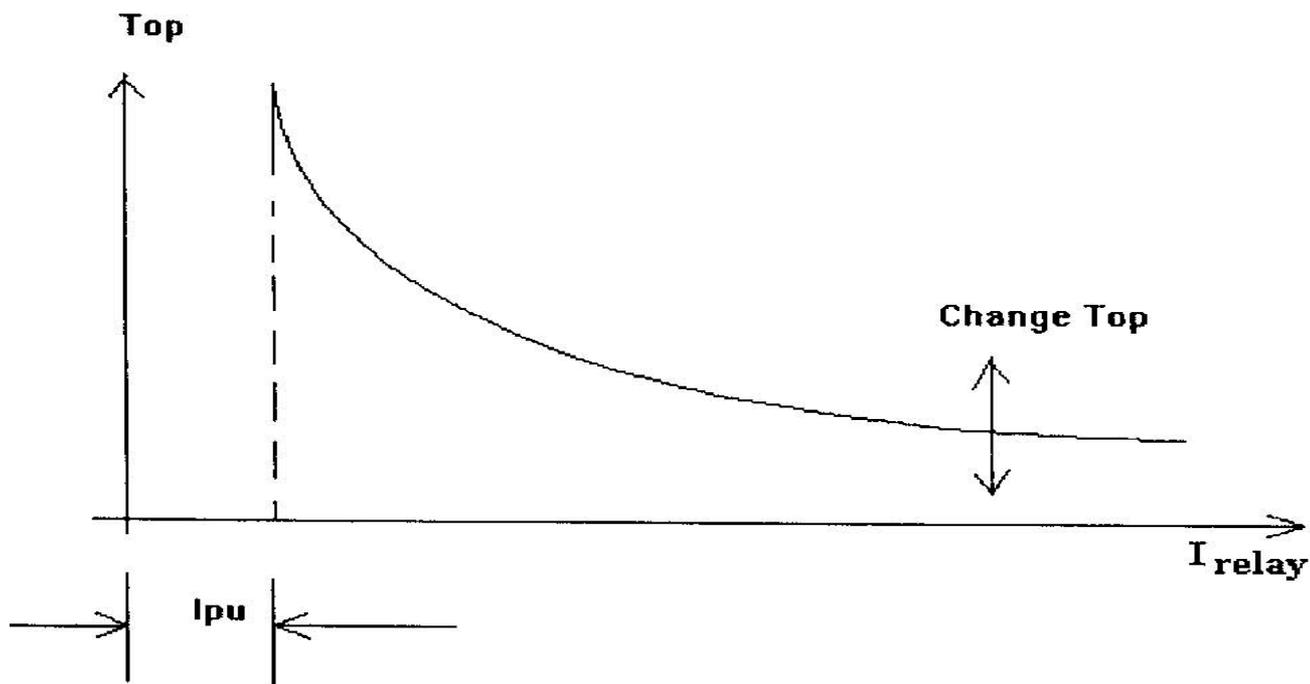
Relés de sobrecorriente. Solución en tiempo

La solución en tiempo retarda la operación del relé en G para fallas en la barra H o en la línea adyacente HS, permitiendo así que la protección principal de la barra H o de la línea HS despeje la falla. Con relés de tiempo definido en G, esto implica que la falla interna F1 sea despejada también con retardo, lo cual no es admisible. Ajustar los relés utilizando esta solución en tiempo es lo que se denomina coordinación y para lograr despejes rápidos para fallas cercanas al relé y proveer respaldo retardado al extremo remoto se emplean relés de sobrecorriente de tiempo inverso.

Relés de sobrecorriente. Solución por comunicación.

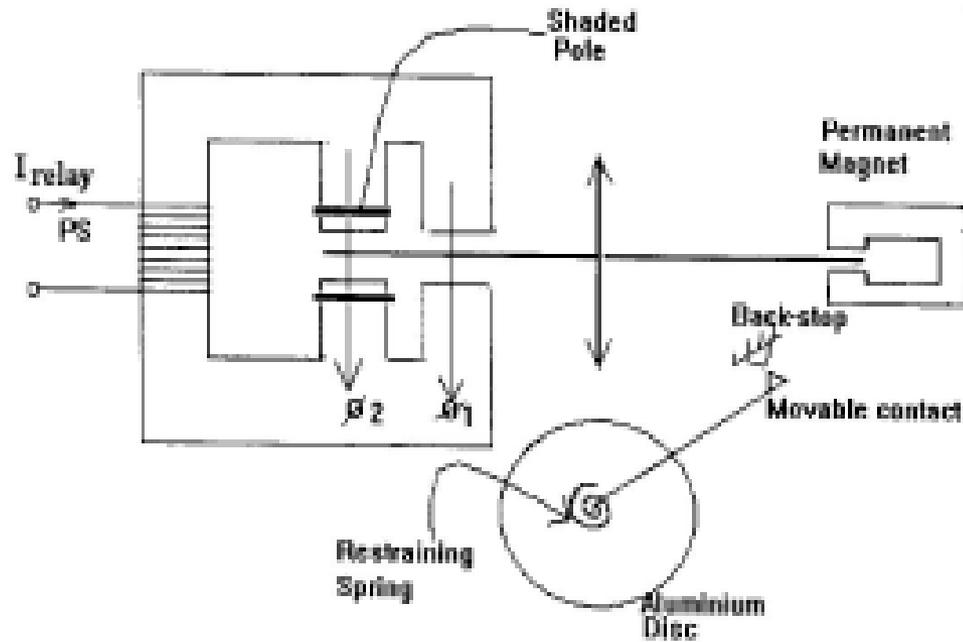
La solución por comunicación implica el intercambio de información entre los relés ubicados en los extremos de la línea protegida, y esto convierte a la protección de sobrecorriente prácticamente en una protección de tipo diferencial como vimos antes. En este caso ambos relés observan y se comunican la dirección del flujo de potencia o la información de desfase angular relativo entre los respectivos extremos para determinar si la falla es interna o externa y actuar en consecuencia. Las protecciones de distancia, que también presentan problemas de alcance utilizan esta solución de comunicación conformando los llamados esquemas pilotos o unitarios.

Relé de sobre corriente de tiempo inverso. SCTI. Característica



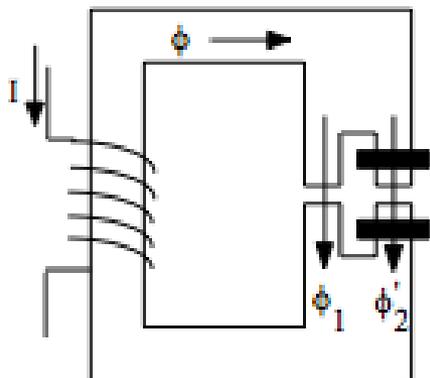
El tiempo de operación decrece con el aumento de corriente

Relé de sobrecorriente de tiempo inverso. Principio de funcionamiento



Estructura de polo sombreado

Relé de sobrecorriente de tiempo inverso. Principio de funcionamiento



Estructura magnética

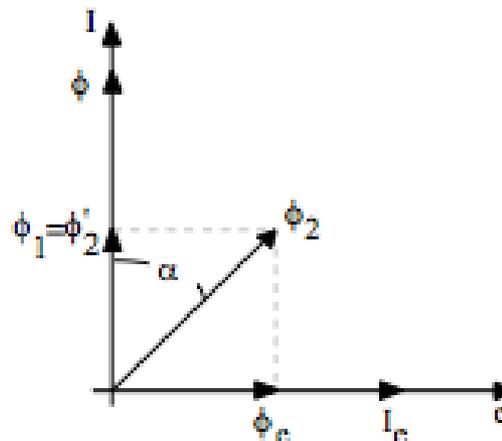


Diagrama fasorial

El torque motor es proporcional al producto de los flujos y al ángulo entre ellos.

$$T_M = K\Phi_1\Phi_2\text{sen}\alpha \quad \text{o} \quad T_M = K_M (NI)^2 = K_M N^2 I^2 = a I^2$$

Rele de sobre corriente de tiempo inverso. Principio de funcionamiento

El relé opera cuando el torque de op es mayor al torque de restricción + el torque de amort.

$$\text{Torque de op} = K_o I^2 \quad \text{torque de amort} = K_d \left(\frac{\theta_{\text{set}}}{T_o} \right)$$

ϕ_1 = valor rms del flujo bajo el polo no sombreado

ϕ_2 = valor rms del flujo bajo el polo sombreado

Ambos flujos son proporcionales a la corriente I

$$\text{Tiempo de op} = k/I^2$$

Relè de sobre corriente de tiempo inverso.

Principio de funcionamiento

Por lo tanto, el tiempo de operación del relè de tiempo inverso es inversamente proporcional al cuadrado de la corriente de entrada al relè y a la distancia total que separa el contacto fijo del contacto móvil.

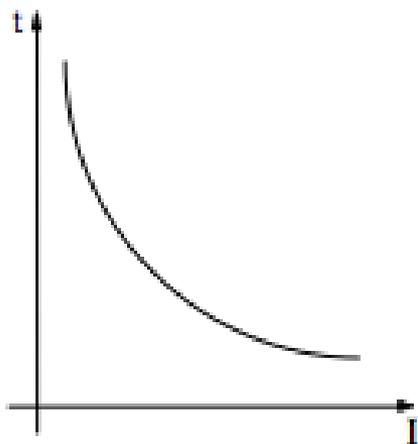
El relè SCTI tiene dos ajustes

Relè de sobre corriente de tiempo inverso. Ajustes

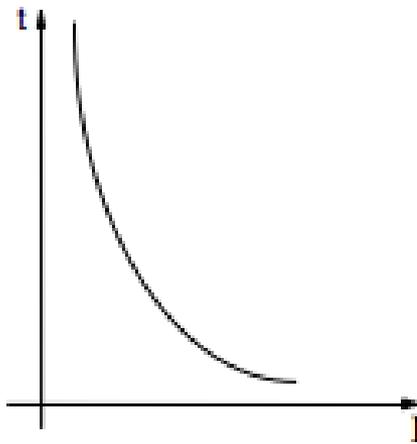
Ajuste de corriente en amps con lo cual se selecciona el número de vueltas de la bobina de corriente, y así la corriente de arranque del relè. En la curva característica la corriente se muestra en múltiplos del tap o ajuste, esto es por conveniencia para tener una escala para todos los taps.

Ajuste del dial de tiempo, con el cual se cambia el recorrido que hará el disco para cerrar el contacto normalmente abierto. Los diferentes ajustes del dial dan origen a una familia de curvas, una para cada dial.

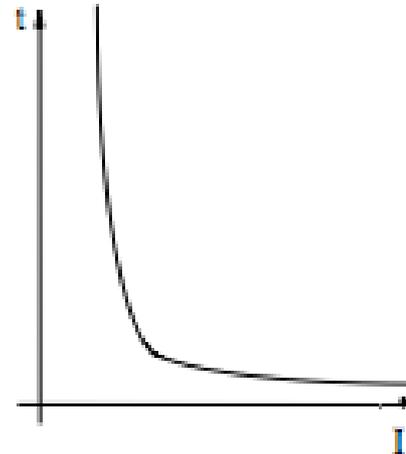
Relés de sobrecorriente. Curvas características



Inverso

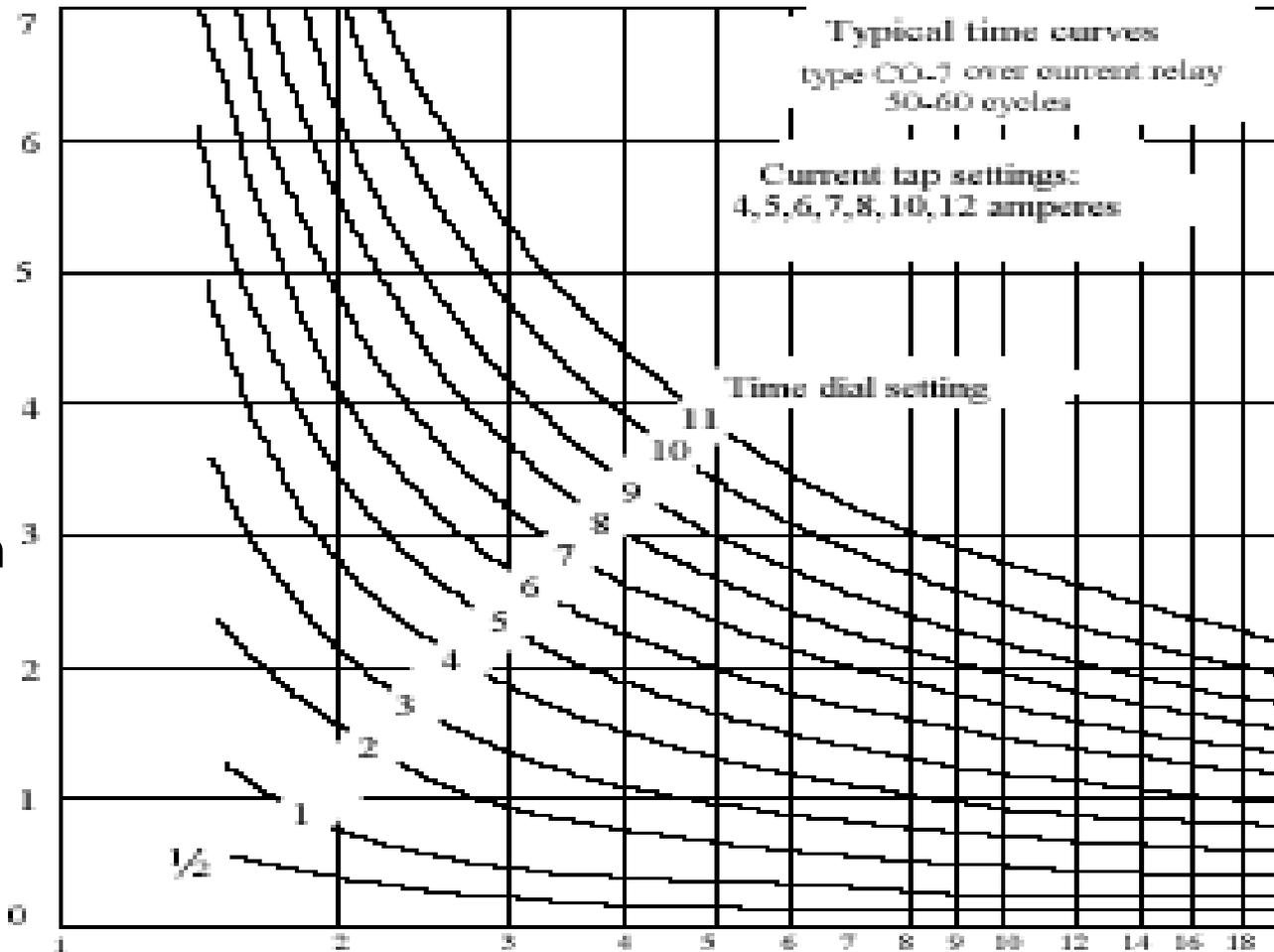


muy inverso



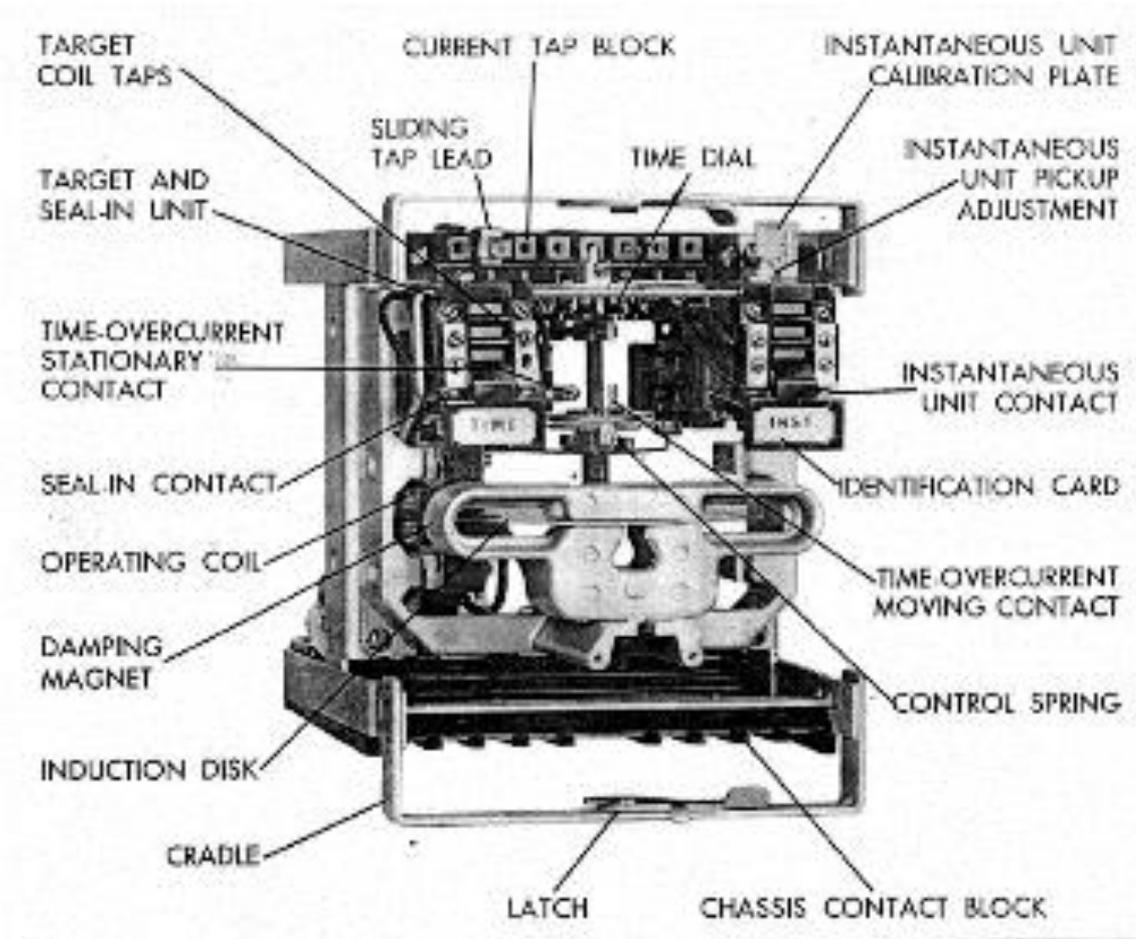
extremadamente inverso

Tiempo
de
Operación

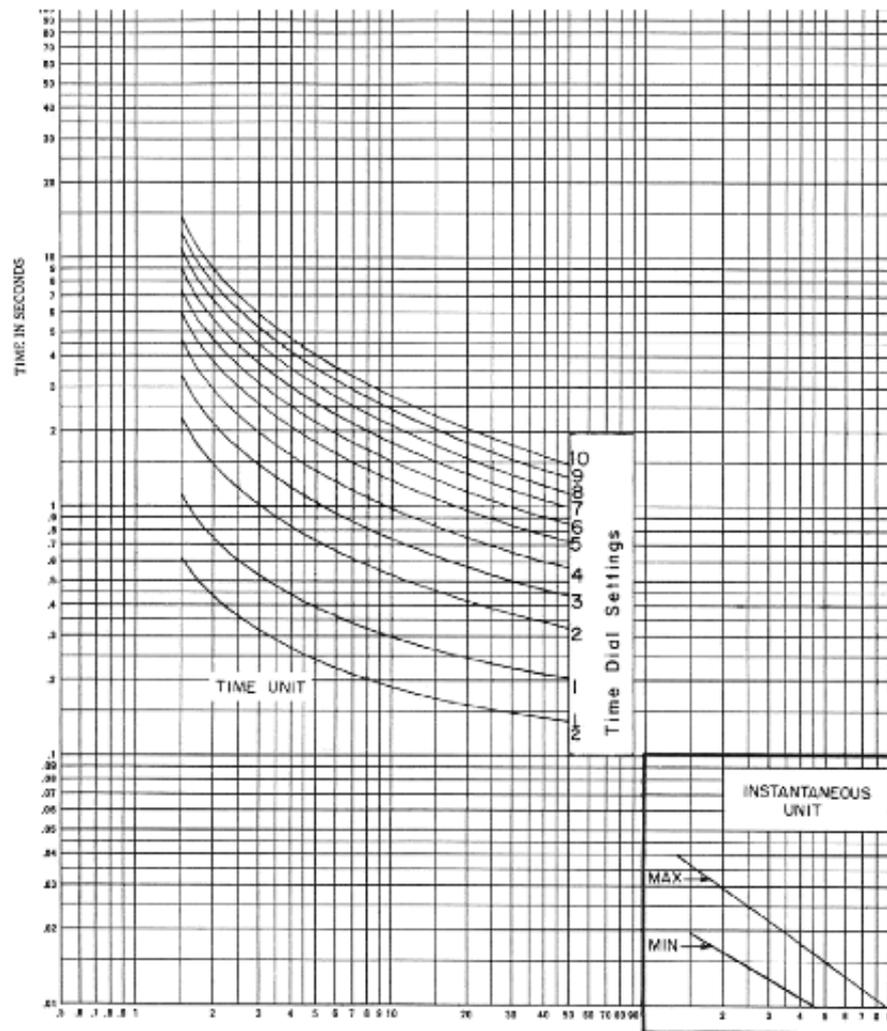


Multiplicador del ajuste de corriente

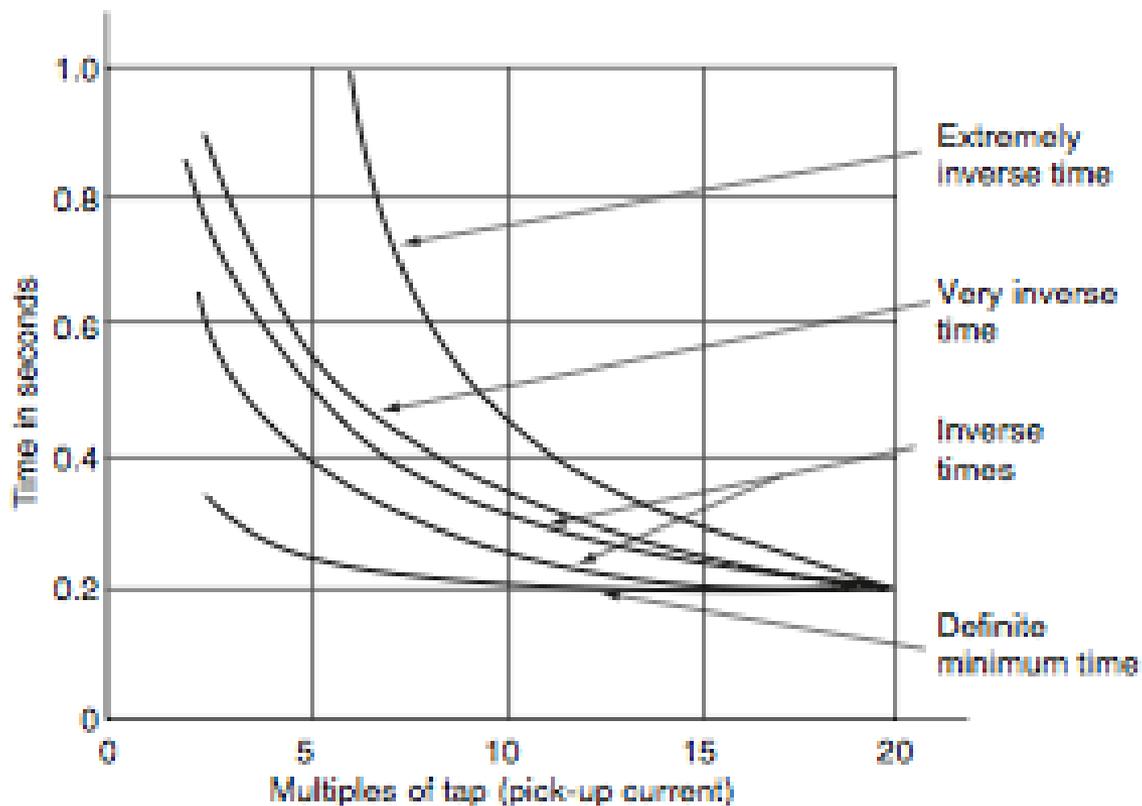
Relés de sobrecorriente IAC51B de la GE



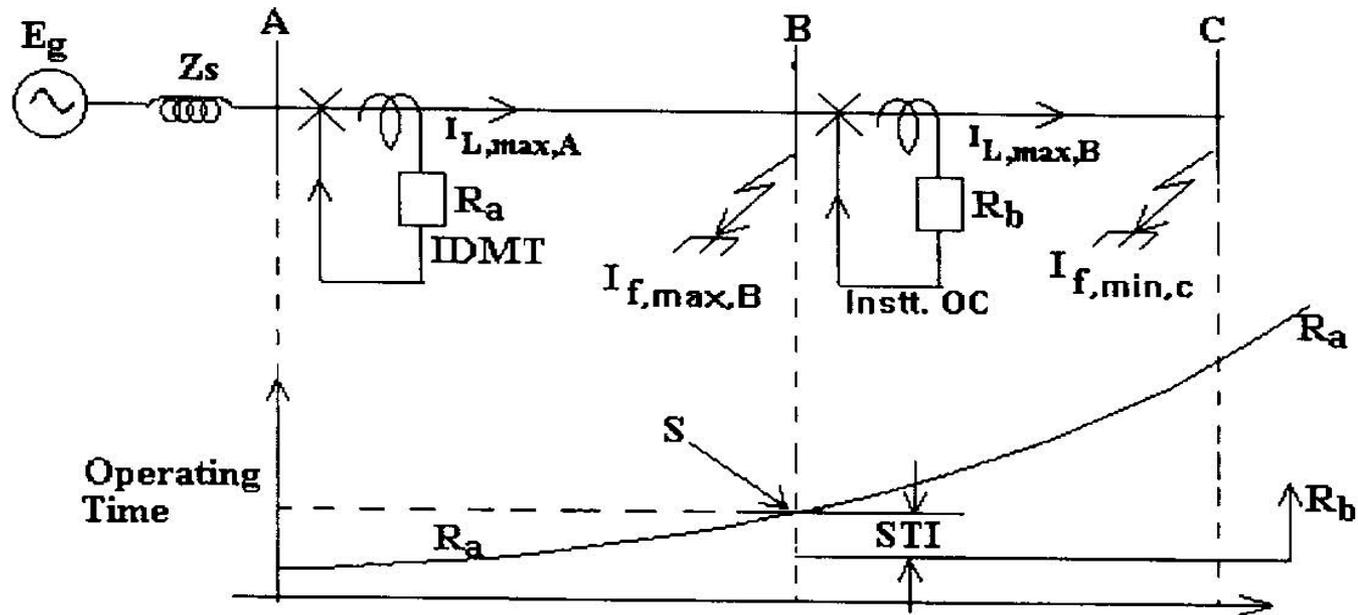
Relés de sobrecorriente IAC 51B Curvas



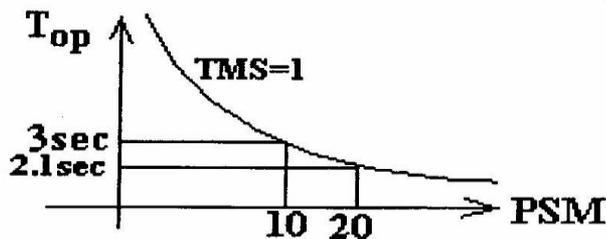
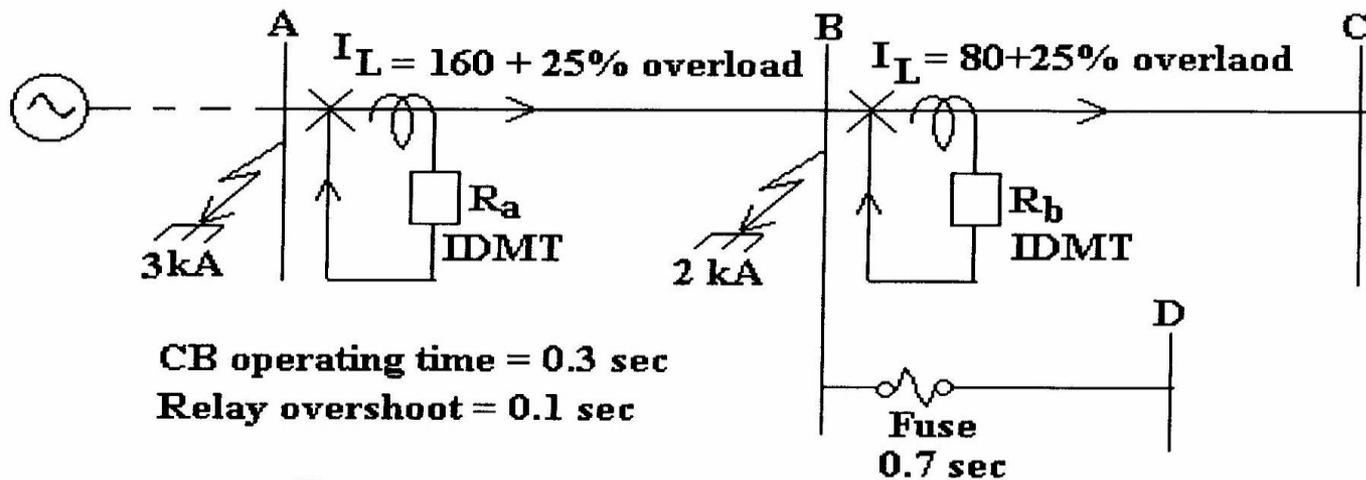
Características de diferentes relés de tiempo inverso



Relé de sobre corriente de tiempo inverso. SCTI. Coordinación



Relè de sobre corriente de tiempo inverso. SCTI. Ejemplo de coordinación



Ejemplo de coordinación. Cont

El Ajuste Multiplicador de Tiempo (AMT o TMS) es ajustable de 0,1 a 1. (dial de tiempo)

El ajuste de corriente se hace en pasos discretos a 0,5 0,75 1,02,0 Amp

Corriente nominal del relè= 1 amp (relè soporta 1 amp continuo y diseñado para 20 veces valor nom durante corto tiempo).

Encontrar la relación de TC`s, ajustes de corriente y AMT para los dos relès coordinados

Ejemplo de coordinación. Cont

Solución

Determinar las relaciones de los TC`s

$$\text{Rel TC Rb} = 80 \times 1,25 / 1 = 100 / 1$$

$$\text{Rel TC Ra} = 160 \times 1,25 / 1 = 200 / 1$$

Ra debe ser selectivo con respecto a Rb y al fusible; por lo tanto su Top para fallas en la barra B será mayor que el mayor de los Top de Rb y del fusible. Este último opera en 0,7 seg, luego se debe encontrar el Top de Rb

Ejemplo de coordinación. Cont

Solución

Para el relè R_b , la corriente máxima de carga es 100 amp, igual a 1 amp secundario.

Luego se puede colocar un ajuste de corriente de 1 amp. Como R_b está ubicado en el último tramo de línea, se puede colocar el mínimo dial de tiempo 0,1.

Con estos ajustes se puede determinar el Top de R_b para una falla en B (2000 Amp) utilizando la curva dada con dial de tiempo = 1. Para ello, se entra por la abscisa con el MAC

Ejemplo de coordinación. Solución Cont

MAC = Ifalla sec / ajuste de corriente

$$\text{MAC Rb} = (2000 / 100) / 1 = 20$$

Con MAC = 20, de la curva para dial 1 se obtiene un Top = 2,1

Para un dial de tiempo de Rb de 0,1 el Top será de 0,21 ---->
 Top Rb = 0,21 seg

Duración de la falla en B = Top Rb+int+os

$$\text{duración de la falla en B} = 0,21+0,3+0,1=0,61\text{s}$$

Este tiempo es inferior a 0,7 luego Ra se coordina con el fusible

Ejemplo de coordinación. Solución Cont

Los ajustes de Ra se determinan así:

Corriente de carga máxima = 200 amp primario
equivalente a 1 amp secundario

luego Ajuste de Corriente Ra = 1

$$\text{MAC Ra} = I_{\text{falla sec}} / AC = (2000/200)/1 = 10$$

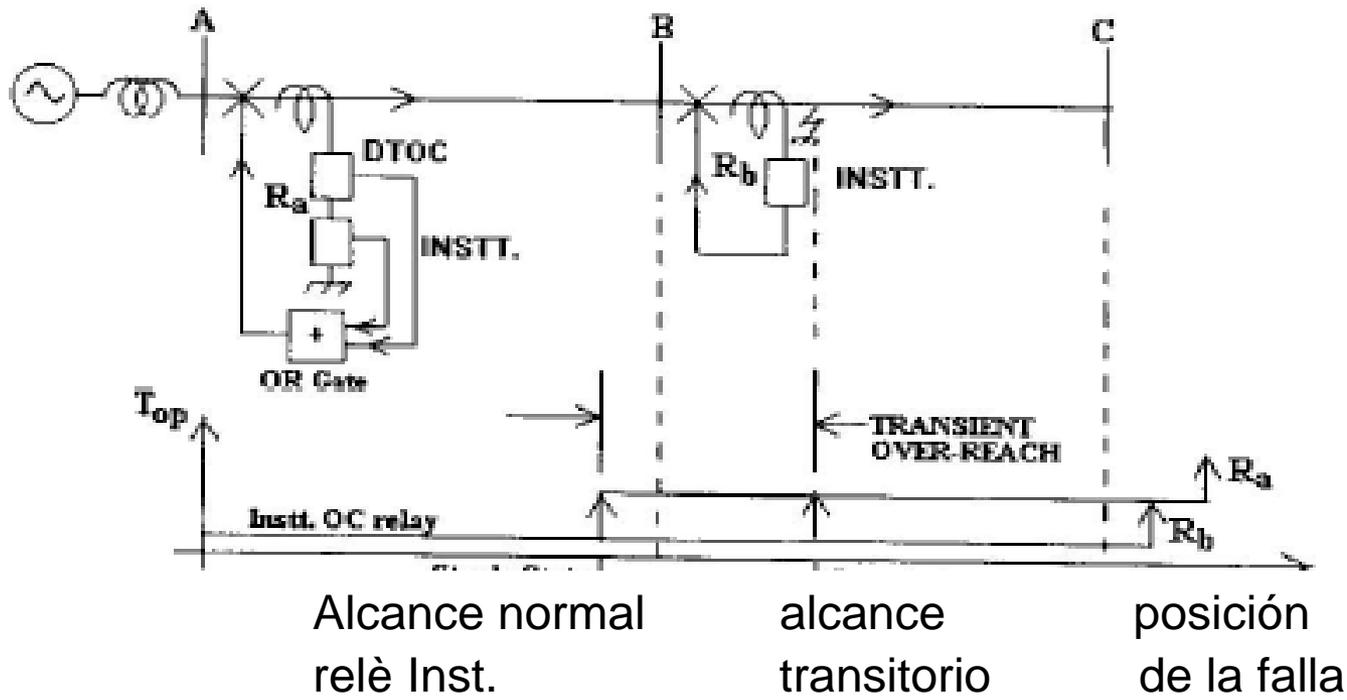
De la curva, para MAC = 10 y dial de tiempo 1 se
obtiene un Top de 3,0 seg

Luego, sabiendo que Ra debe operar en 0,7+ segs, se
determina el dial de tiempo de Ra

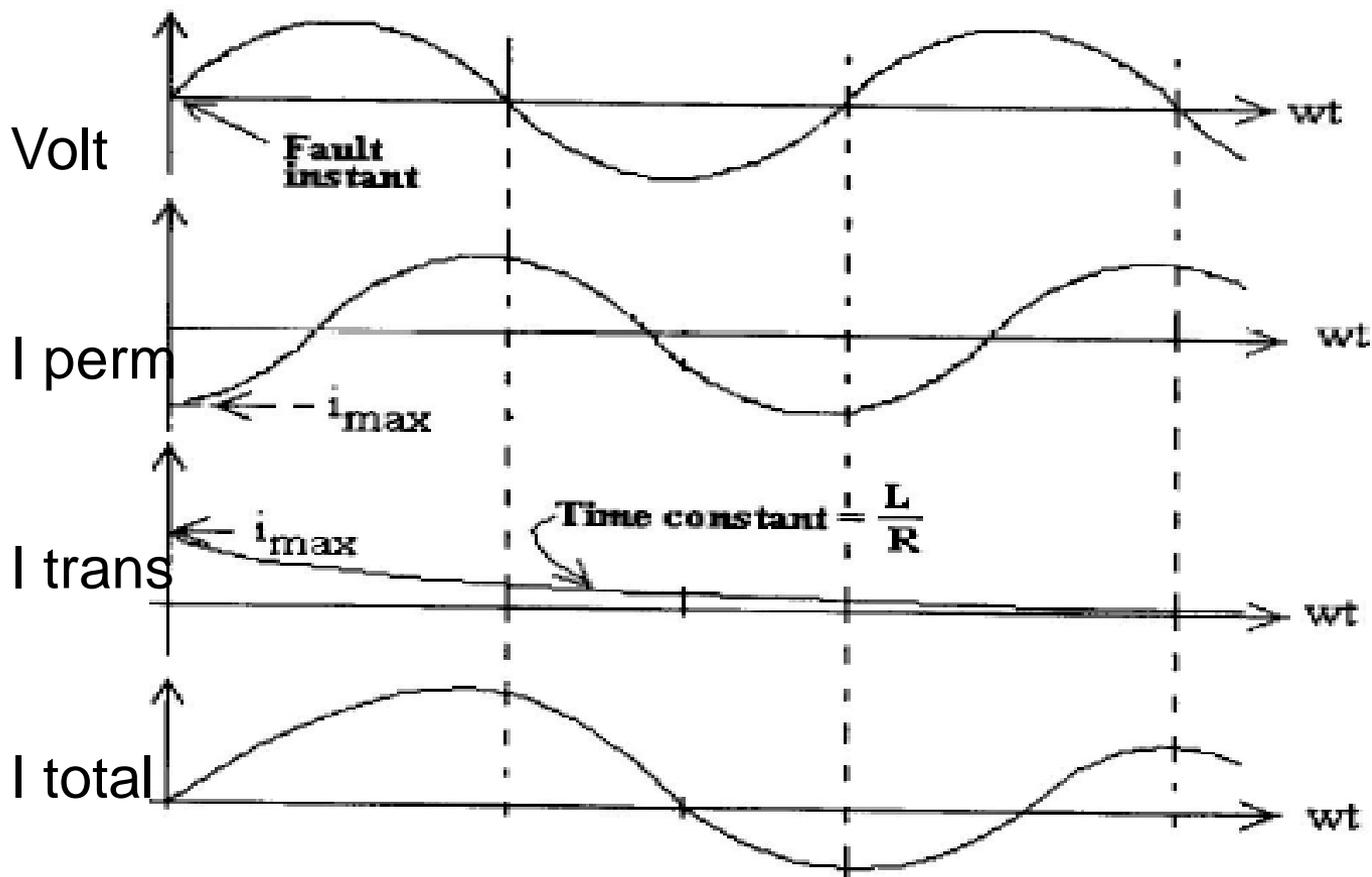
$$\text{Dial de tiempo Ra} = 0,7 / 3,0 = 0,233$$

Sobrealcance de relés de sobrecorriente

Un relé de sobre corriente instantáneo puede sobre alcanzar y con ello perder selectividad, debido a la naturaleza transitoria de la falla (componente DC de la corriente de falla)

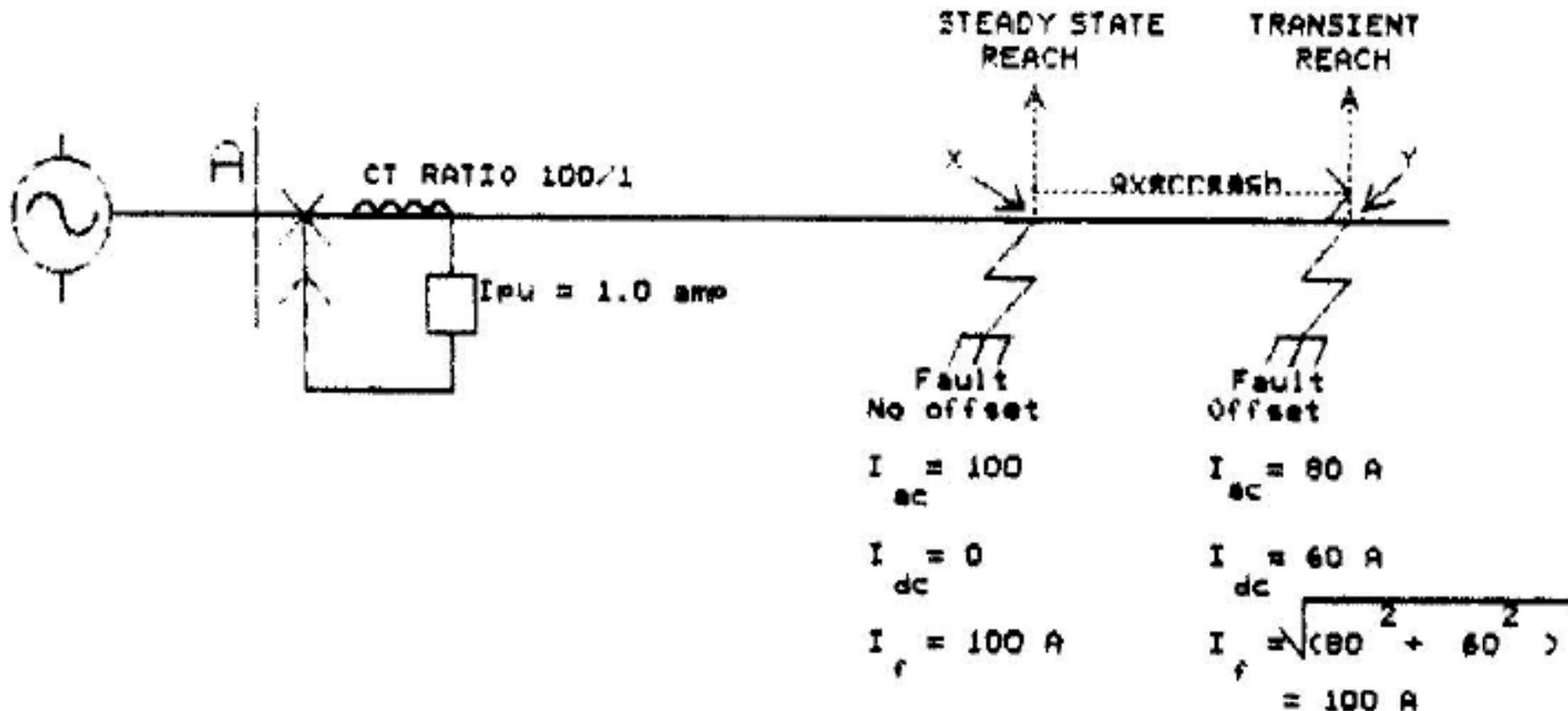


La componente DC depende del instante en el cual ocurre la falla



Como se puede observar la componente DC decae rápidamente, y si el tiempo de operación del relè es mayor que la constante de tiempo del sistema, la componente DC no tendrá efecto sobre la operación del relè. Sin embargo, con relès de sobre corriente instantáneos de alto ajuste, es necesario considerar este efecto. Estrictamente, la corriente que ve el relè en los primeros ciclos de la falla es

$$\text{valor RMS} = \sqrt{I_{dc}^2 + I_{ac}^2}$$



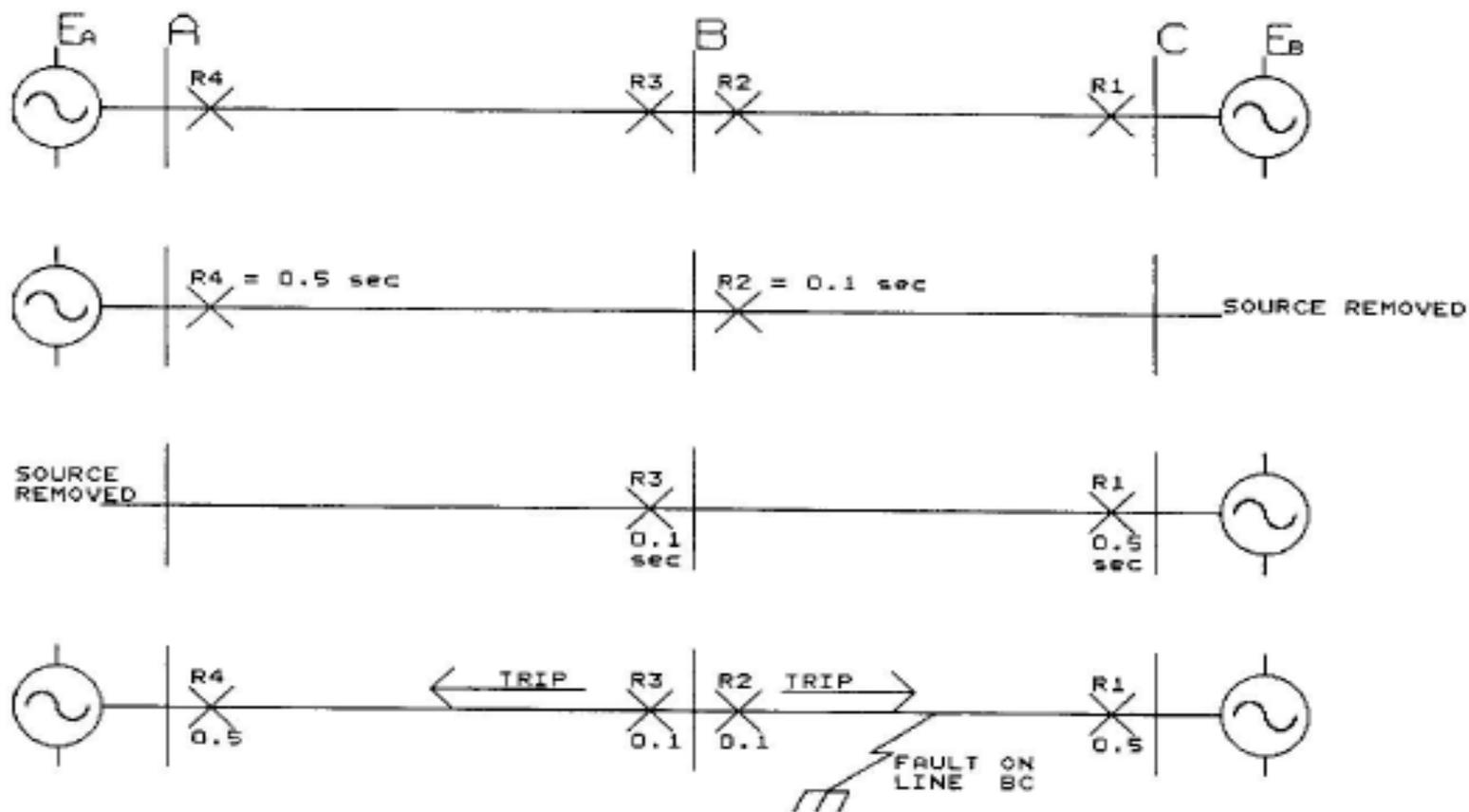
$$\% \text{sobre alc trans} = (AY - AX) / AX \times 100$$

%sobre alc típico aprox 10 – 20% del alcance

Protección de sobrecorriente direccional

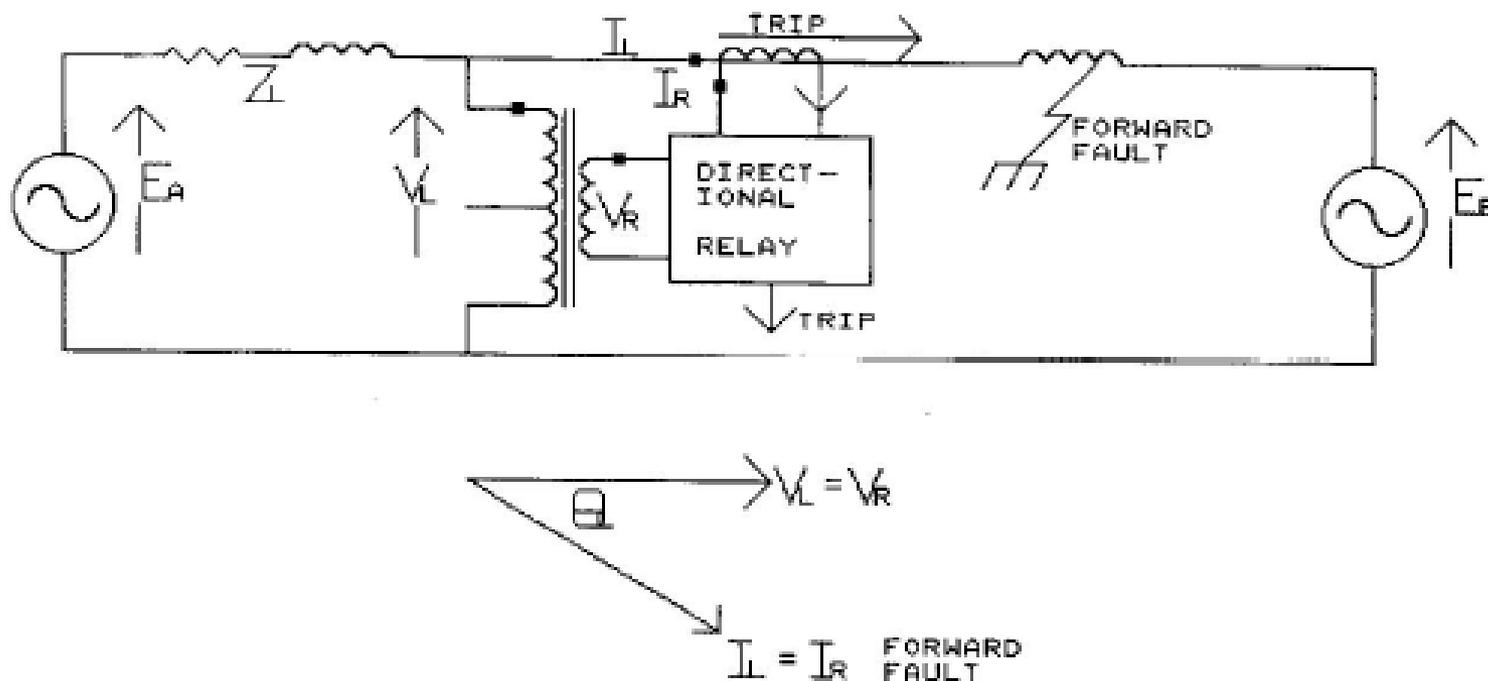
Los relés de sobrecorriente convencionales son básicamente no direccionales, lo cual significa que el relé opera según la magnitud de la corriente que está midiendo, y no su dirección o ángulo de fase. El relé no puede detectar si la falla está hacia delante o hacia atrás de su ubicación. Sin embargo, en la práctica, el relé debe operar solo en la dirección hacia delante o dirección de disparo y bloquear su operación para fallas en la dirección inversa. La dirección de disparo es generada por un relé adicional denominado relé direccional, que complementa el relé de sobre corriente no direccional

Donde se requieren relés direccionales?



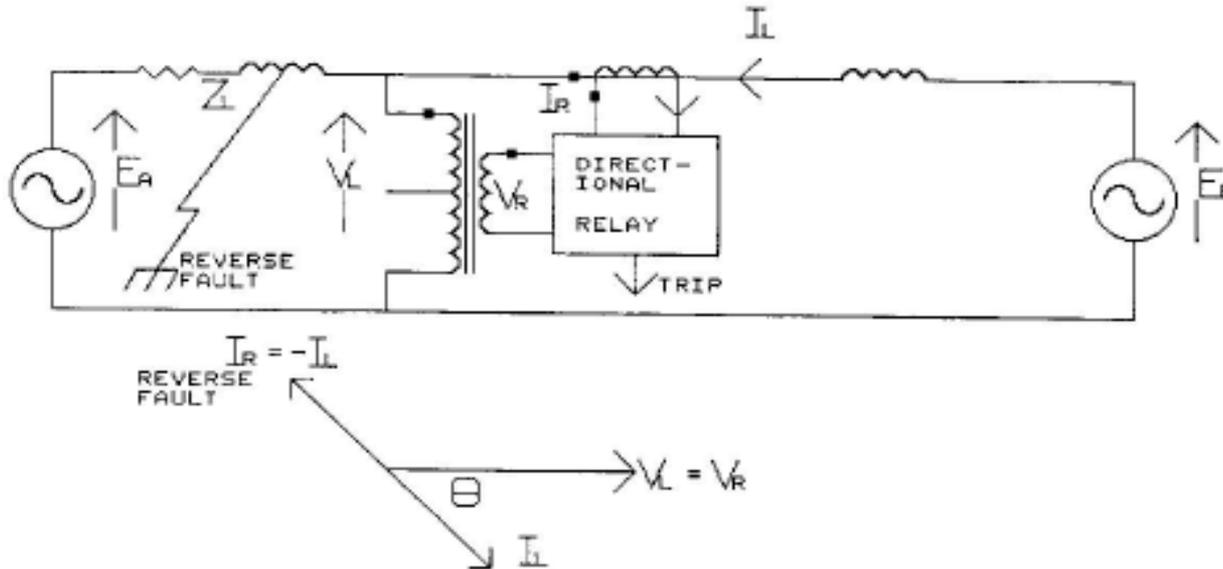
Coordinación de los relés

Relé de sobrecorriente direccional. Principio de operación. Caso monofásico



Falla en dirección hacia adelante

Relé de sobrecorriente direccional. Principio de operación. Caso monofásico

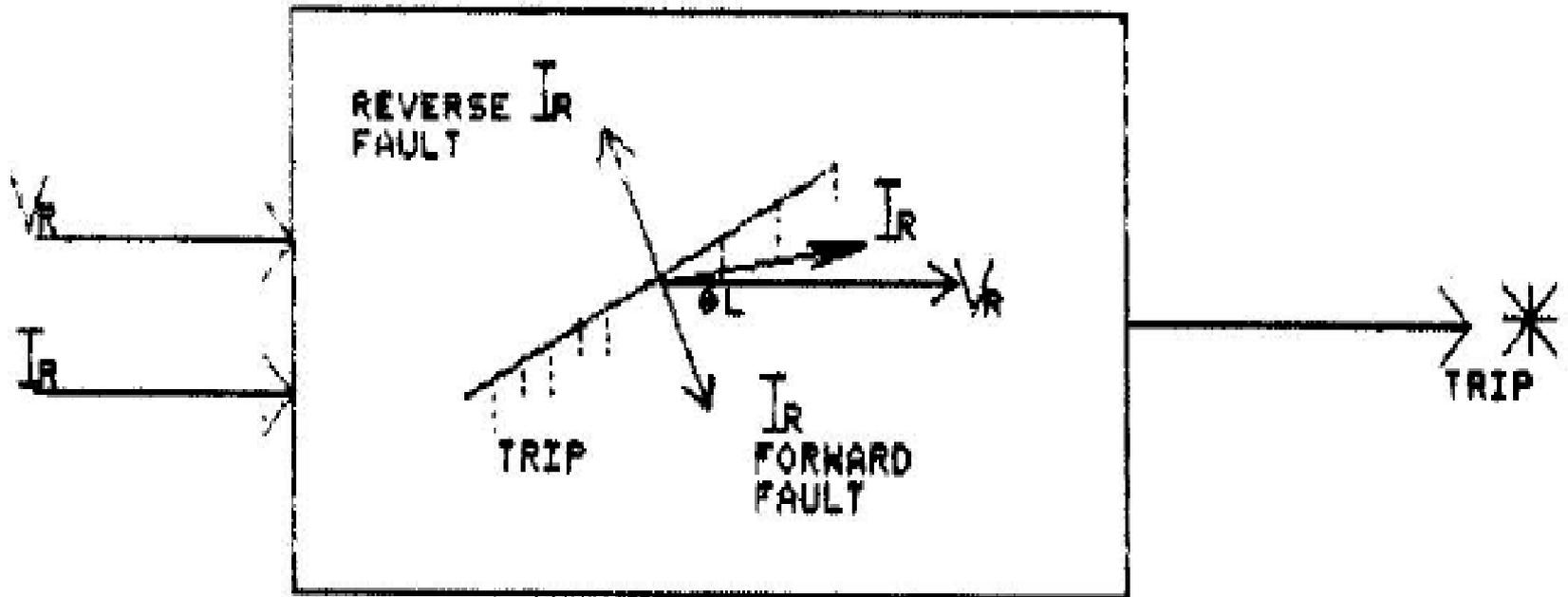


Falla en dirección hacia atrás.

El principio básico de operación del relé dir. es producir disparo cuando el ángulo de fase entre la tensión y la corriente esta en un determinado rango

Relé direccional. Región de disparo

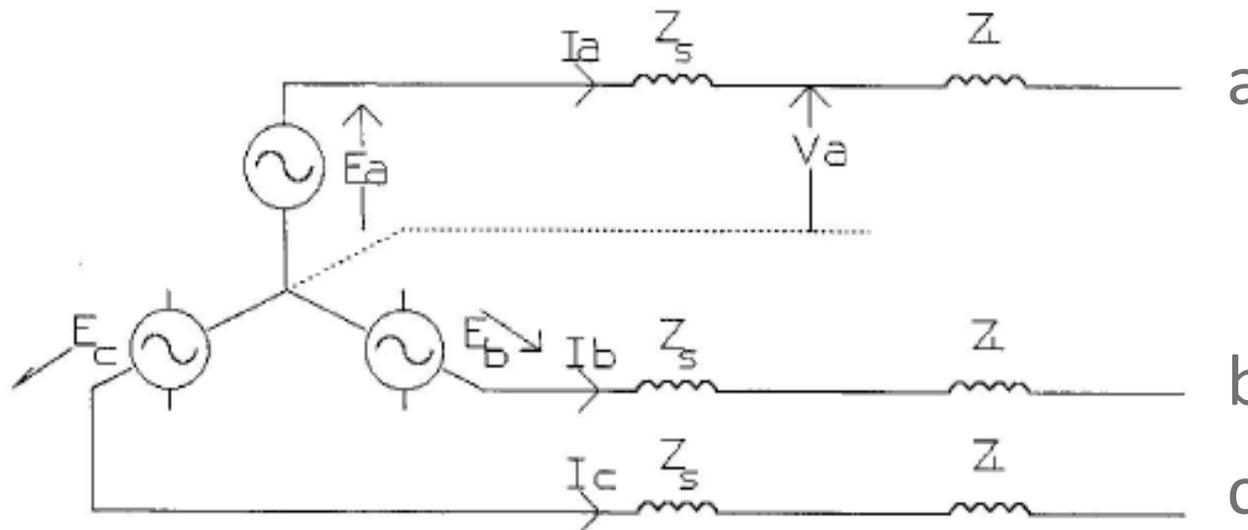
SINGLE PHASE DIRECTIONAL RELAY



$*$ RELAY TRIPS IF,

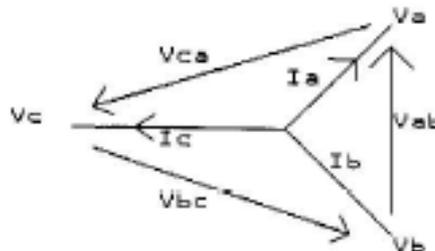
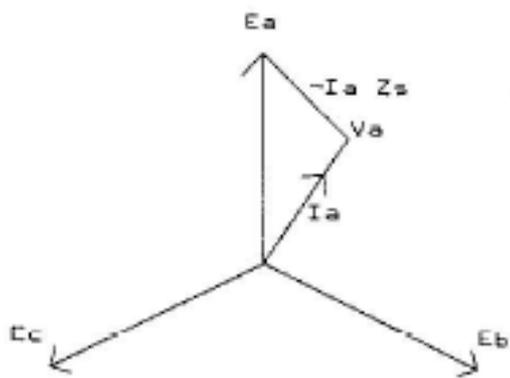
$$-(90 + \theta_L) < \text{Arg} (I_R / V_R) < (90 - \theta_L)$$

Relé direccional caso trifásico

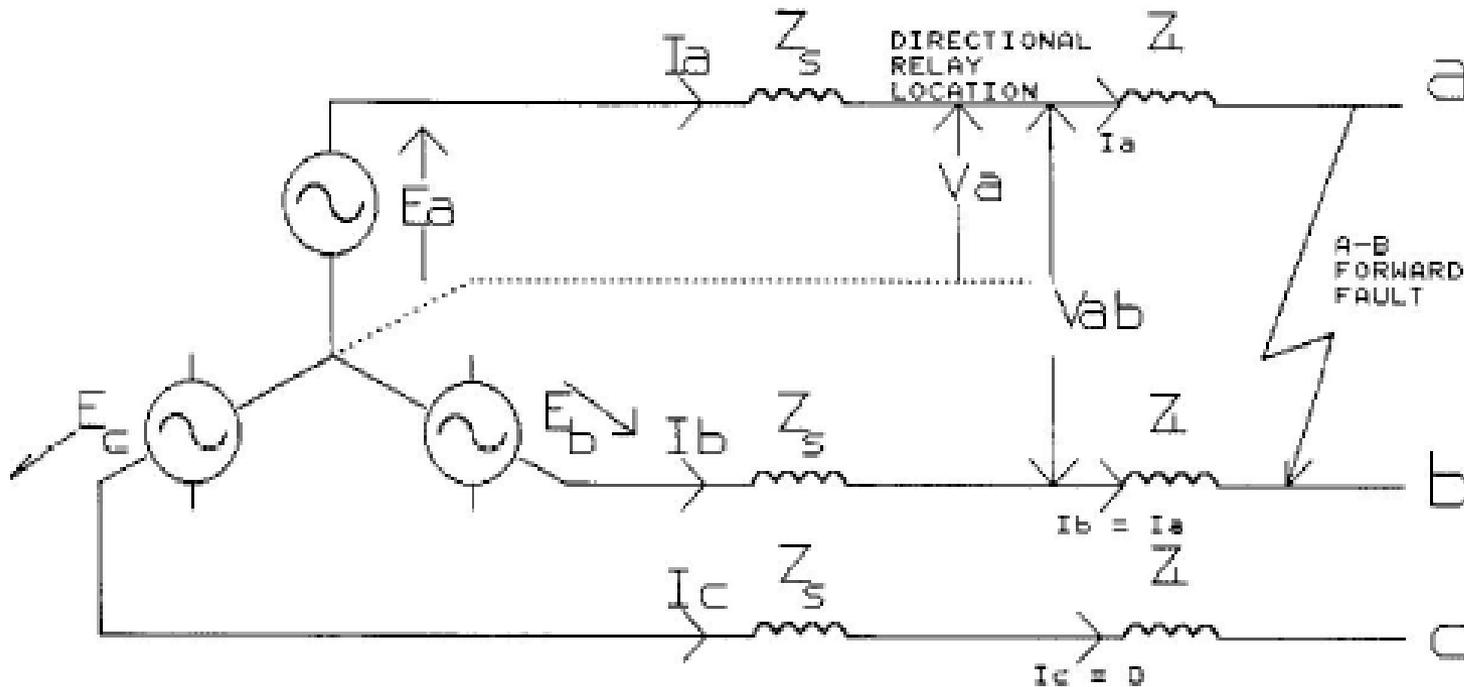


Carga balanceada con $f_p = 1$

Diagrama de volt y corr. antes de la falla



Considerando una falla bifásica A-B en la dirección hacia adelante



$$I_a = \frac{E_{ab}}{2(Z_s + Z_l)}$$

$$I_b = -I_a$$

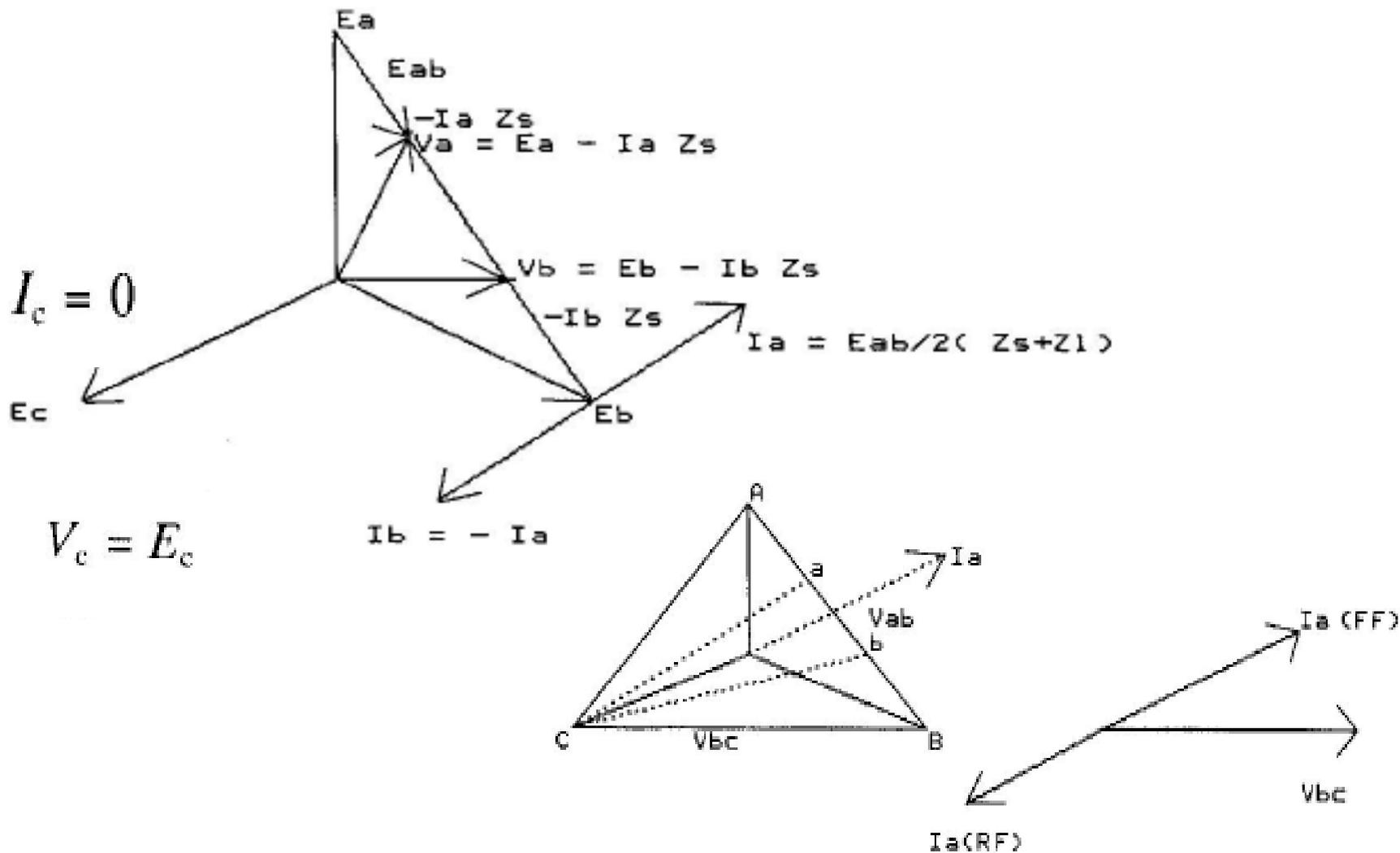
$$I_c = 0$$

$$V_a = E_a - I_a Z_s$$

$$V_b = E_b - I_b Z_s$$

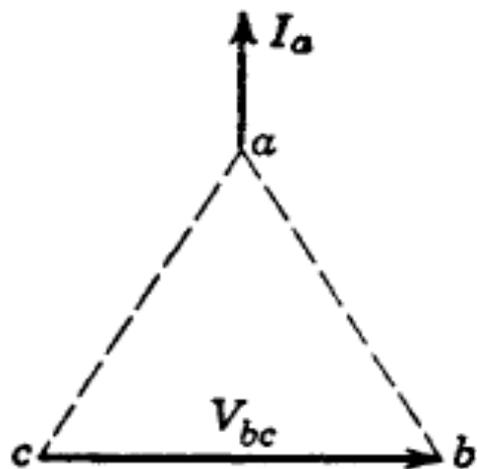
$$V_{ab} = V_a - V_b = -I_a Z_s + I_b Z_s$$

Diagrama de volt y corr post falla



Principios Básicos de Diseño de Protecciones

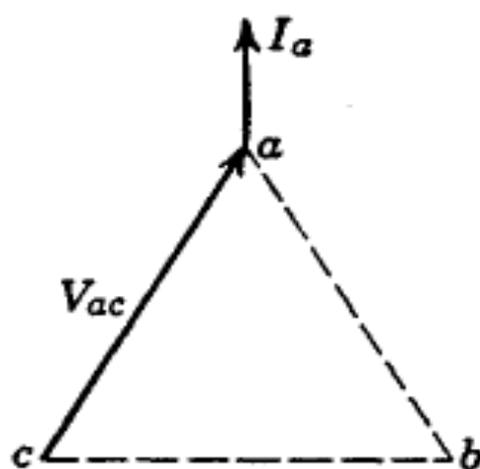
El tipo de conexión significa el ángulo entre el voltaje y la corriente que alimentan al relè, previo a la falla y a un factor de potencia unitario



90 grados

$$I_r = I_a$$

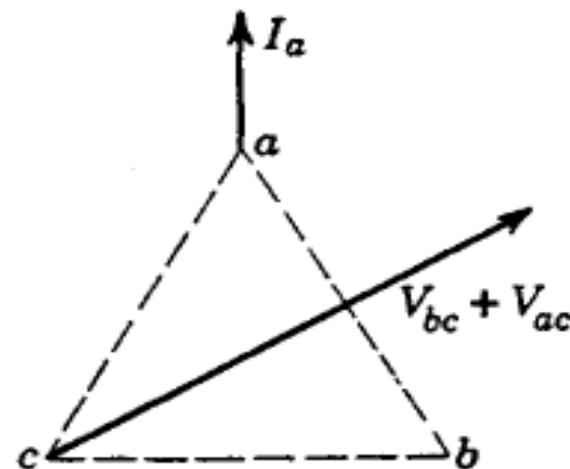
$$V_r = V_{bc}$$



30 grados

$$I_r = I_a$$

$$V_r = V_{ac}$$



60 grados

$$I_r = I_a$$

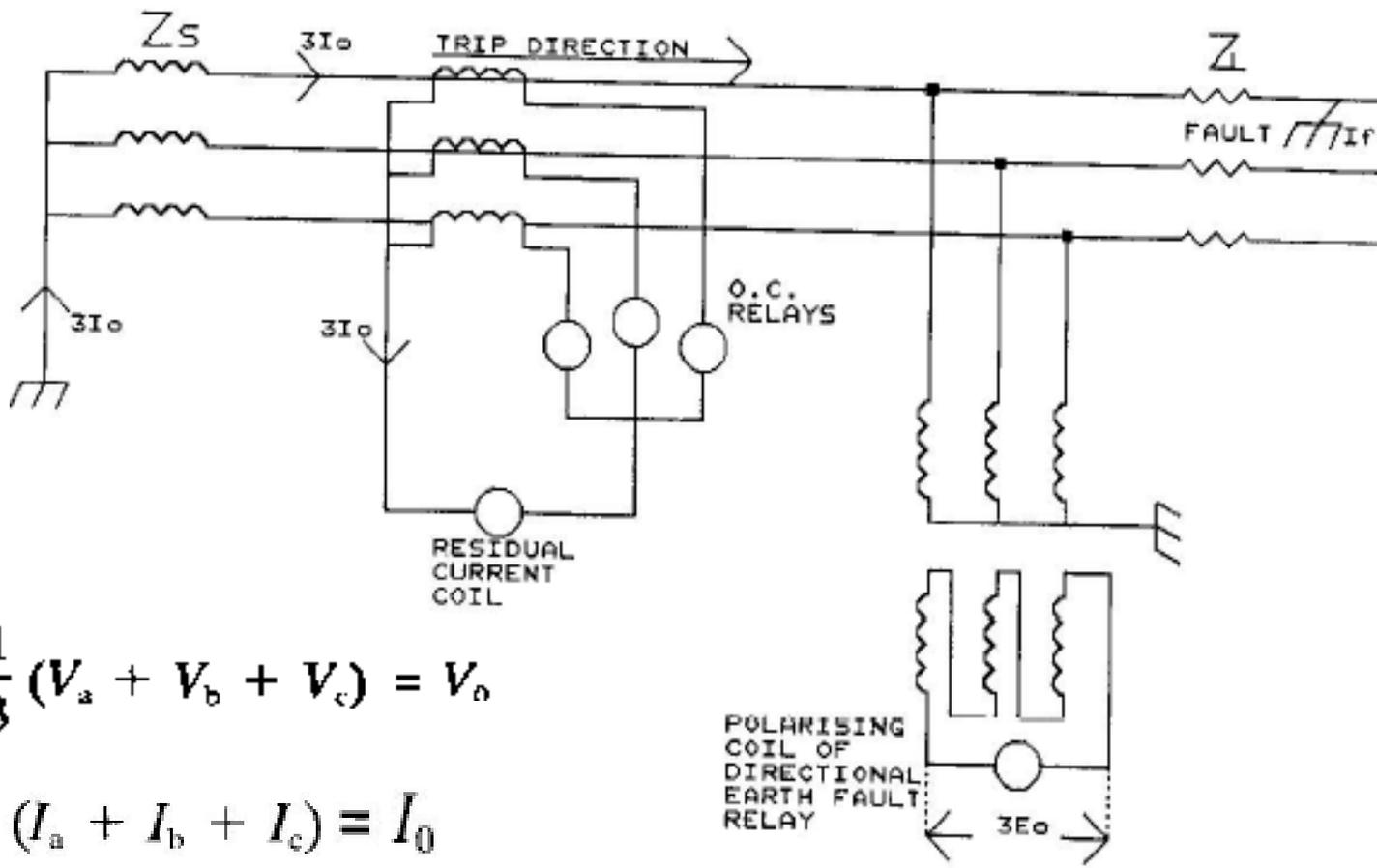
$$V_r = V_{bc} + V_{ac}$$

Conexiones

Los 10 tipos de fallas se pueden cubrir con una combinación de tres relés direccionales que supervisan igual número de relés de sobre corriente.

Para fallas a tierra, solo se requiere un relé direccional para detectar la dirección de la falla; el mismo se alimenta con cantidades de secuencia cero, como se aprecia en el siguiente diagrama

Relè direccional para fallas a tierra

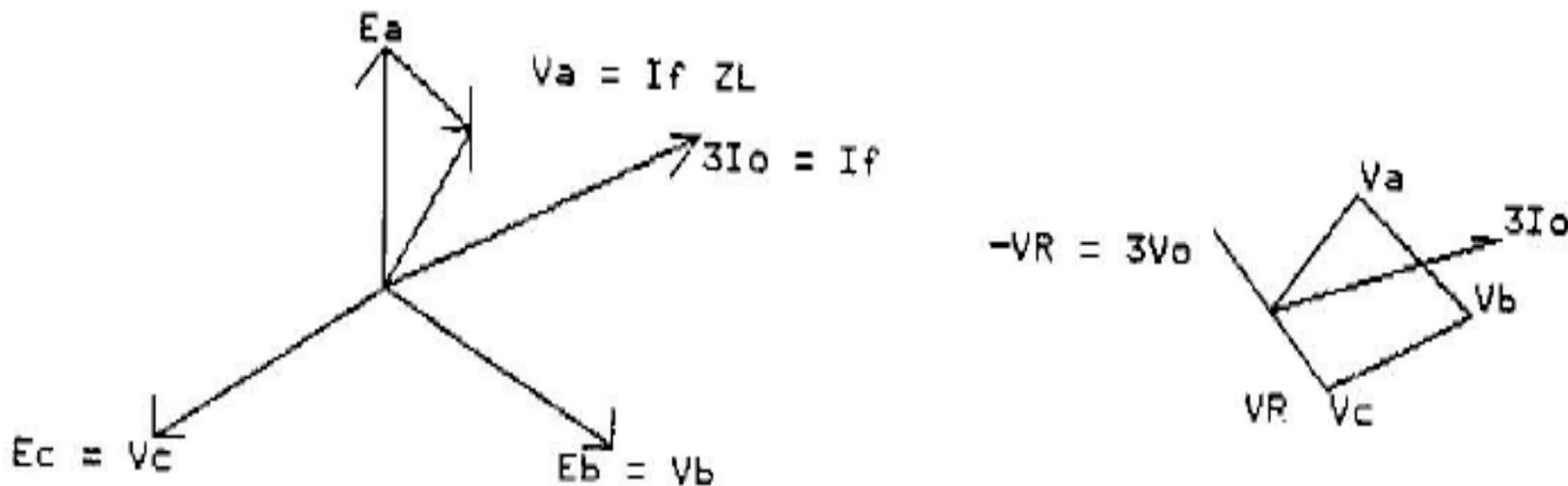


$$V_r = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) = V_0$$

$$I_r = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = I_0$$

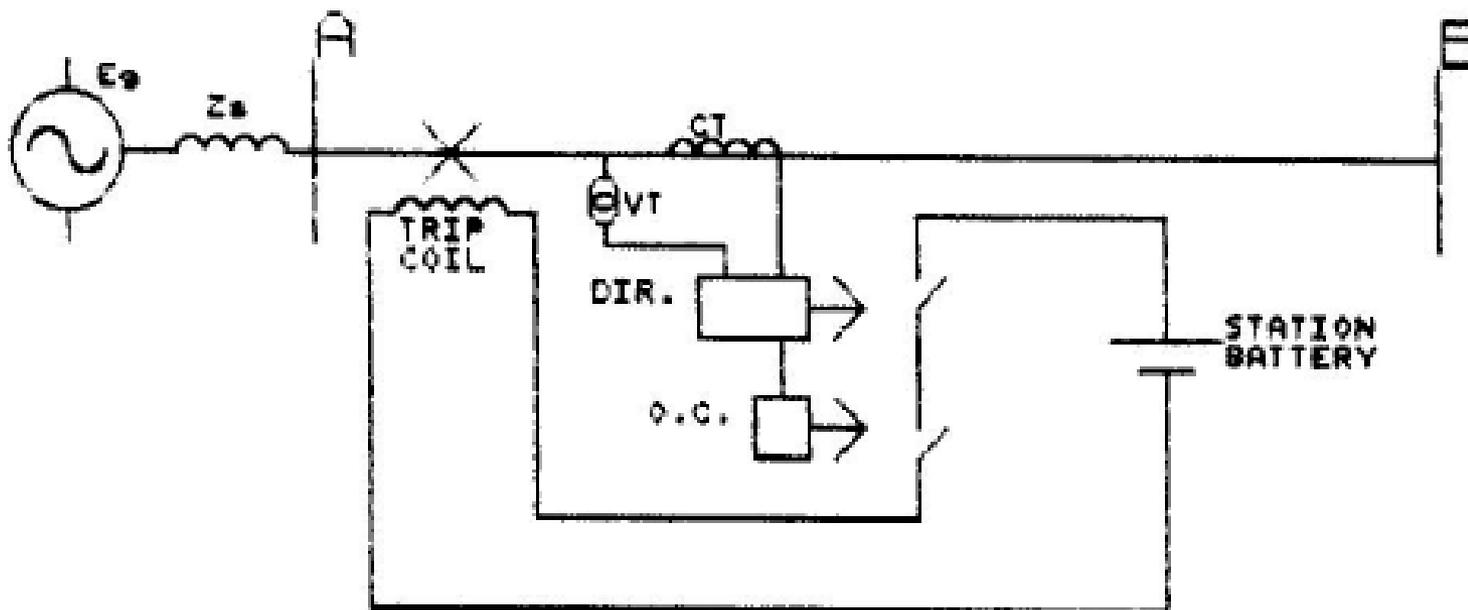
Relè direccional para fallas a tierra

Diagrama fasorial asumiendo falla en la fase A en la dirección de disparo



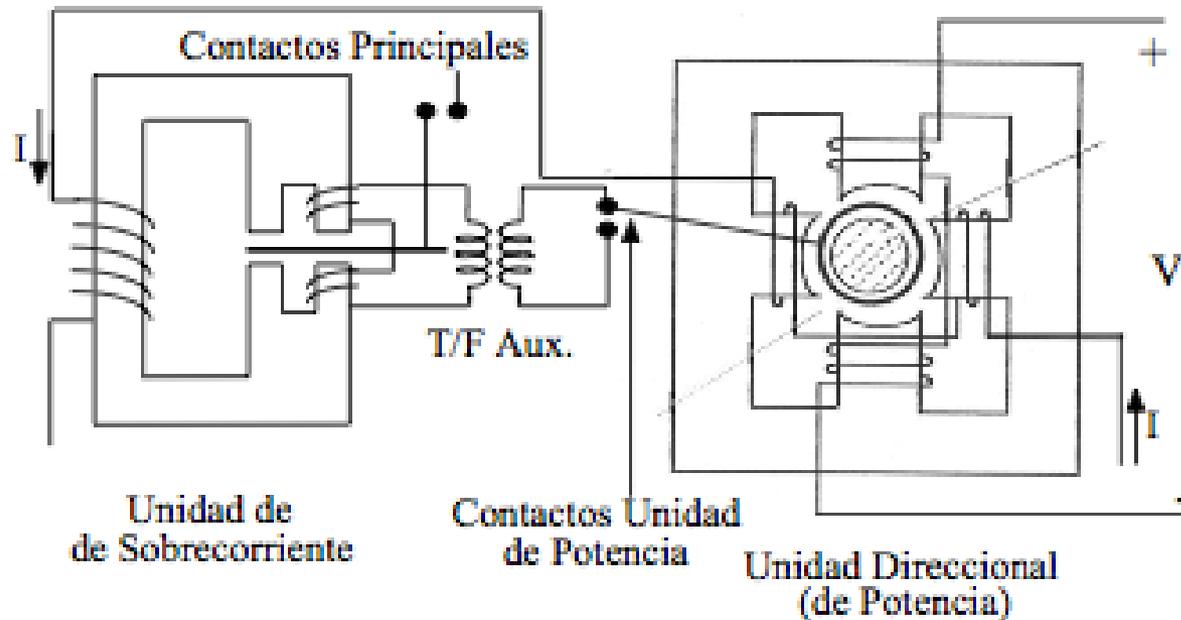
El ángulo de fase entre el voltaje de secuencia cero y la corriente de secuencia cero se usa como criterio de disparo

Relè de sobrecorriente supervisado por relè direccional a nivel de contactos. Supervisión direccional



Las dos unidades pueden operar independientemente y sus contactos de salida se conectan en serie a la bobina de disparo del interruptor

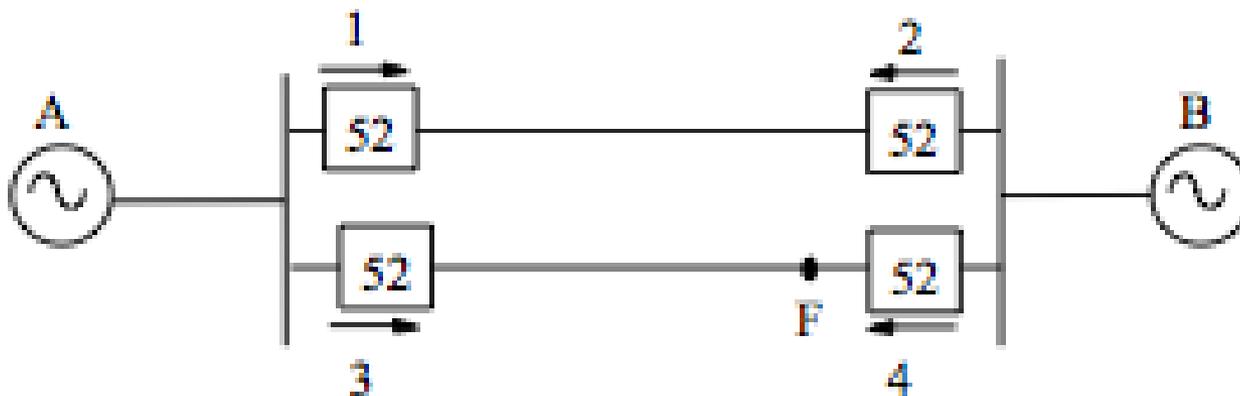
Relés de sobrecorriente controlado por relé direccional a nivel de operación. Control direccional



La unidad direccional controla la operación de la unidad de sobrecorriente

Relés de sobrecorriente direccional.

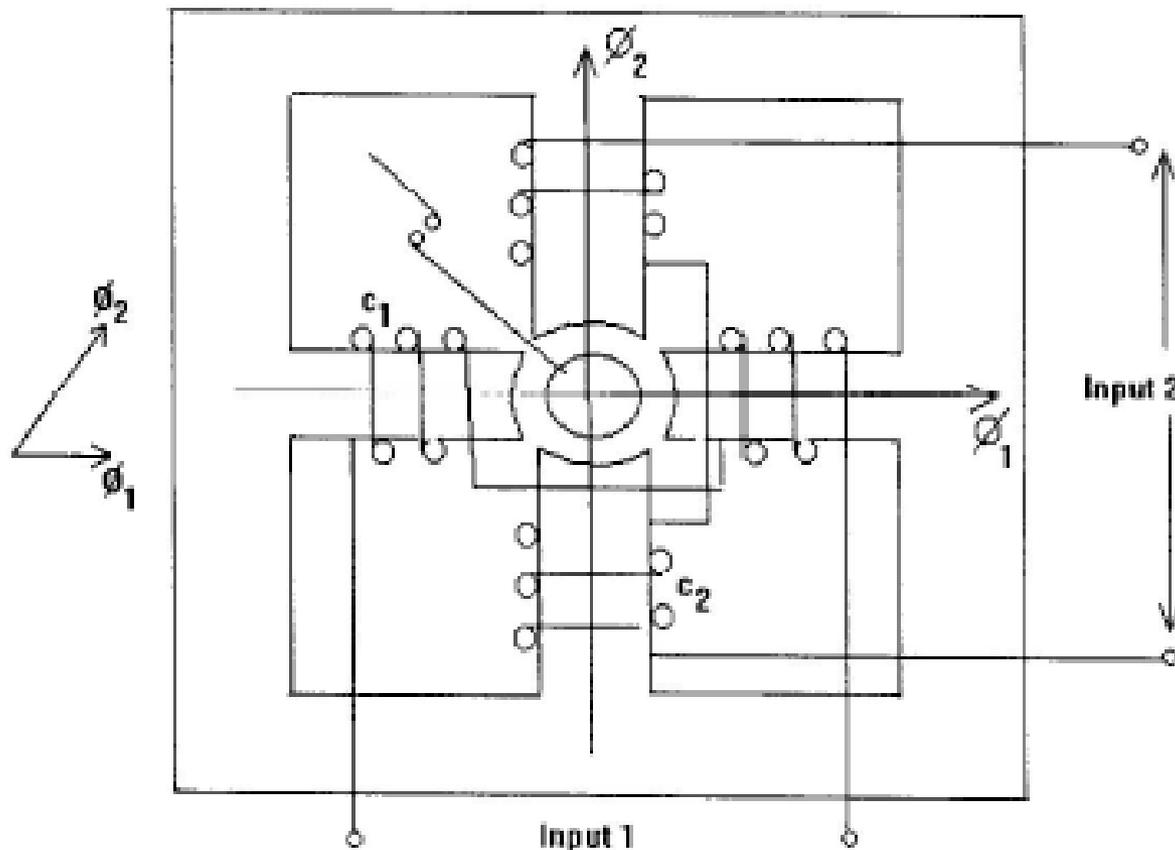
Analizar los dos esquemas de conexión (supervisión direccional y control direccional) en el siguiente diagrama. Cuál produce mejores resultados ?



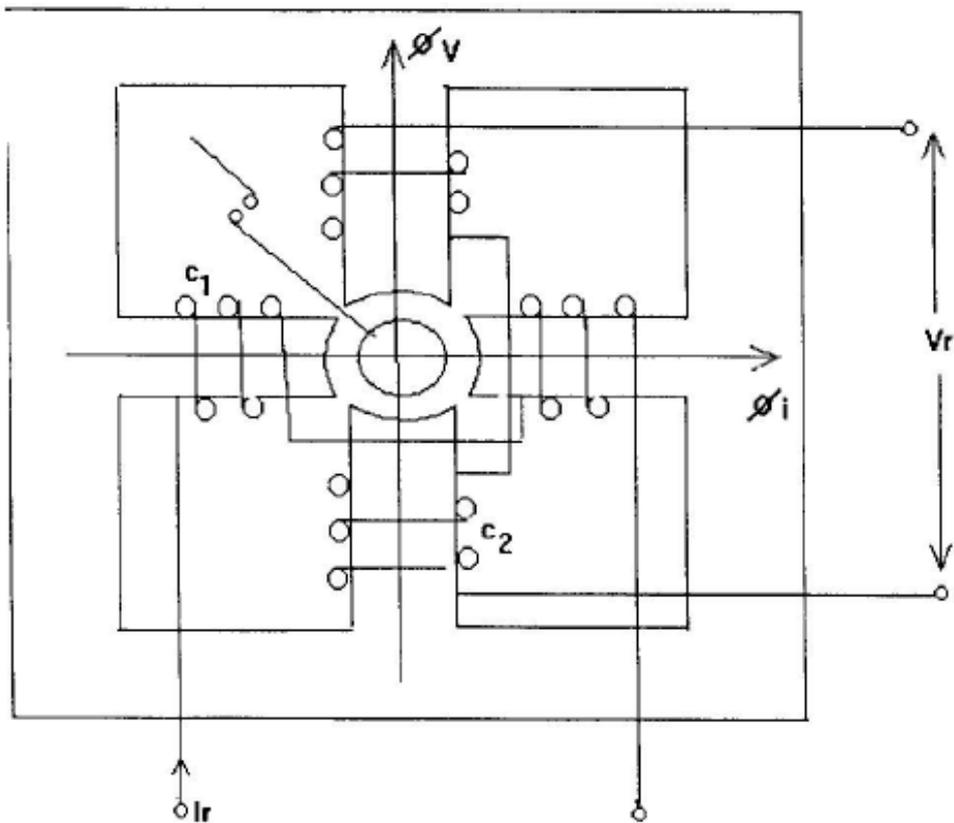
Tecnologías de relès direccionales

- Relès electromecánicos basados en unidades de copa de inducción
- Comparadores de fase estáticos utilizando transistores o circuitos integrados
- Anillo modulador utilizando diodos
- Algoritmos basados en micro procesadores o computadores

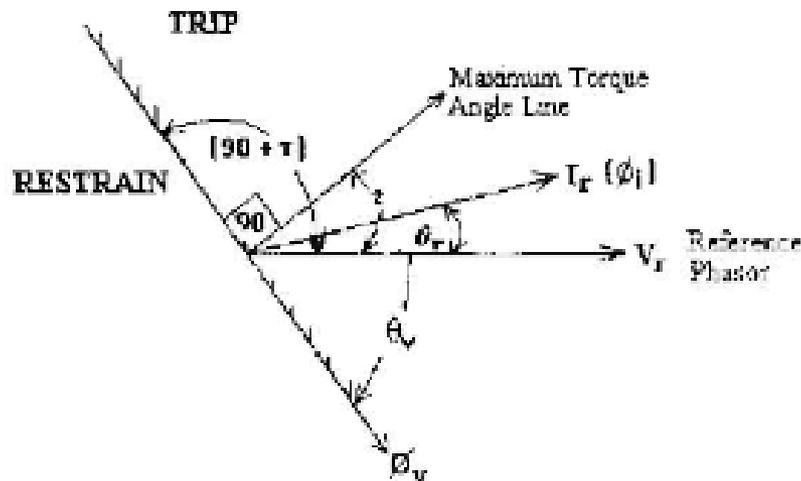
Relè direccional electromecánico de copa de inducción



Relè direccional electromecánico de copa de inducción



$$T_{\text{operating}} = \Phi_v \Phi_i \sin(\theta_v + \theta_r)$$



Flujo Φ_v atrasa a V_r en ángulo θ_v
(ángulo de bobina de voltaje)

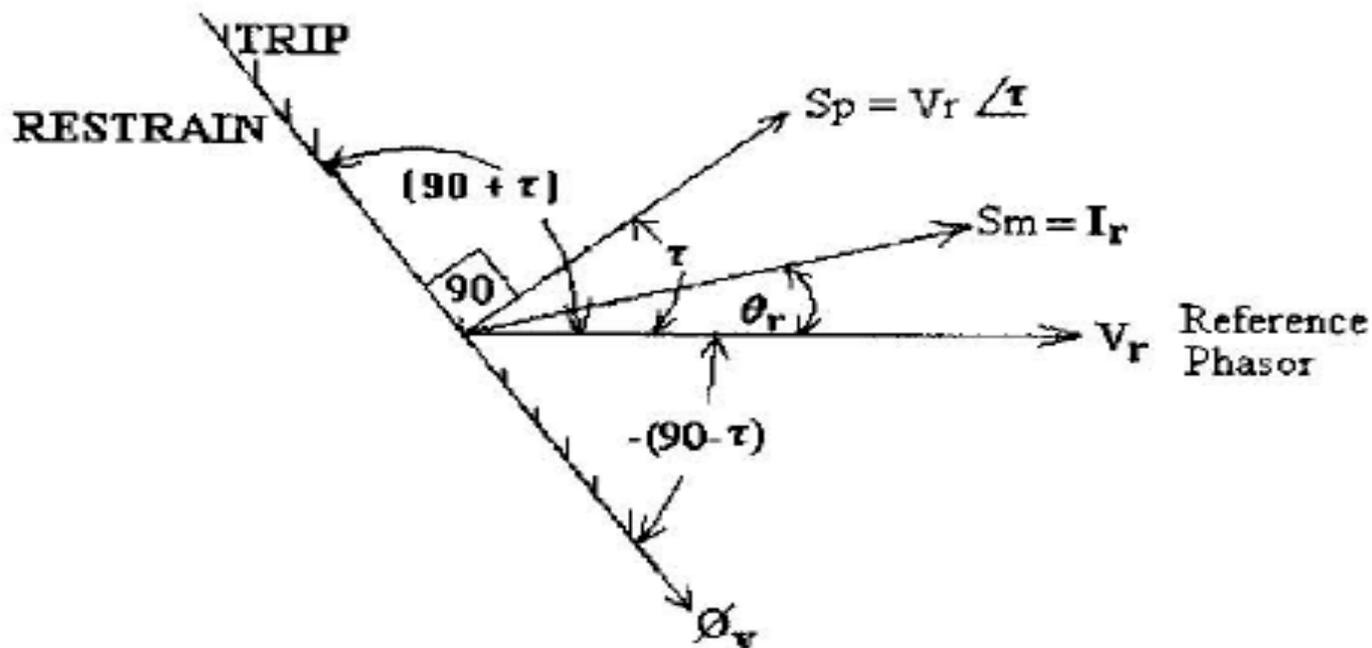
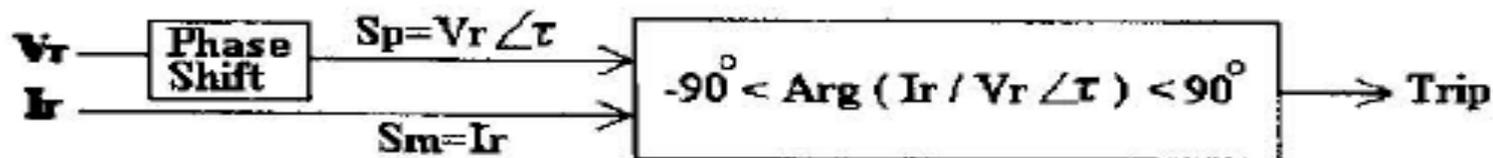
Flujo Φ_i en fase con la corriente I_r

θ_r ángulo entre V_r e I_r

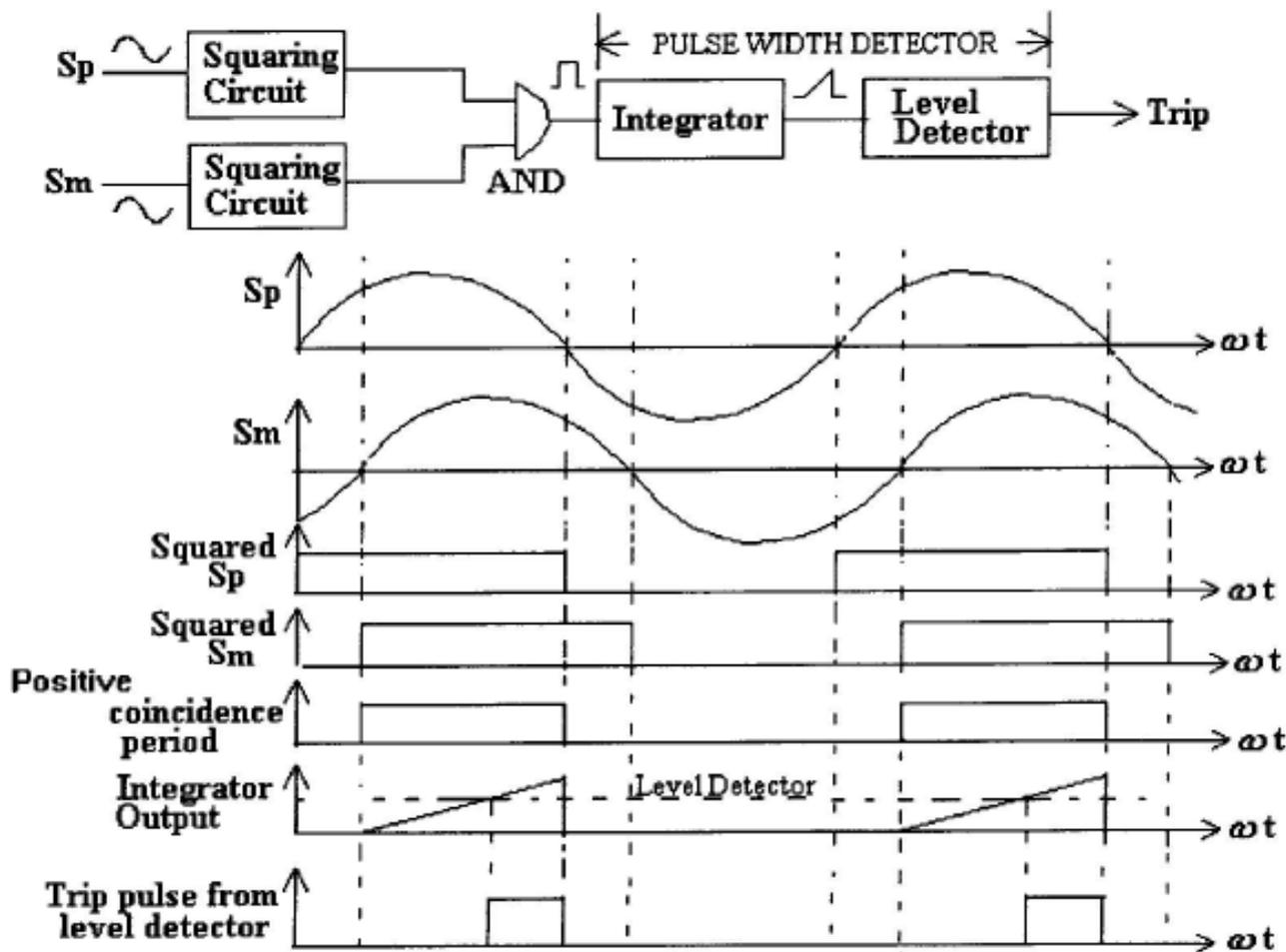
Condición de disparo:

$$-(90^\circ - \tau) < \text{Arg} \left(\frac{I_r}{V_r} \right) < +(90^\circ + \tau)$$

Ejemplo de relé direccional basado en comparación de fases utilizando circuitos integrados



Ejemplo de relé direccional basado en comparación de fases utilizando circuitos integrados



Protección de distancia.

Los relès de sobrecorriente poseen la desventaja de tener alcance variable y tiempos de operación variables dependiendo de la impedancia fuente y del tipo de falla. Esta limitación condujo al diseño de un nuevo tipo de relè, apto para las exigencias que imponían las nuevas aplicaciones de grandes sistemas interconectados, y cuyo alcance y tiempo de operación no dependía de la impedancia fuente. Apareció así el relè de distancia.

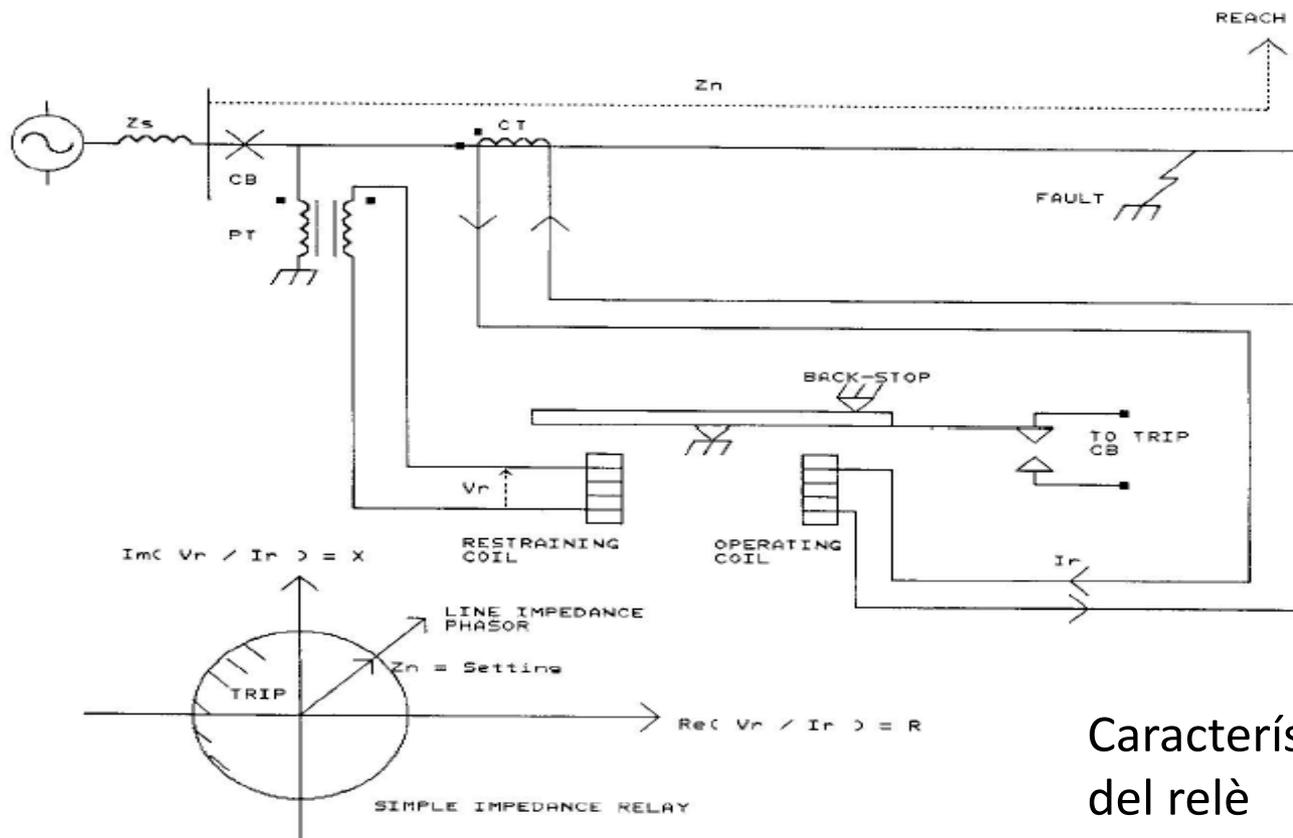
Relés de distancia.

Fundamentalmente, los relés de distancia comparan el voltaje y la corriente medidos en el sitio donde se encuentran instalados, y operan cuando esta relación es menor a un valor de ajuste. Para condiciones balanceadas y para fallas fase a fase, la relación de voltaje a corriente aplicada al relé corresponde a la impedancia del circuito protegido. Por lo tanto, estos relés se ajustan en función de la impedancia de la línea que están protegiendo.

Relés de distancia

A continuación se muestra la conexión de un relè de distancia para que mida la impedancia de la línea, a partir de los fasores de voltaje y de corriente en la ubicación del relè. También se muestra la característica de operación del relè y la forma más simple de un relè electromecánico basado en el principio de haz balanceado. El relè opera cuando la impedancia vista por el relè se encuentra dentro de la característica, que en este caso es un círculo con centro en el origen del plano de coordenadas R-X

Relés de distancia. Tipo haz balanceado. Impedancia característica

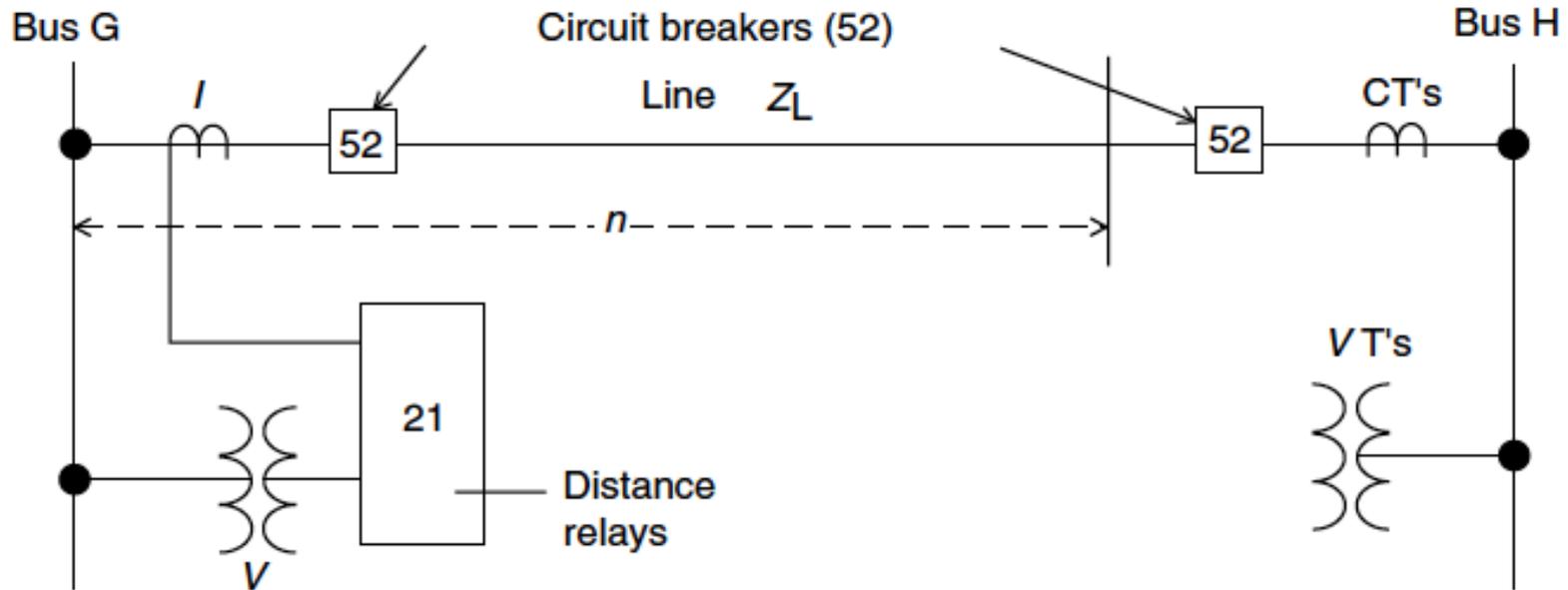


Característica de operación del relè

Relés de distancia. Principio básico de funcionamiento

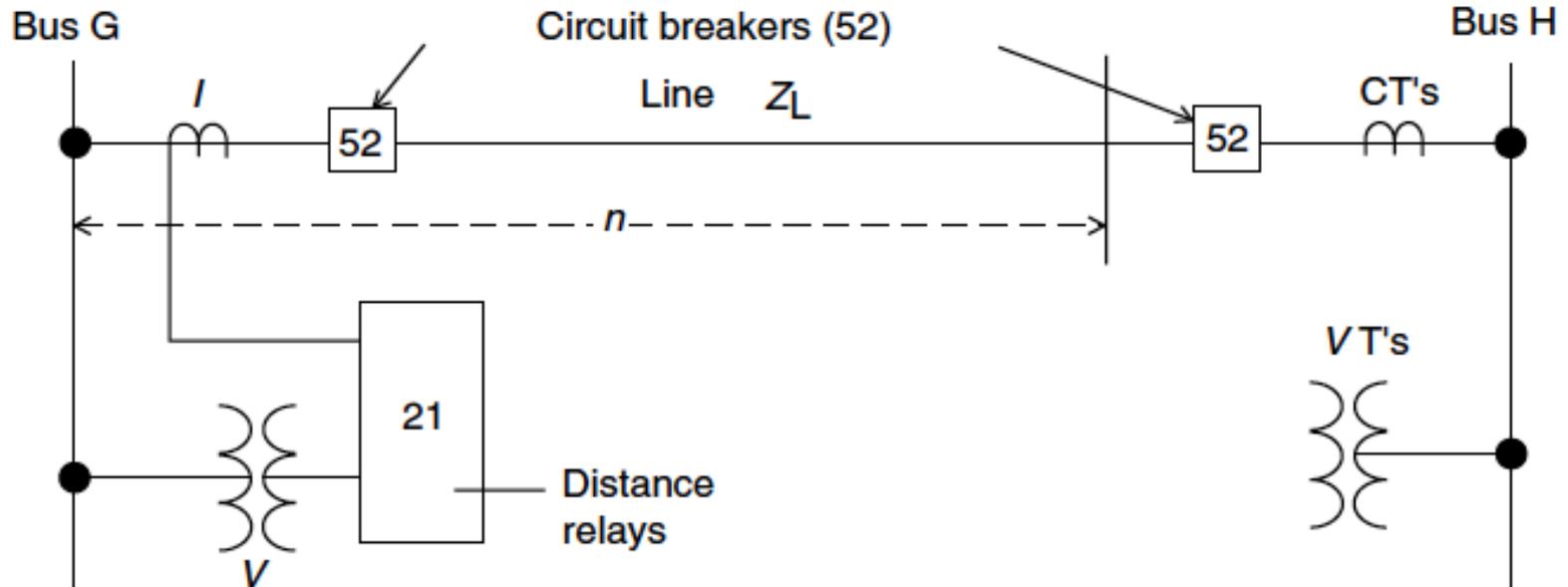
El relé del tipo haz balanceado es un diseño muy antiguo que ya no se fabrica, sin embargo el mismo permite un mejor entendimiento del principio básico de operación y apreciación de términos comunes que son utilizados en la actualidad. Como se puede observar existen dos fuerzas que se enfrentan para producir un movimiento y operar un contacto, una de éstas es ejercida por un electroimán alimentado por voltaje, el cual restringe el movimiento, y la otra es ejercida por un electroimán alimentado por corriente que trata de cerrar el contacto. Por diseño y ajuste las dos fuerzas se hacen iguales para una falla trifásica sólida en el punto de ajuste nZ_1 , conocido como punto de balance o ajuste de zona.

Relés de distancia. Principio básico de funcionamiento



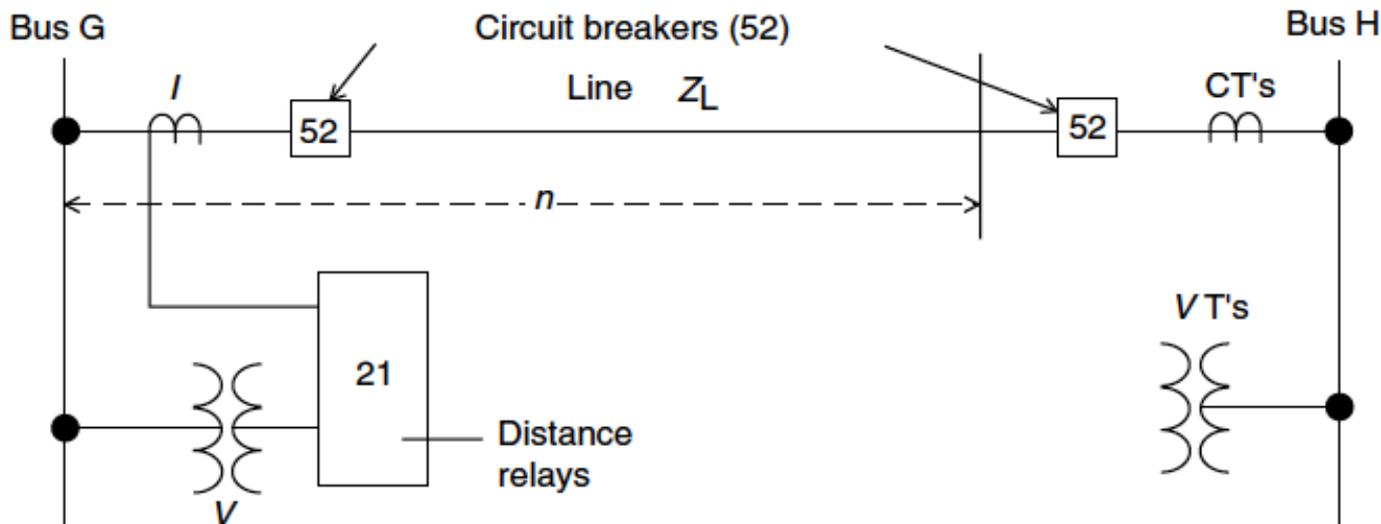
Para una falla entre la ubicación de relé y el punto de alcance n la corriente I será mayor que la corriente para la falla en n y el voltaje V medido en el relé será menor en relación al valor para la falla en n ; así la fuerza de la corriente será mayor y causa el movimiento del haz para cerrar el contacto

Relés de distancia. Principio básico de funcionamiento



Para una falla externa a la derecha del punto n , la corriente será menor y el voltaje mayor; así el torque producido por el voltaje será mayor al producido por la corriente y no habrá operación del contacto.

Relés de distancia. Principio básico de funcionamiento



Para una falla trifásica sólida en el punto n , el voltaje en dicho punto será cero, y el voltaje V en la ubicación del relé será igual a la caída de voltaje a lo largo de la línea, es decir, $V = InZ_L$, luego dividiendo este voltaje por la corriente, se obtiene la impedancia vista por el relé al punto de falla.

$$Z_R = \frac{V}{I} = \frac{InZ_L}{I} = nZ_L.$$

Relés de distancia. Principio básico de funcionamiento

Se puede apreciar que el ajuste y la operación de la unidad de haz balanceado son función de la impedancia vista desde la ubicación del relé, donde se mide el voltaje, al punto de balance o de alcance. El ajuste y operación de la unidad ya no dependen de la magnitud de la corriente de falla y ésta es una de las ventajas de este tipo de relés respecto a las unidades de sobrecorriente. El disparo puede ser instantáneo para fallas en cualquier punto a lo largo de la zona de alcance.

Relés de distancia. Característica de relé

la característica de operación del relé se puede determinar considerando las ecuaciones de las fuerzas que actúan sobre la estructura. El relé opera o produce disparo cuando la fuerza de operación es mayor o igual a la fuerza de restricción.

$$\text{fuerza de operación} = [K_o I_r]^2$$

$$\text{fuerza de restricción} = [K_r V_r]^2$$

$$\text{el relé dispara s } [K_o I_r]^2 \geq [K_r V_r]^2$$

Ko y Kr son
constantes de
proporcionalidad

Relés de distancia. Característica del relé

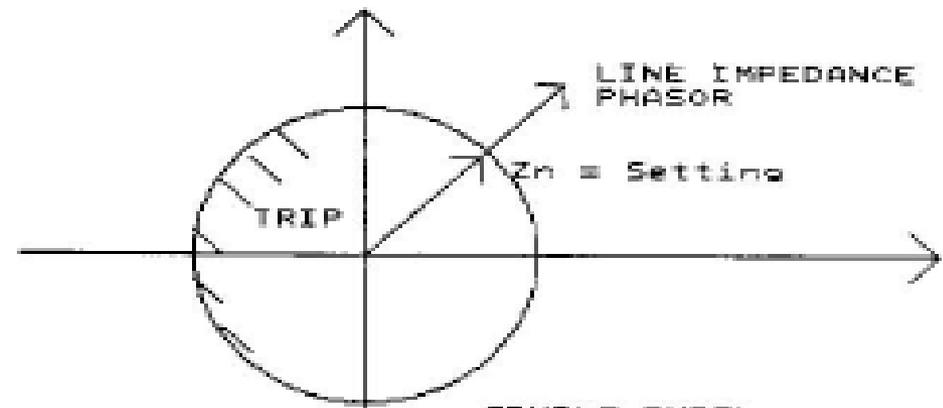
De la condición de disparo se obtiene la impedancia vista por el relé

Condición de disparo

$$[K_o I_r]^2 \geq [K_r V_r]^2$$

Impedancia vista por el relé

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} \leq \frac{K_o}{K_r} \quad Z_r \leq \text{constant}$$



R= parte real de $Z_r = \text{real}(V_r/I_r)$

X= parte imag de $Z_r = \text{imag}(V_r/I_r)$

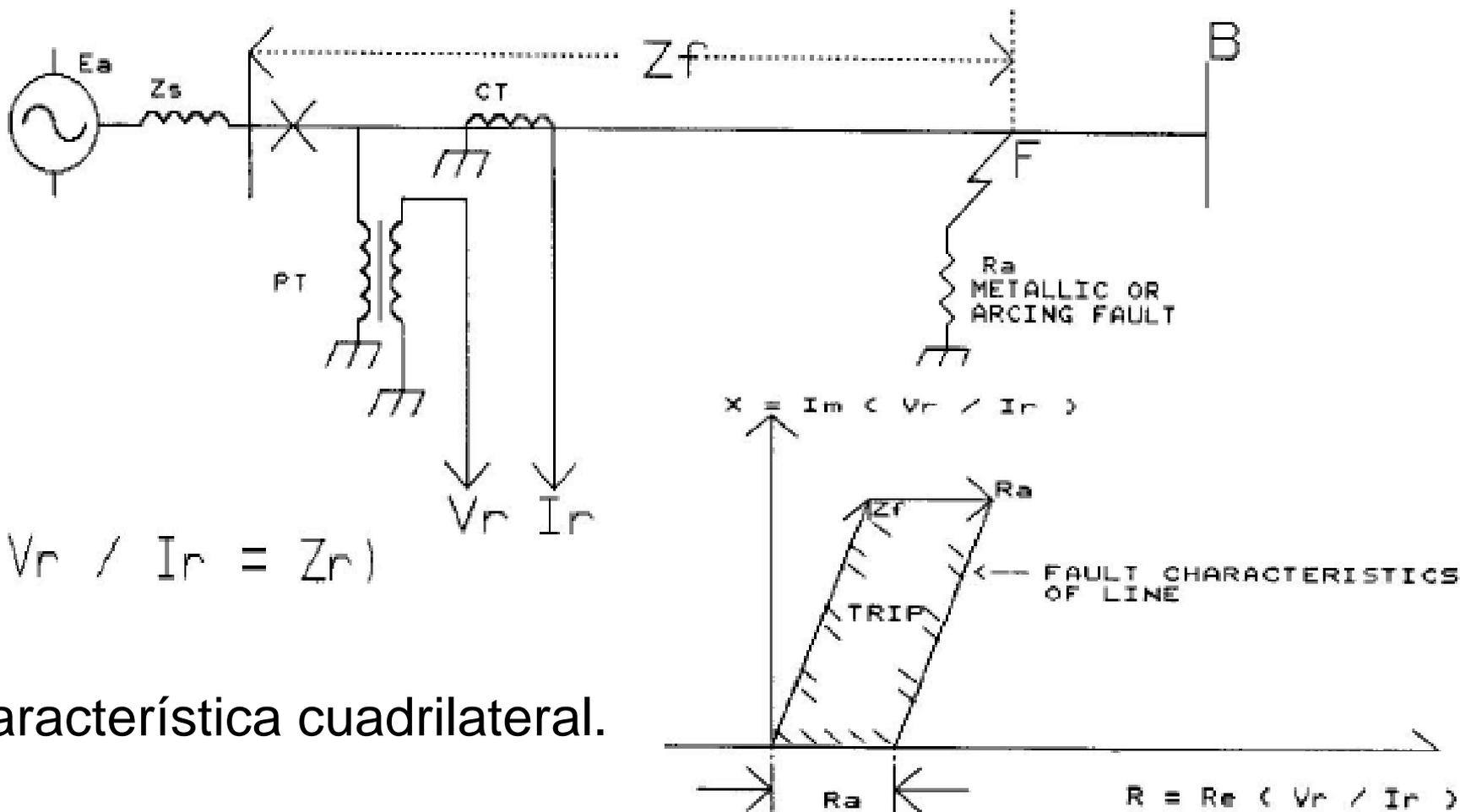
Relés de distancia. Diagramas R - X

La característica de un relé de distancia es una representación geométrica donde se define su operación de acuerdo a la impedancia vista desde su punto de ubicación al punto de falla. Para observar convenientemente dicha característica se utiliza un diagrama R – X, donde R es la abscisa y representa la parte resistiva de la impedancia y X es la ordenada y representa la reactancia. El origen del par de ejes de coordenadas representa el punto de ubicación del relé bajo estudio. Las fallas en el primer cuadrante corresponden a fallas en la dirección “hacia adelante” del relé. Las fallas en el tercer cuadrante corresponden a fallas “hacia atrás” del relé.

Relé de distancia. Característica de falla

La característica de falla de una línea también se representa en el plano R-X, y se define como la impedancia vista en el lado secundario de los transformadores de corriente y de tensión de la línea fallada. La posición de la falla puede variar desde el punto de ubicación del relé hasta el punto de alcance seleccionado a lo largo de la línea. La falla puede ser sólida o con resistencia de arco. En este último caso, el relé puede presentar problemas para detectar la falla.

Característica de falla. Línea con fuente en un extremo



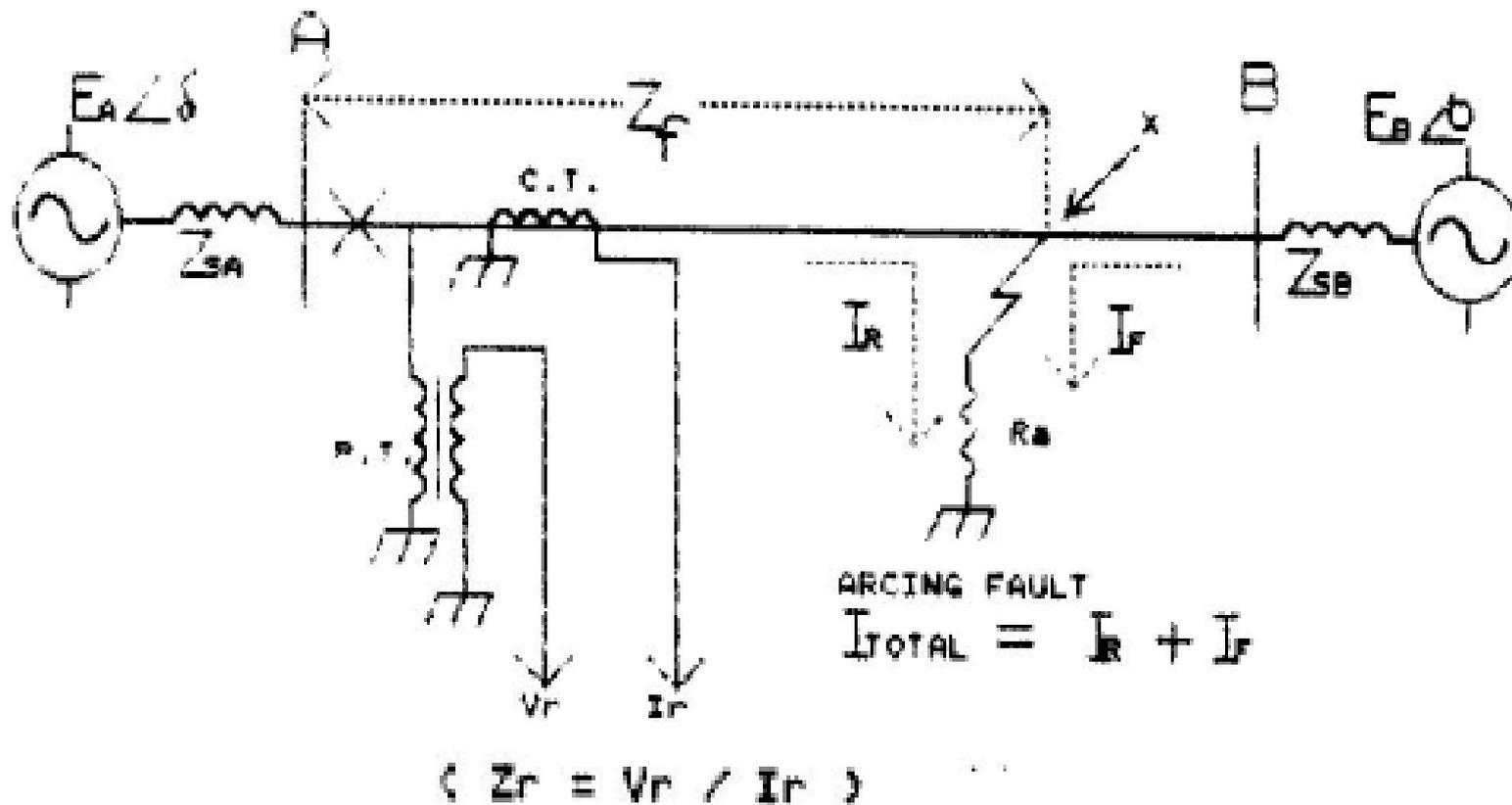
Característica cuadrilateral.

Característica de falla. Línea con fuente en un extremo.

La impedancia de falla vista desde el secundario de los transformadores de medida siempre está dentro de la característica cuadrilateral. Para otras condiciones diferentes a una falla, tales como condiciones de carga normal, la impedancia vista estará fuera de dicha característica

Característica de falla. Línea con fuente en los dos extremos.

Flujo de potencia previo a la falla, de A hacia B



Línea con fuente en los dos extremo.

En el diagrama anterior se tiene:

$$V_R = I_R Z_F + [I_R + I_F] R_a \quad \text{de donde}$$

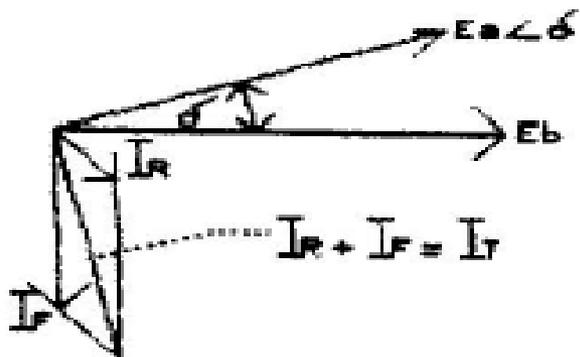
$$\frac{V_R}{I_R} = Z_R = Z_f + \left[\frac{I_R + I_F}{I_R} \right] R_a$$

$$Z_R = Z_f + K R_a$$

$$K = \frac{I_R + I_f}{I_R} = \text{corriente total en la falla} / \text{corriente en el relè}$$

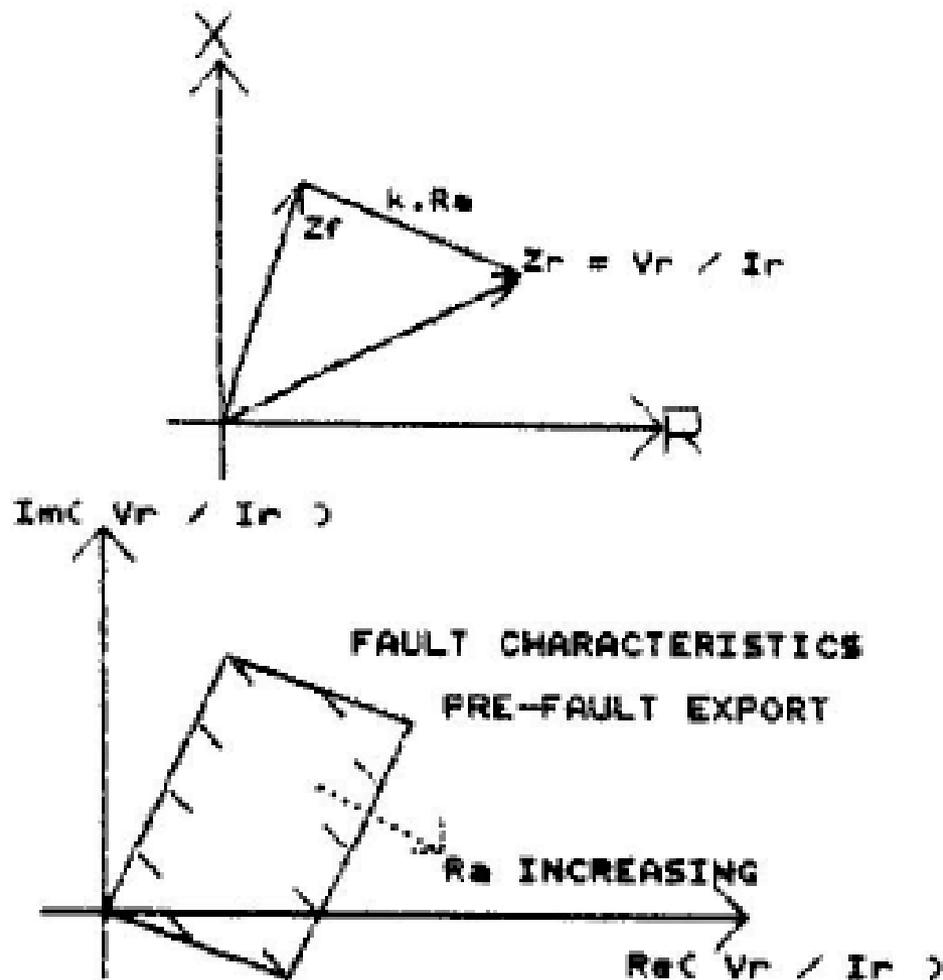
$$K = |K| \angle \delta$$

Línea con fuente en los dos extremos.



$$\frac{I_r}{I_r} = \frac{I_r + I_f}{I_r} = |k| \angle \delta$$

Impedancia vista desde el punto de relè cuando la falla se mueve desde ese punto hasta el punto de alcance deseado

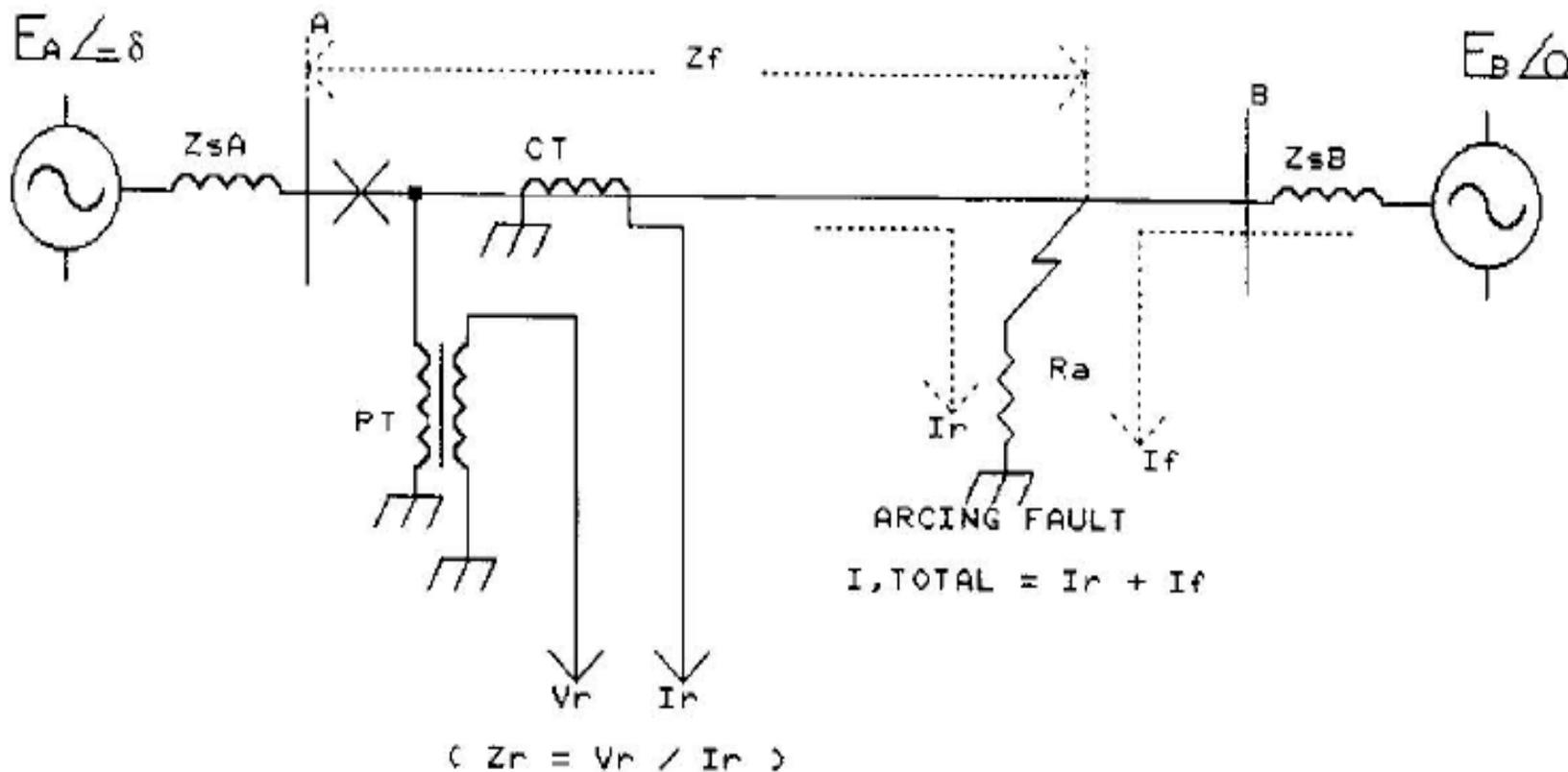


Principios Básicos de Diseño de Protecciones

Característica de falla. Línea con fuente en los dos extremos.

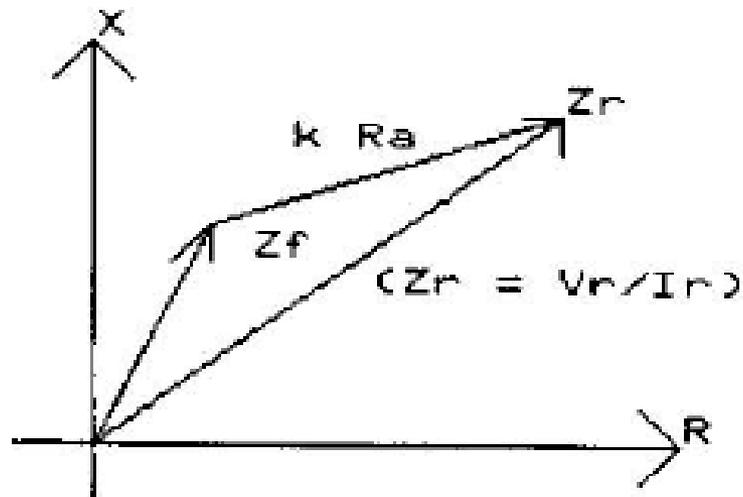
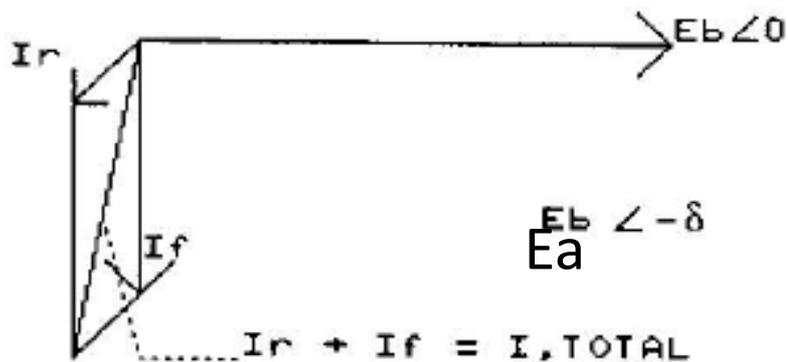
Flujo de potencia previo a la falla, de B hacia A

Ángulo negativo en A implica flujo hacia ese extremo

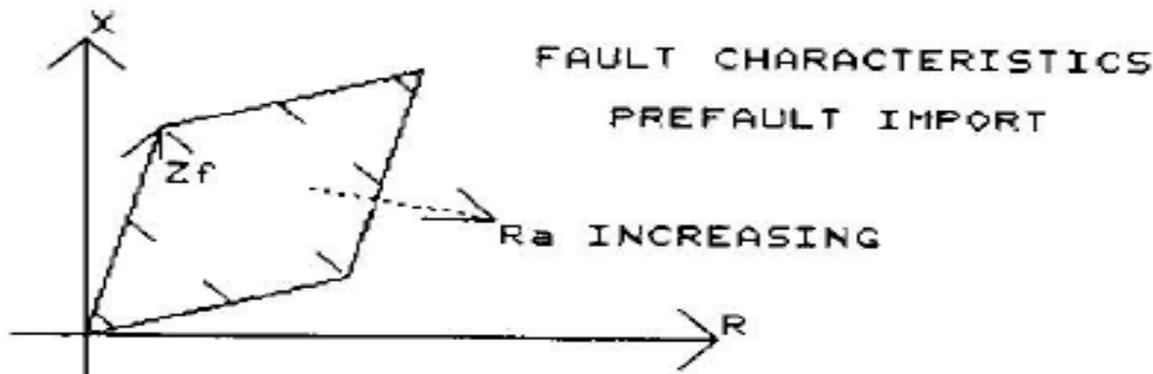


Línea con fuente en los dos extremos.

Flujo de potencia previo a la falla de B hacia A

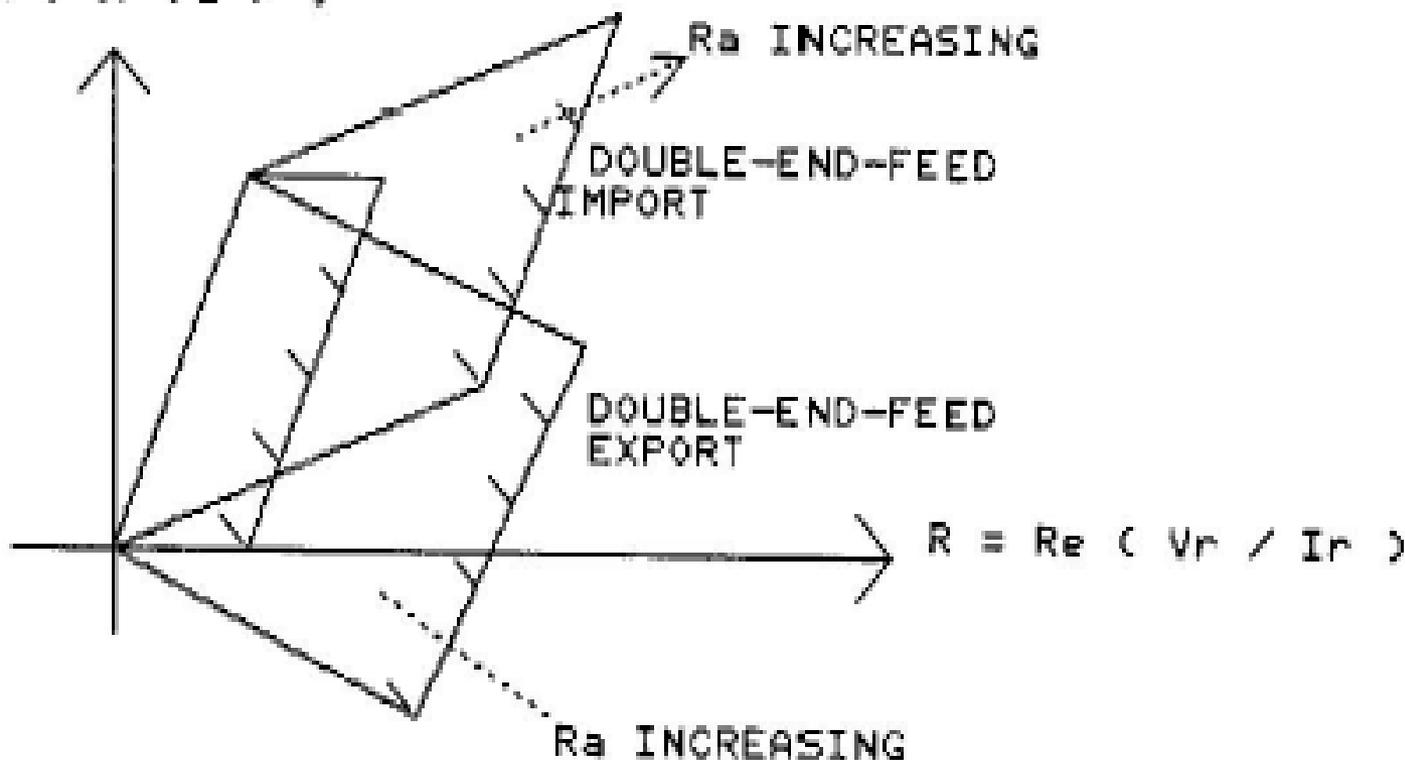


$$I_{total} / I_r = (I_r + I_f) / I_r = |k| \angle \delta$$



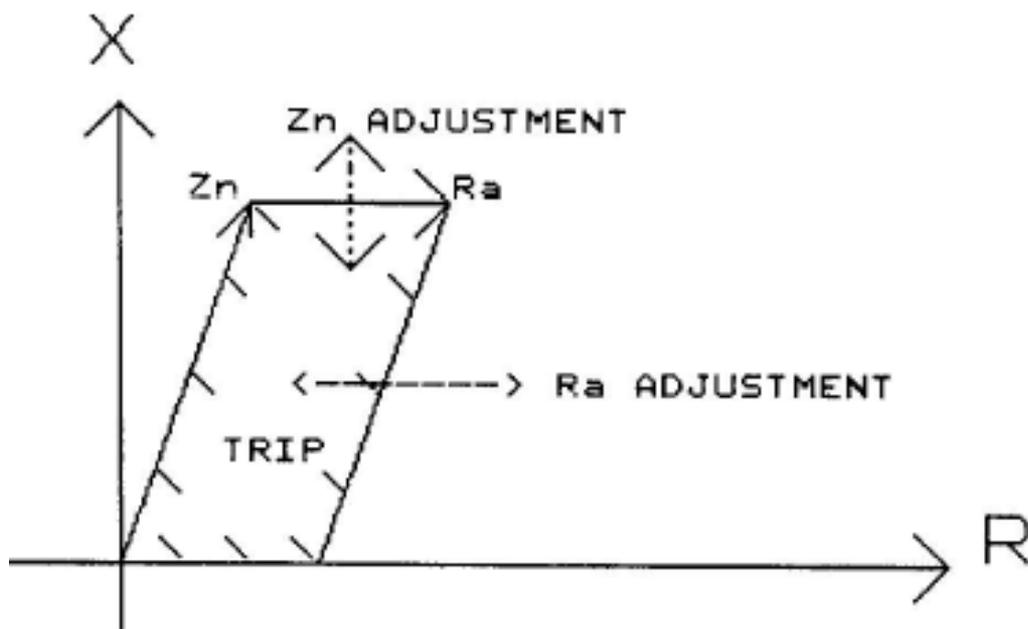
Línea con fuente en los dos extremos. Posibles características de falla.

$$X = \text{Im} (V_r / I_r)$$



Varias características de relès de distancia

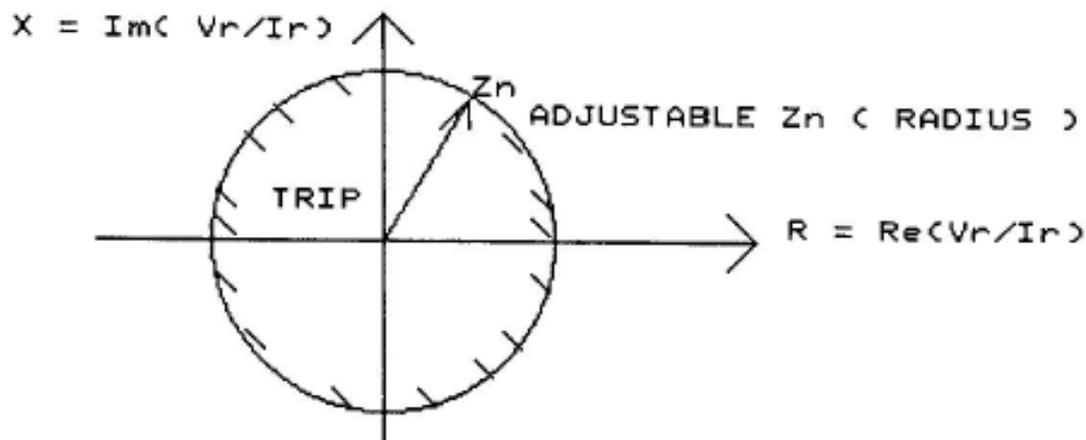
Característica cuadrilateral. Esta es la que mejor puede adaptarse a la característica de falla de la línea



Ajustes: Z_n y R_a . El relè opera cuando la Z vista en el lado secundario de los TC/TP está dentro de la característica

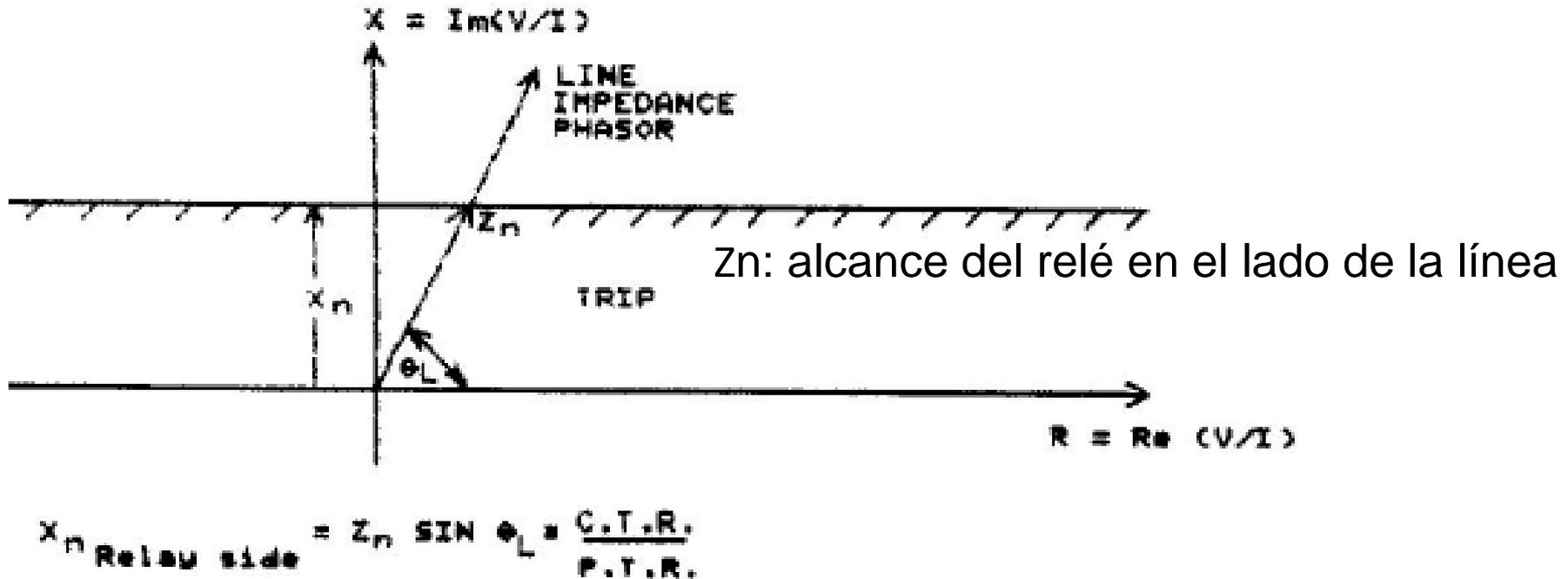
Varias características de relés de distancia

Relé de impedancia: En esta característica se ajusta el alcance del relé como el radio del círculo, cuyo centro coincide con el origen del diagrama R-X

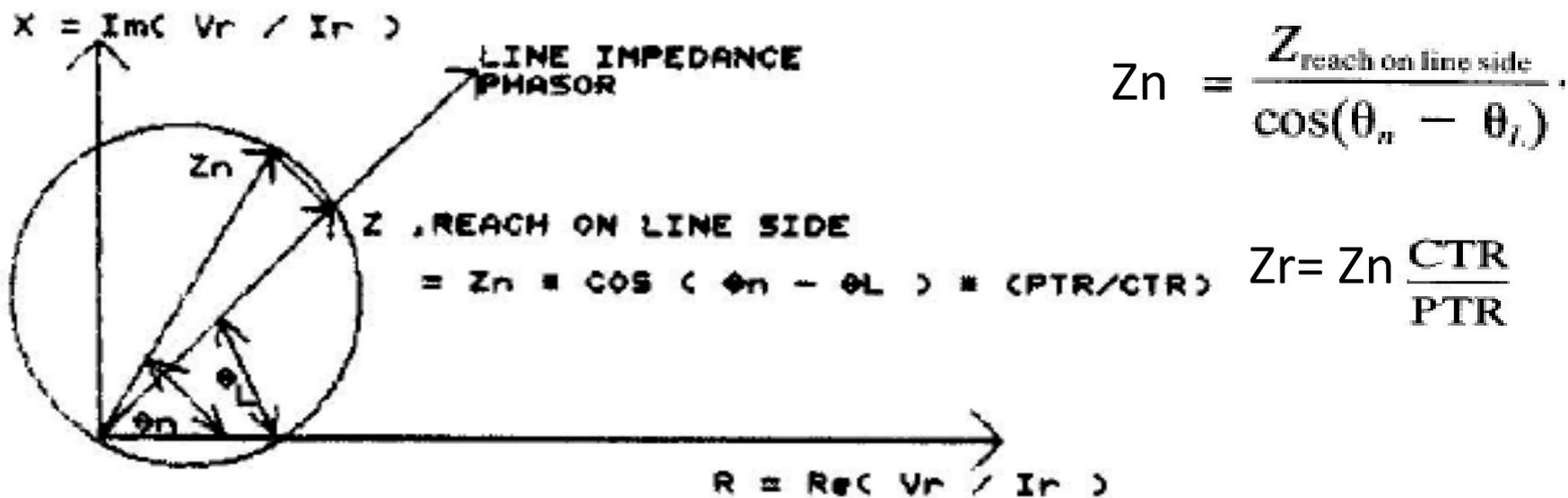


Como se observa es una característica no direccional

Relé de reactancia: La característica es una línea paralela al eje X, en la cual se ajusta la reactancia igual al alcance Z_n deseado.

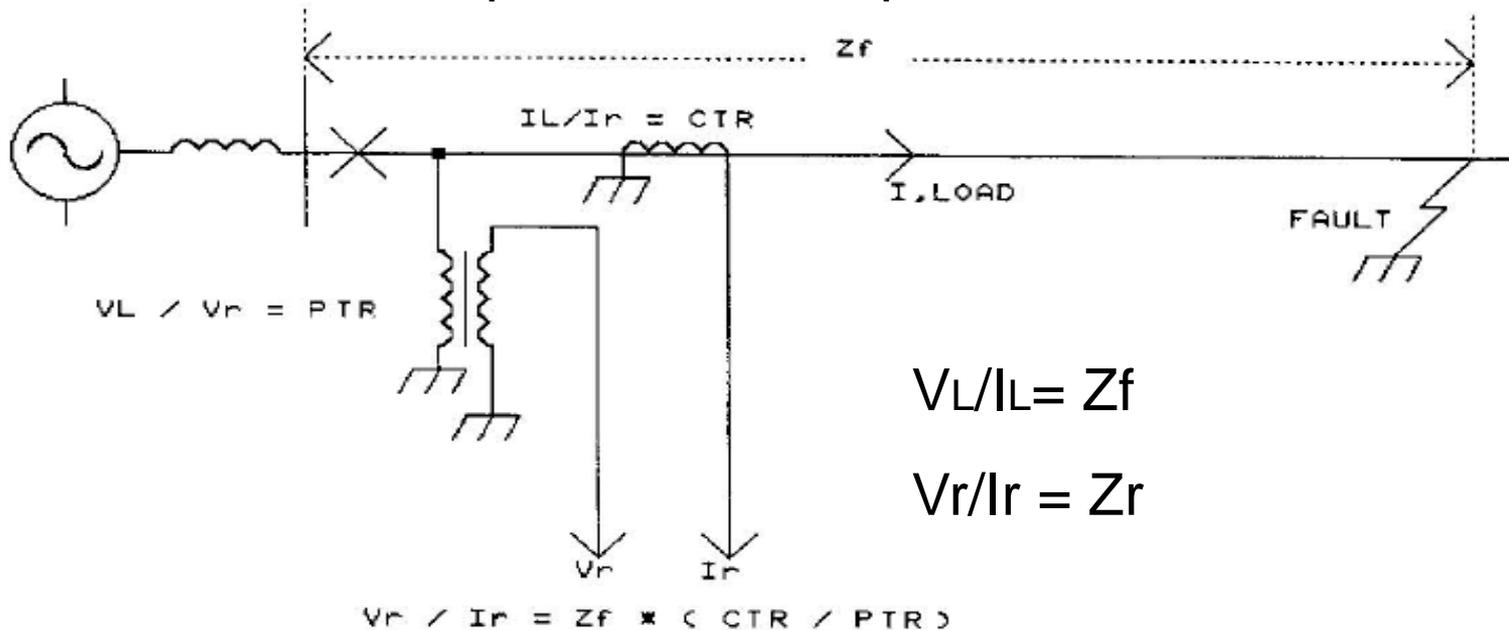


Relé Mho: Tiene una característica circular cuya periferia pasa a través del origen en el plano R-X. En la misma se ajustan el alcance, como el diametro del circulo, y el ángulo del mismo respecto al eje X, como se muestra en la figura



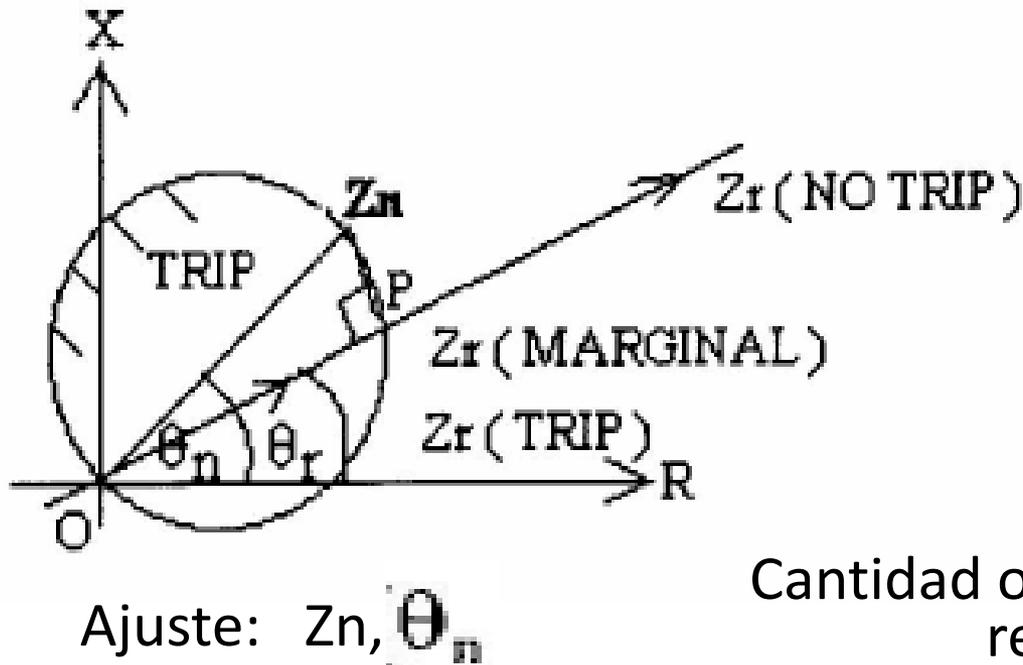
Relé de distancia. Ajustes

Para ajustar un relé de distancia primero se debe trasladar la impedancia de la línea al lado secundario de los transformadores de corriente y de tensión; de esta manera se obtiene la Z_r o impedancia vista por el relé



Síntesis de la característica mho de un relé electromecánico.

Aún cuando estén en desuso, es conveniente derivar la característica de un relé electromecánico basado en copa de inducción



$$OP = |Z_n| \cos(\theta_n - \theta_r)$$

Condición de disparo

$$OP \geq |Z_r|$$

$$|Z_n| \cos(\theta_n - \theta_r) \geq |Z_r|$$

Cantidad operativa \geq cantidad restrictiva

Síntesis de la característica mho de un relé electromecánico.

A partir de la condición de disparo anterior se sintetiza la característica, implementando las ecuaciones a través del desarrollo de dos torques que se aplican en un relé de copa de inducción

$$\mathbf{Torque}_{operating} = k_o |V| |I| \cos(\theta_n - \theta_r)$$

$$\mathbf{Torque}_{restraining} = k_r |V|^2$$

Condición de operación

$$\mathbf{Torque}_{operating} \geq \mathbf{Torque}_{restraining}$$

Síntesis de la característica mho de un relé electromecánico.

A partir de la condición $|Z_n| \cos(\theta_n - \theta_r) \geq |Z_r|$

se deriva la condición $|V| |I| |Z_n| \cos(\theta_n - \theta_r) > |V_r^2|$

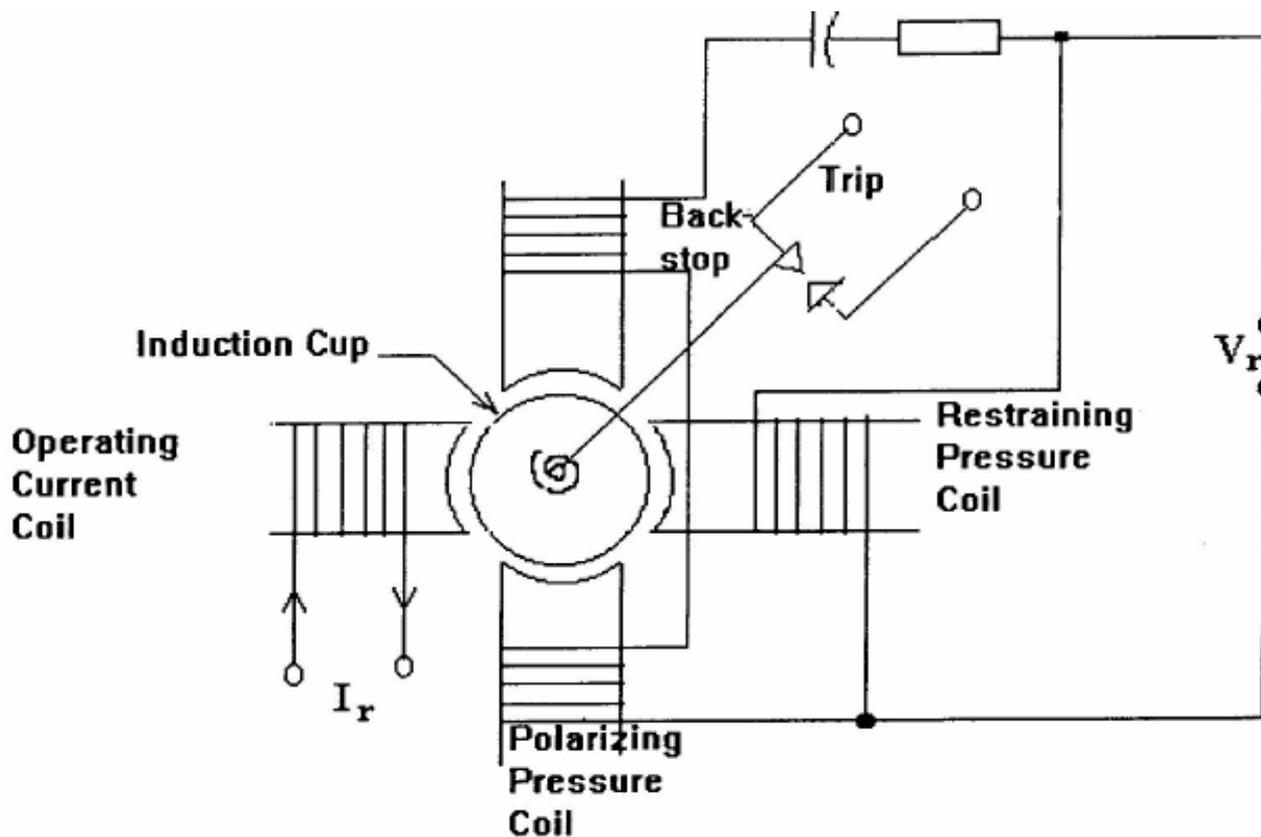
sustituyendo $|Z_r| = |V| / |I|$

y multiplicando ambos lados por $|V| |I|$

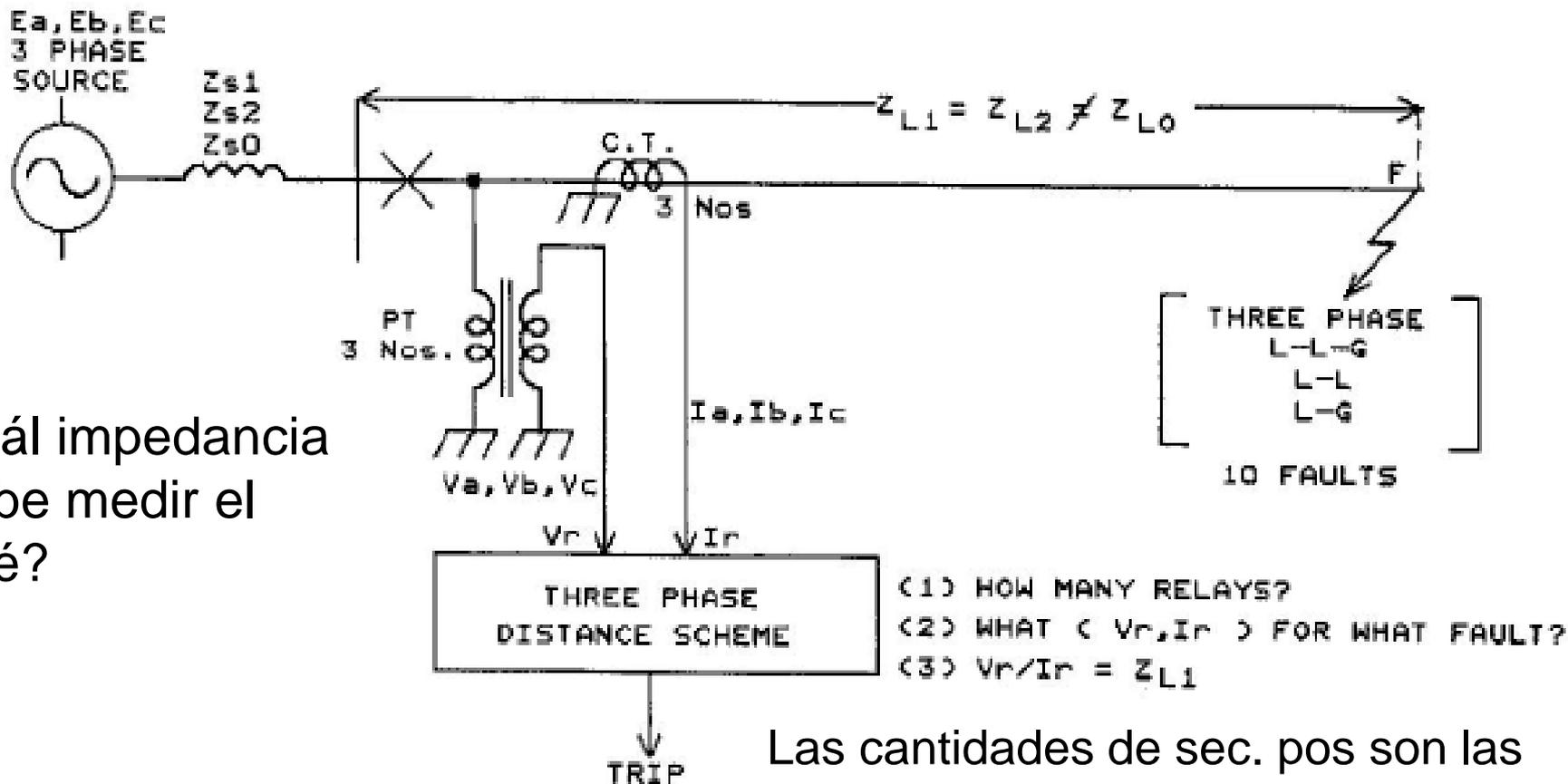
Síntesis de la característica mho de un relé electromecánico.

El voltaje V aparece en ambos torques, por lo que se considera como una cantidad polarizante del relé mho; pudiendo ser cero para fallas cercanas al punto del relé, con lo cual los dos torques son cero. Para evitar que el relé deje de operar por no tener flujo polarizante, se utiliza el denominado *circuito memoria* que mantiene dicho flujo algunos ciclos después de la aparición de la falla. También es muy utilizada la polarización cruzada, es decir, se utilizan las tensiones de las fases sanas como voltaje de referencia

Síntesis de la característica mho de un relé electromecánico. Estructura de flujos



Alimentación trifásica de corrientes y tensiones a un relé de distancia para medición de la impedancia

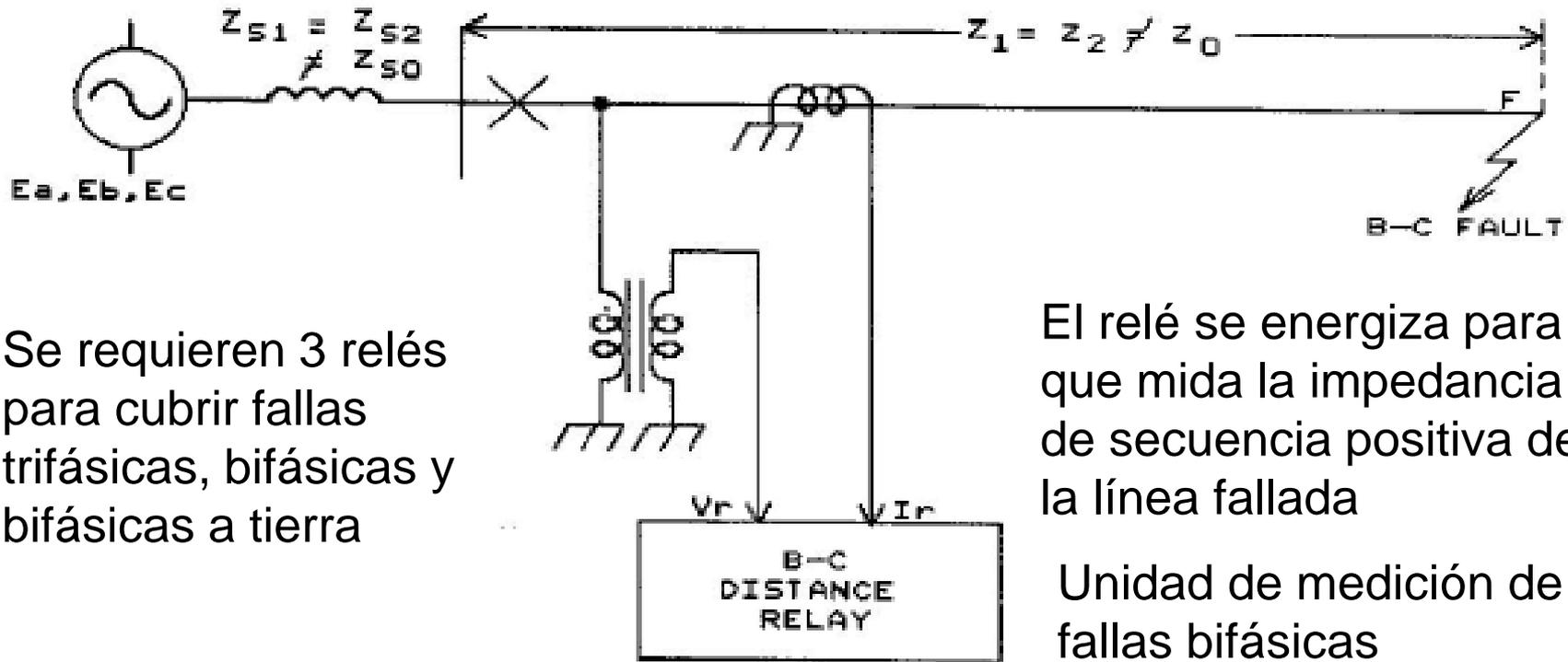


Cuál impedancia debe medir el relé?

Las cantidades de sec. pos son las únicas presentes en las 10 fallas

Medición de la impedancia. Selección de voltajes y corrientes según el tipo de falla.

Ejemplo falla B-C



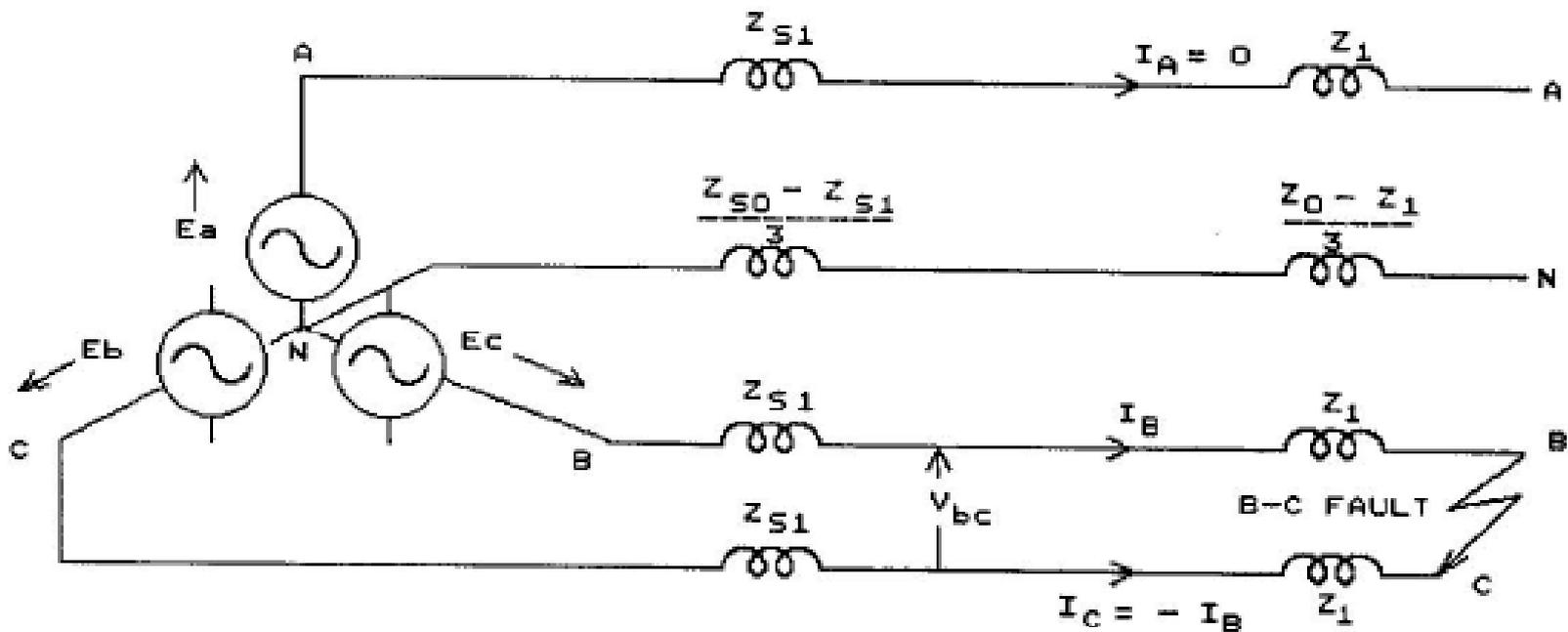
Se requieren 3 relés para cubrir fallas trifásicas, bifásicas y bifásicas a tierra

El relé se energiza para que mida la impedancia de secuencia positiva de la línea fallada

Unidad de medición de fallas bifásicas

$$V_R = V_{bc} \quad ; \quad I_R = I_b - I_c \quad ; \quad \frac{V_r}{I_r} = \frac{V_{bc}}{I_b - I_c} = [Z_1]_{B-C \text{ FAULT}}$$

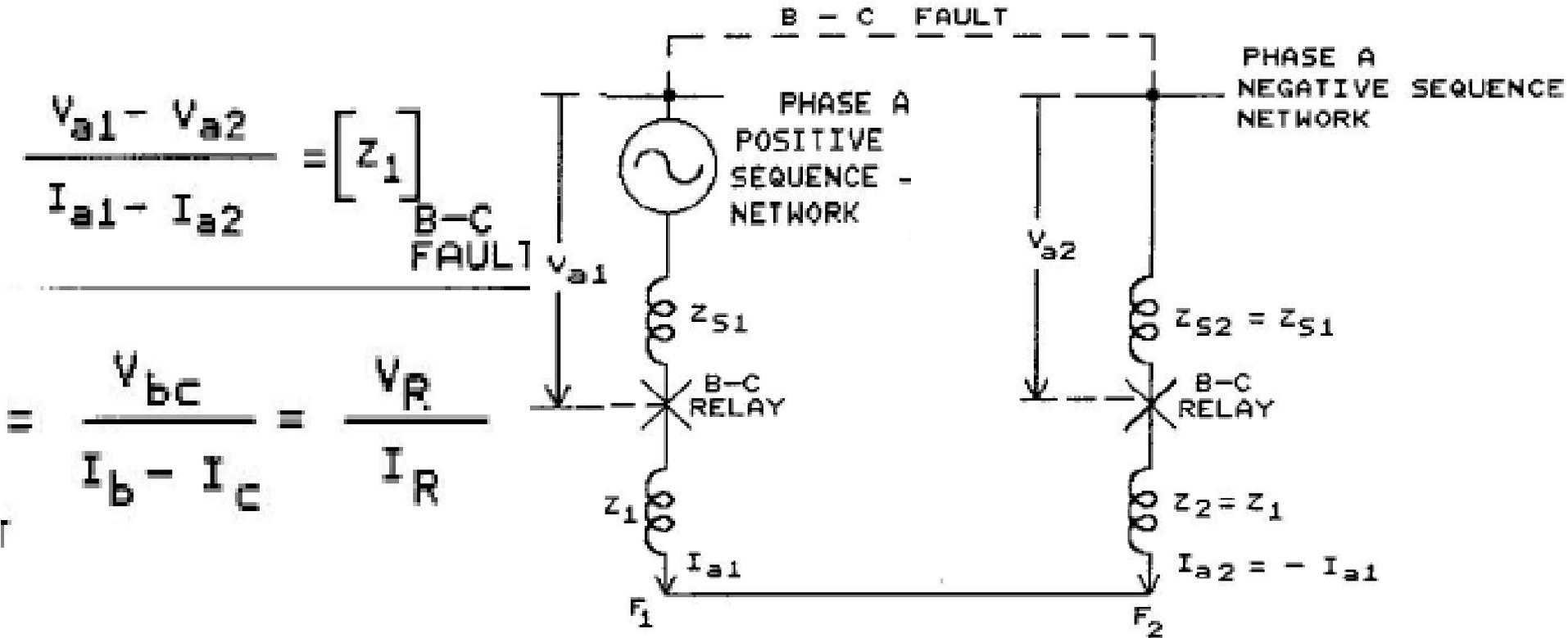
Modelo físico para falla bifásica B-C



$$V_{bc} = I_B Z_1 - I_C Z_1 = Z_1 (I_B - I_C)$$

$$\frac{V_{bc}}{I_B - I_C} = Z_1$$

Redes de secuencia para falla bifásica B-C



$$V_{BC} = V_B - V_C = [a^2 - a][V_{A1} - V_{A2}]$$

$$I_B - I_C = [a^2 - a][I_{A1} - I_{A2}]$$

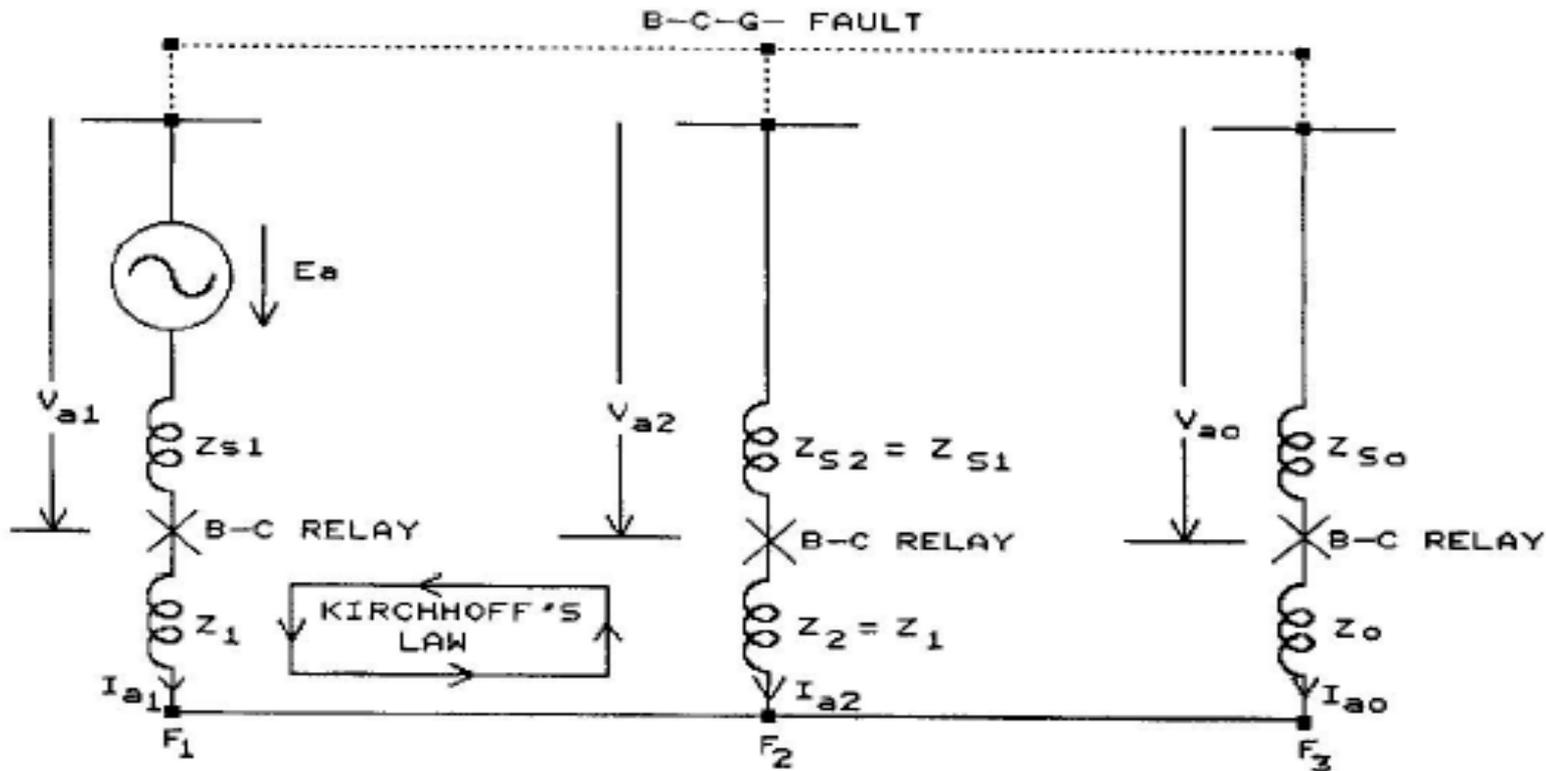
La unidad para fallas bifásicas B-C mide la impedancia de secuencia positiva Z_1 de la línea fallada para fallas B-C, ¿qué mide para fallas bifásicas a tierra y trifásicas? A partir de las redes de secuencia se demuestra

$$\frac{V_{A1} - V_{A2}}{I_{A1} - I_{A2}} = \frac{V_{BC}}{I_B - I_C} = Z_1 \quad \text{Fallas bifásicas a tierra}$$

$$\frac{V_{A1} - V_{A2}}{I_{A1} - I_{A2}} = \frac{V_{A1}}{I_{A1}} = Z_1 \quad \text{Falla trifásicas}$$

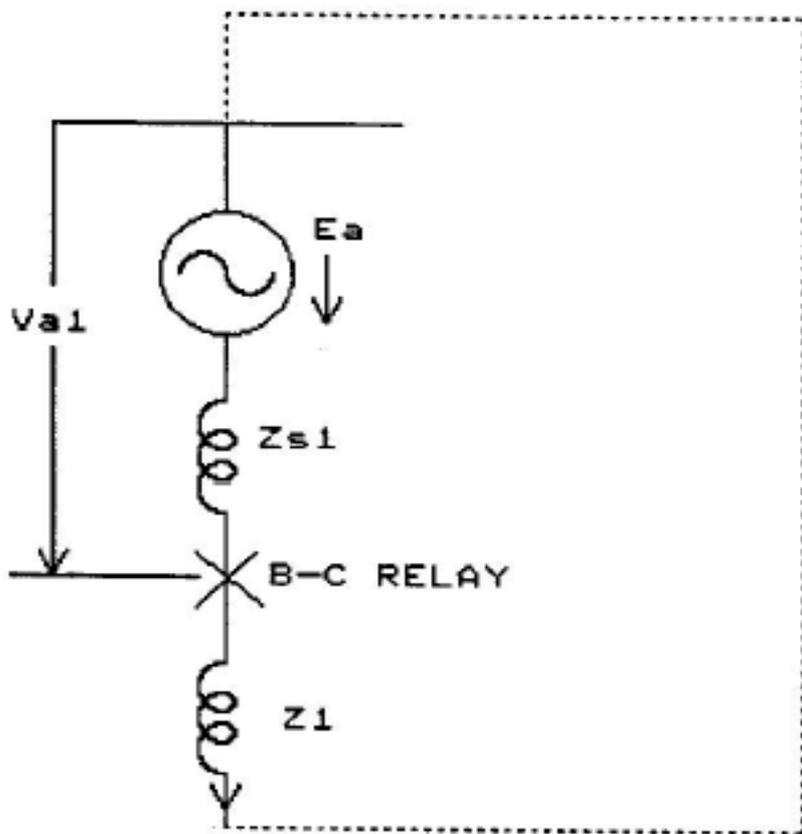
La unidad bifásica B-C mide Z_1 para todas las fallas consideradas

Redes de secuencia para fallas B-C tierra



$$\frac{V_{a1} - V_{a2}}{I_{a1} - I_{a2}} = (Z_1)_{B-C-G}$$

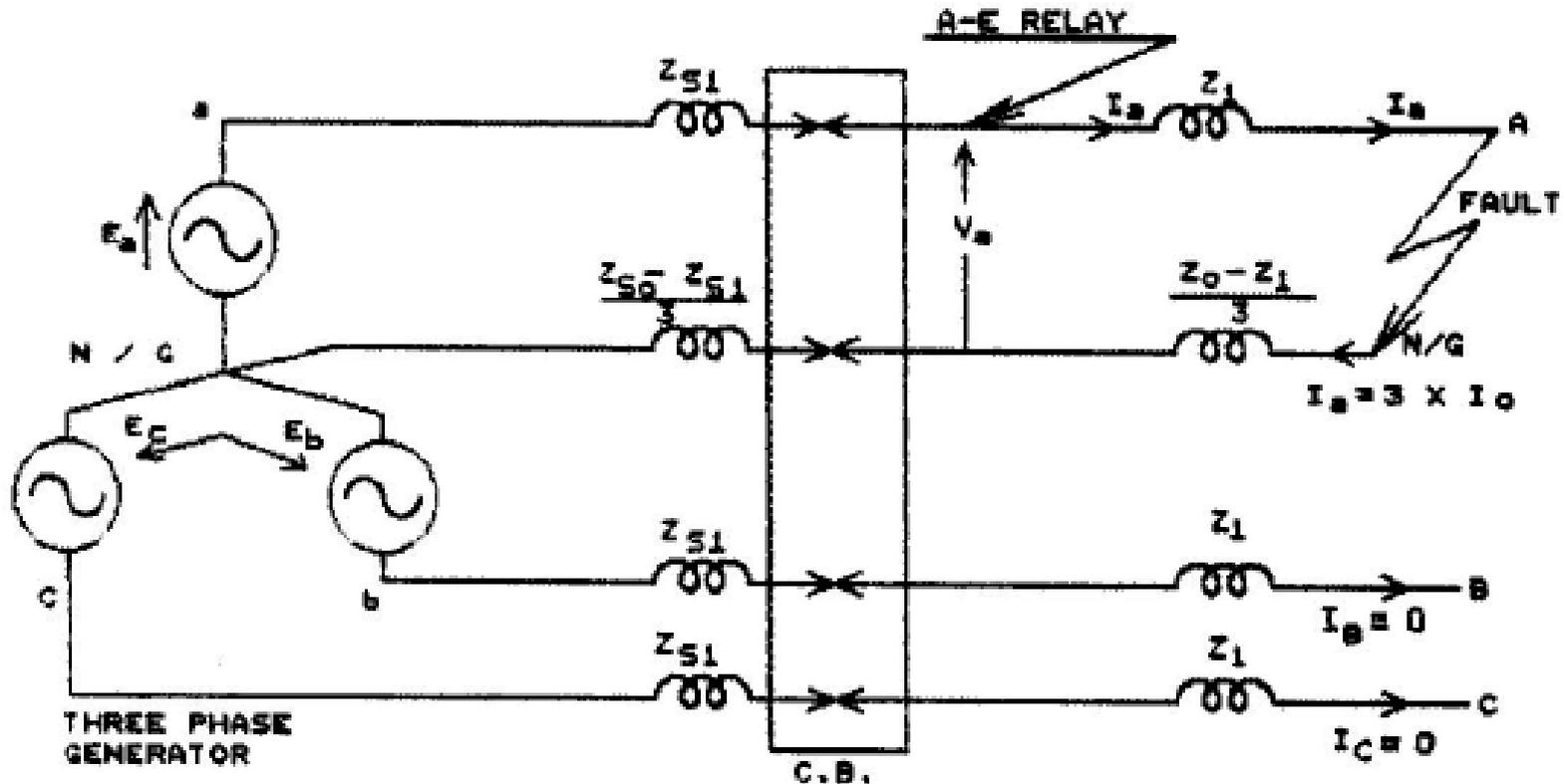
Redes de secuencia para fallas trifásicas



$$V_{A2} = 0, \quad I_{A2} = 0$$

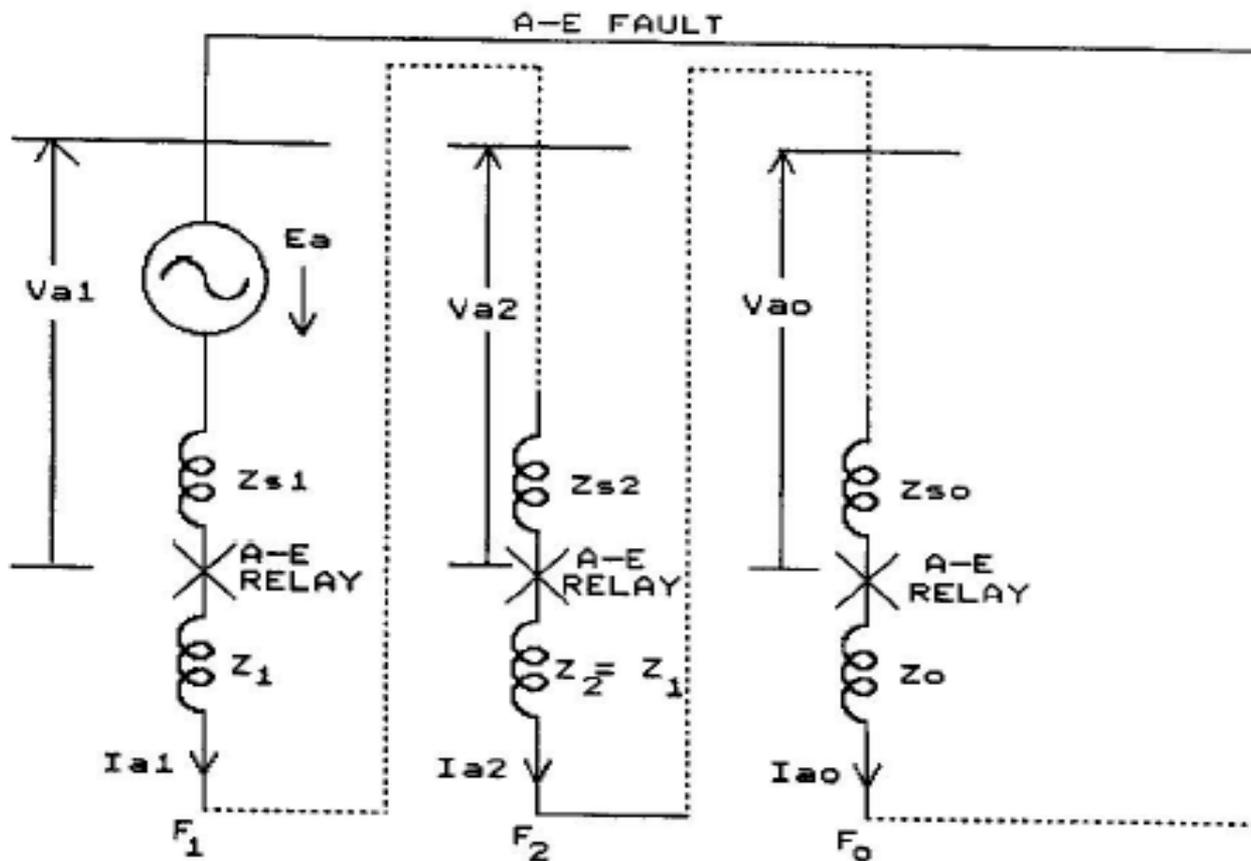
$$\frac{V_{a1} - V_{a2}}{I_{a1} - I_{a2}} = \frac{V_{a1}}{I_{a1}} = (Z_1)$$

Modelo físico para falla monofásica A-T



$$V_a = I_a Z_1 + 3 I_o \left[\frac{Z_0 - Z_1}{3} \right] \quad Z_1 = \frac{V_a}{I_a + K I_o} = \frac{V_r}{I_r} \quad K = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$$

Redes de secuencia para falla monofásica fase A



$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = I_{a1} Z_1 + I_{a2} Z_1 + I_{a0} Z_1$$

Aplicando ley de Kirchhoff en el arreglo de las redes de secuencia para falla monofásica A-T

$$(V_{A1} - I_{A1}Z_1) + (V_{A2} - I_{A2}Z_1) + (V_{A0} - I_{A0}Z_0) = 0$$

$$V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} = I_{A1}Z_1 + I_{A2}Z_1 + I_{A0}Z_0$$

sumando y restando $I_{A0}Z_1$ en el lado derecho

$$\begin{aligned} V_A &= I_{A1}Z_1 + I_{A2}Z_1 + I_{A0}Z_1 - I_{A0}Z_1 + I_{A0}Z_0 \\ &= Z_1(I_A + kI_{A0}) \end{aligned}$$

$$Z_1 = \frac{V_A}{I_A + kI_{A0}} = \frac{V_r}{I_r} \quad \text{donde} \quad k = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$$

Otras tecnologías de relés. Relés estáticos

Luego de los relés electromecánicos aparecieron los relés electrónicos o de estado sólido. Estos relés hacen uso de diodos, transistores, tiristores, circuitos integrados, etc y presentan las siguientes ventajas sobre los relés electromecánicos

- posibilidad de generar características no convencionales
- Menor tiempo de operación
- Menor carga en VA impuesta a los transformadores de medida
- Mejor exactitud en el ajuste del relé debido a la amplificación y a los dispositivos empleados
- Menor sensibilidad frente a choques o vibraciones
- Menor tamaño
- Mejor confiabilidad

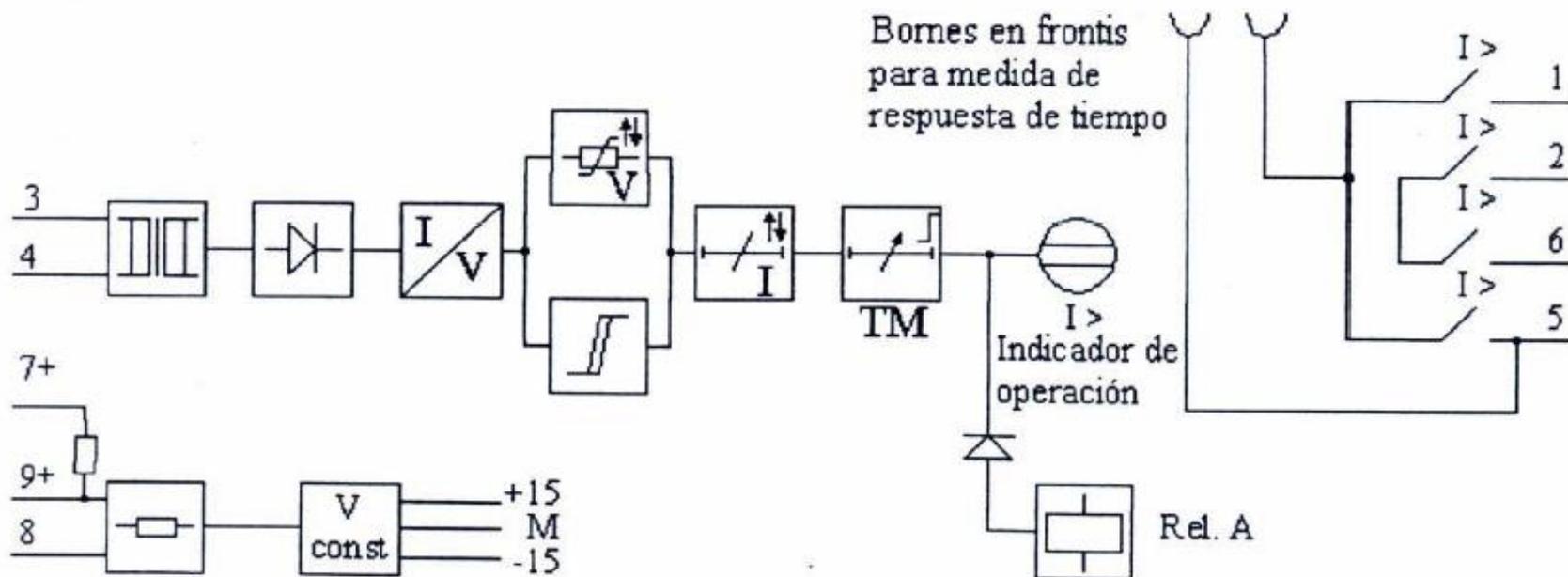
Otras tecnologías de relés. Relés estáticos

Como ejemplo de un relé estático se muestra un relé de sobrecorriente de tiempo inverso. Se observa el selector para el ajuste de corriente o tap que va de 0,5 a 2 Amp, el selector para ajuste de la curva tiempo-corriente o dial de tiempo que va de 0,1 a 1, la ventana de señalización de operación

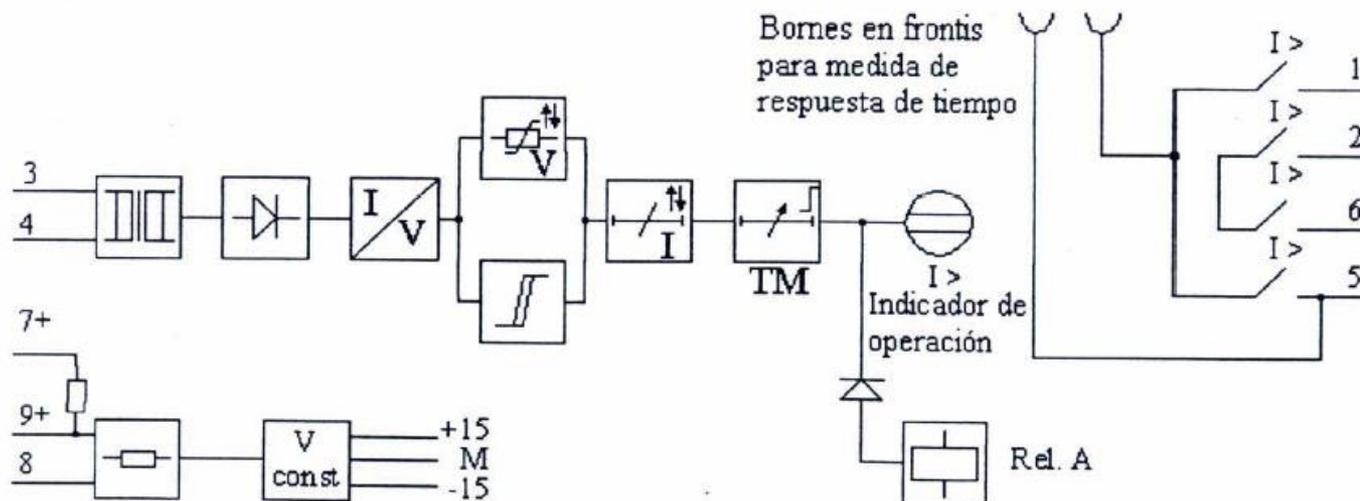


Otras tecnologías de relés. Relés estáticos

Internamente el relé de sobrecorriente anterior está configurado como se muestra en el siguiente diagrama en bloques.

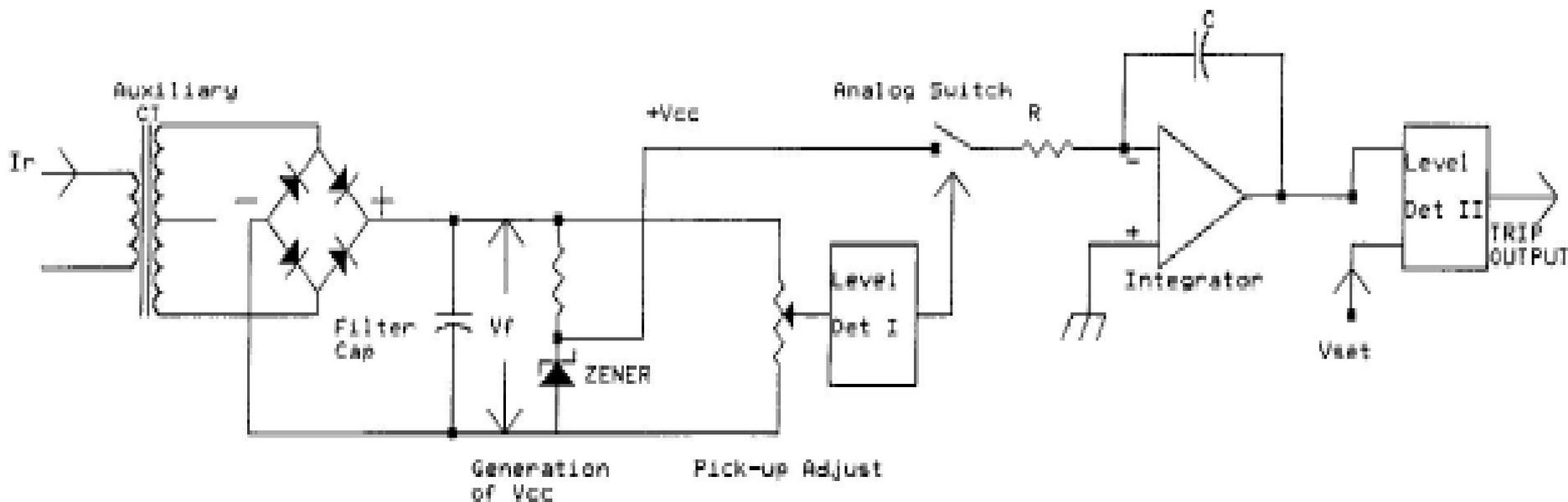


Otras tecnologías de relés. Relés estáticos

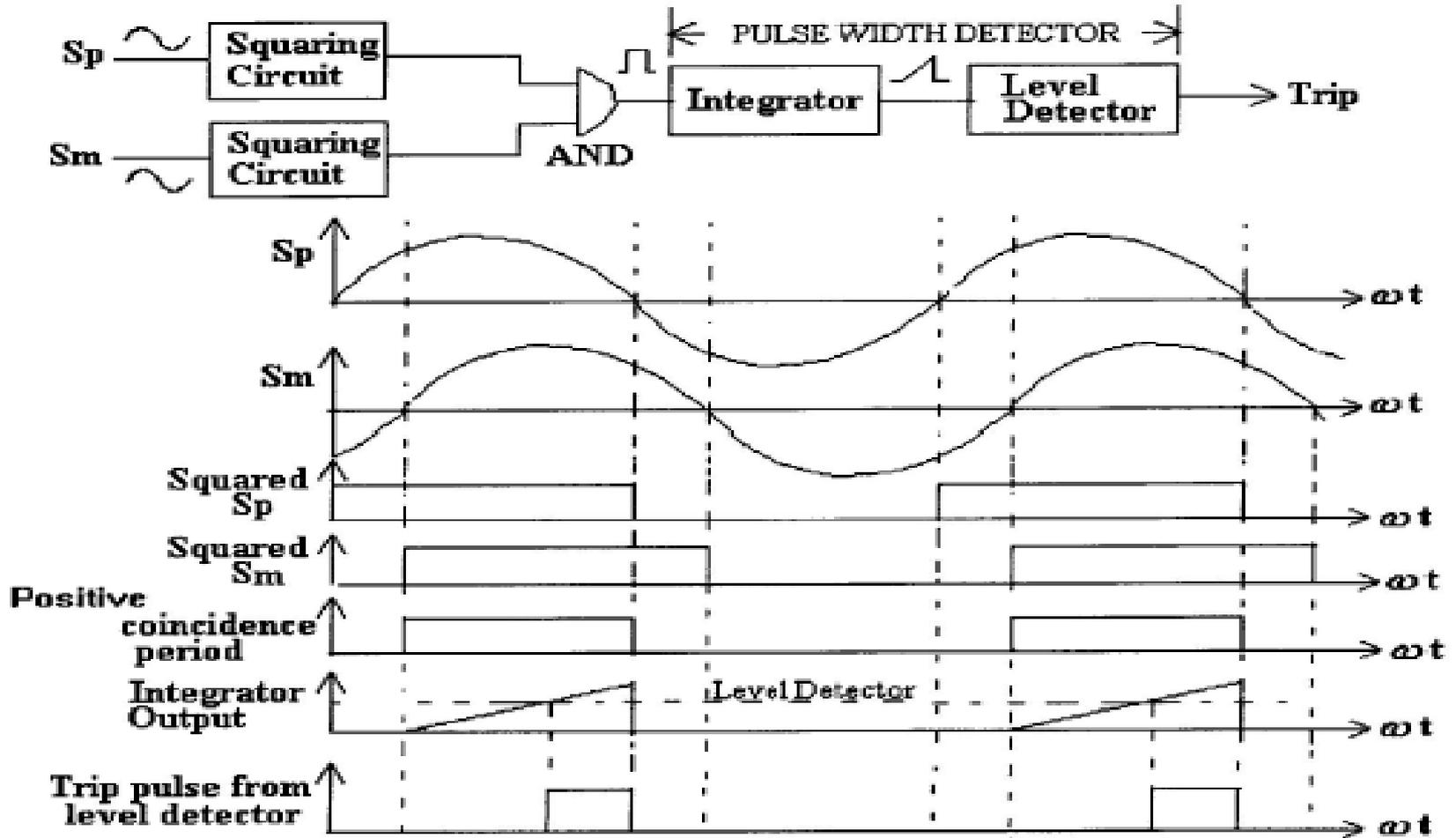


Acá se tiene: Bornes de entrada (3,4); transformador de aislamiento y acondicionador de la señal de entrada; rectificador; conversor de corriente a voltaje; el comparador; el selector de la corriente de arranque; el selector de dial de tiempo; la señalización; y el relé A auxiliar que provee los contactos de salida (1,5 y 2,6).

Ejemplo de configuración de relé de sobrecorriente



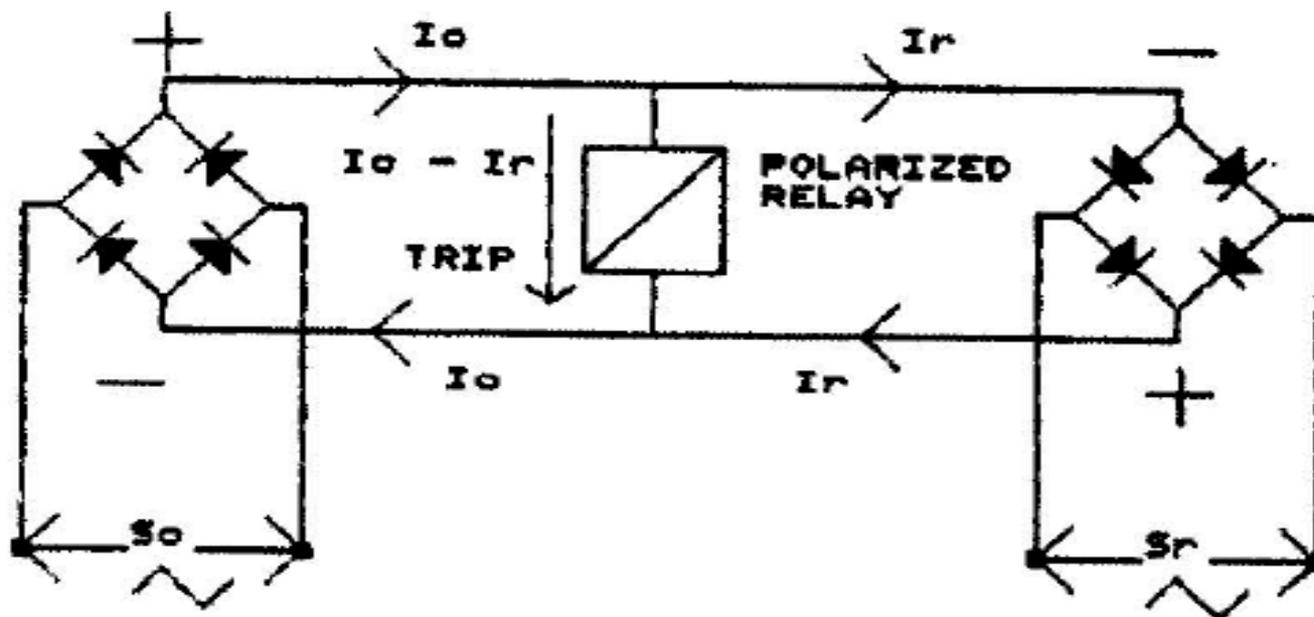
Relé direccional basado en comparación de fases utilizando circuitos integrados



Tecnología de relés de distancia. Síntesis de la característica.

Los relés de distancia, al igual que los otros tipos de relés han evolucionado desde los primeros relés electromecánicos hasta la tecnología actual basada en microprocesadores. Dicho avance ha sido estimulado por las crecientes necesidades de los usuarios. Una restricción importante ha sido el relativamente largo tiempo de operación de los relés electromecánicos, debido a la inercia de las partes móviles. Así mismo, en los relés de distancia electromecánicos no se puede sintetizar otra característica de operación que no sea un círculo o una línea recta en el diagrama R-X

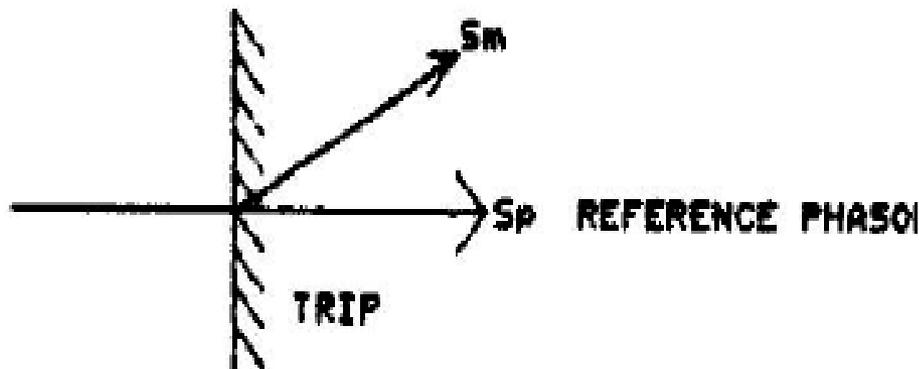
Los relés de estado sólido permiten obtener una gran variedad de características haciendo uso de comparadores de fase y de amplitud.
 Comparador de amplitud de dos entradas



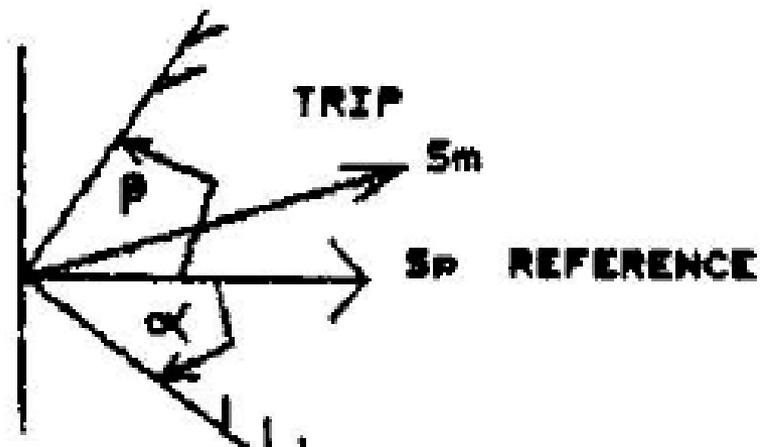
$|I_{S0}| > |I_{Sr}|$ disparo

Comparador de fase de dos entradas.

Este comparador considera el ángulo de fase entre dos entradas sinusoidales como criterio de disparo. Existen varios tipos de relés



$$-90 < \text{ARG}(S_m / S_p) < +90$$



$$-\alpha < \text{ARG}(S_m / S_p) < \beta$$

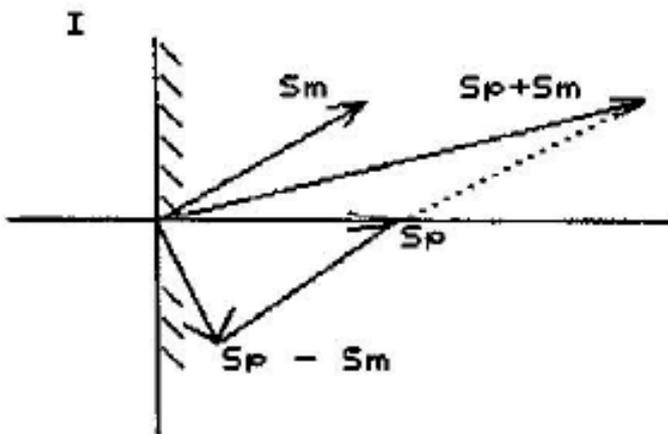
Dualidad entre comparadores de fase y de amplitud.

De acuerdo a la teoría, comparar la fase entre dos señales es equivalente a comparar la amplitud de la suma de estas señales contra su diferencia, y viceversa. Es decir,

$$-90^\circ < \text{Arg} \frac{S_m}{S_p} < +90^\circ \equiv |S_p + S_m| > |S_p - S_m|$$

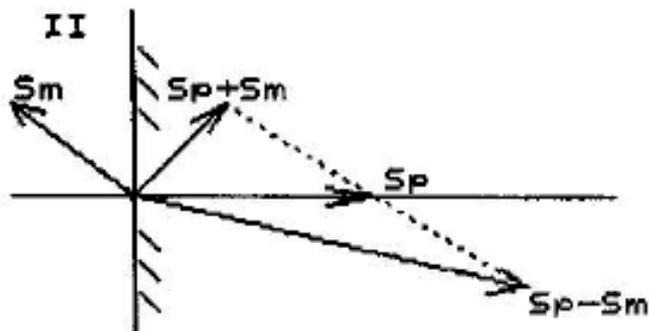
$$|S_o| > |S_r| \equiv -90^\circ < \text{Arg} \frac{S_o + S_r}{S_o - S_r} < +90^\circ$$

La dualidad entre comparadores se puede demostrar gráficamente



TRIP

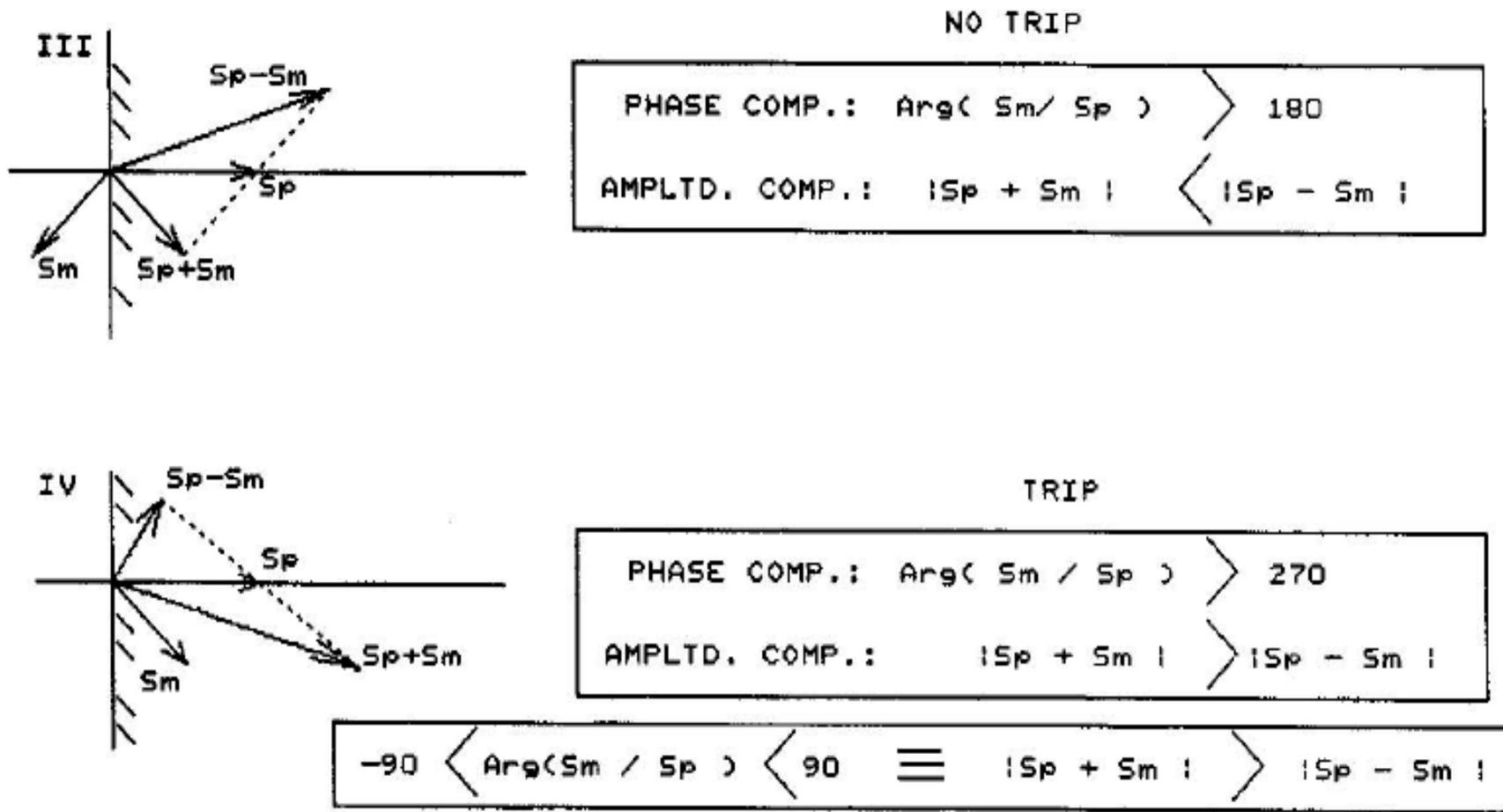
PHASE COMP.: $\text{Arg}(S_m / S_p) < 90$
AMPLTD. COMP.: $ S_p + S_m > S_p - S_m $



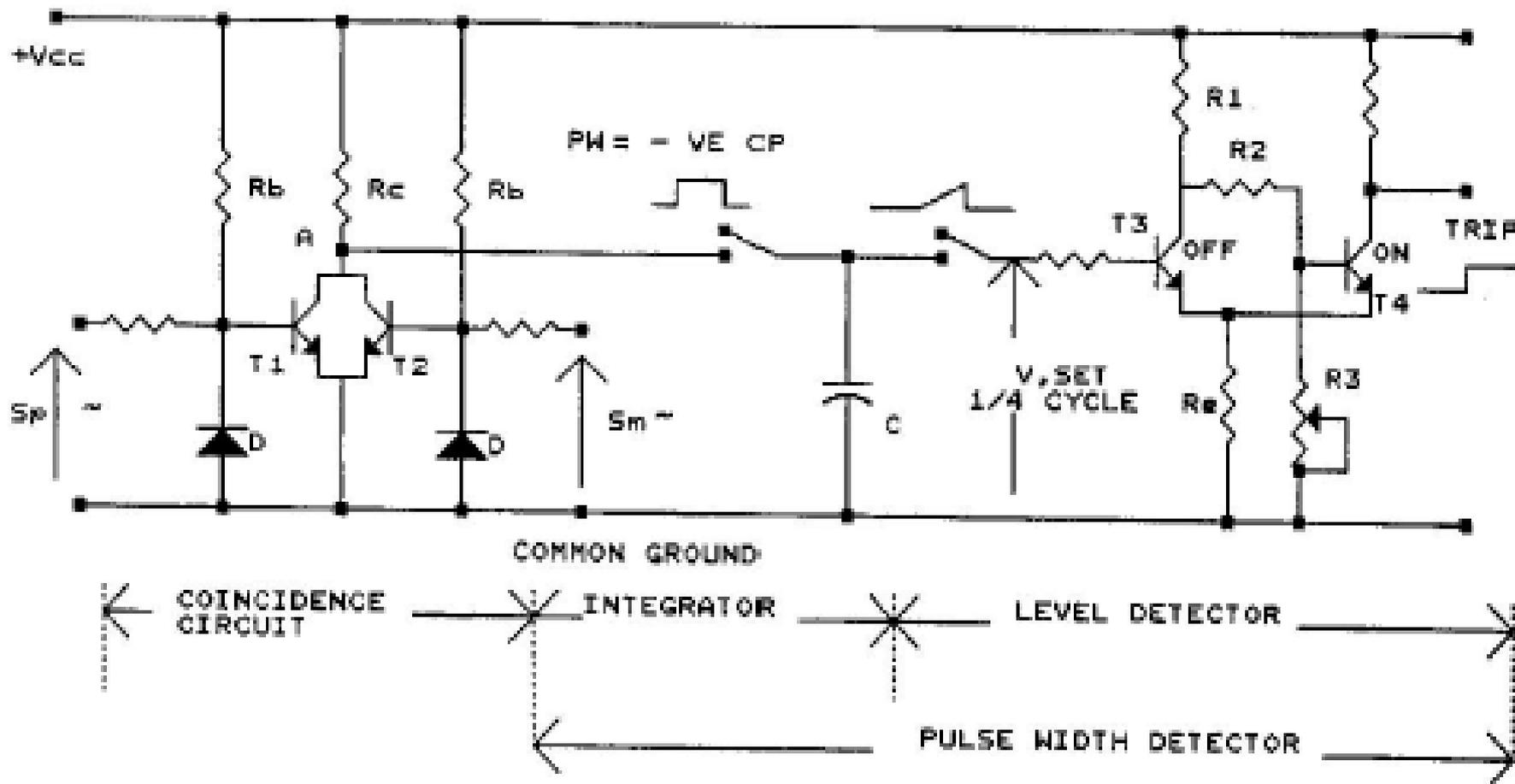
NO TRIP

PHASE COMP.: $\text{Arg}(S_m / S_p) > 90$
AMPLTD. COMP.: $ S_p + S_m < S_p - S_m $

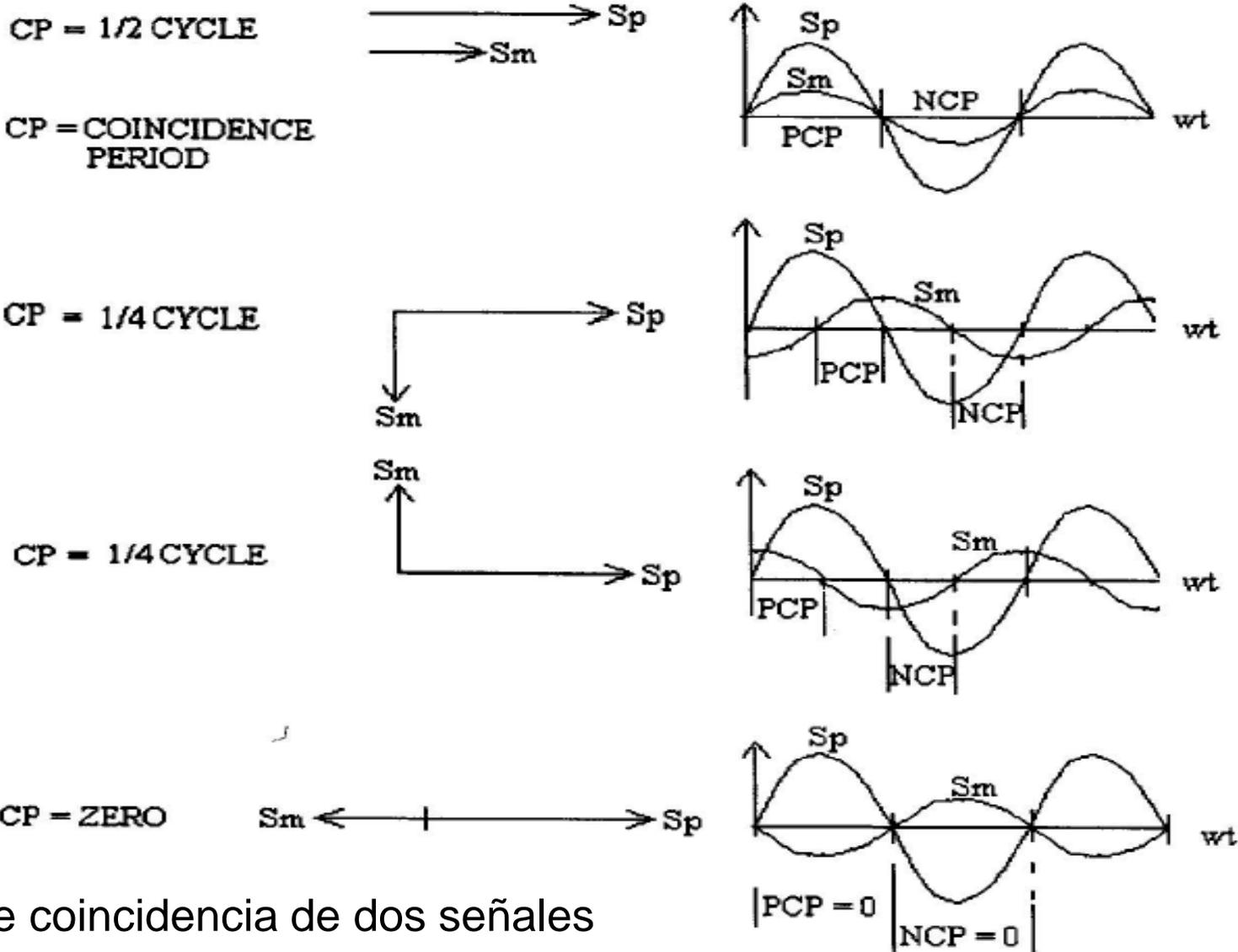
La dualidad entre comparadores



Ejemplo de comparador de fases utilizando el principio de coincidencia de las señales de entrada

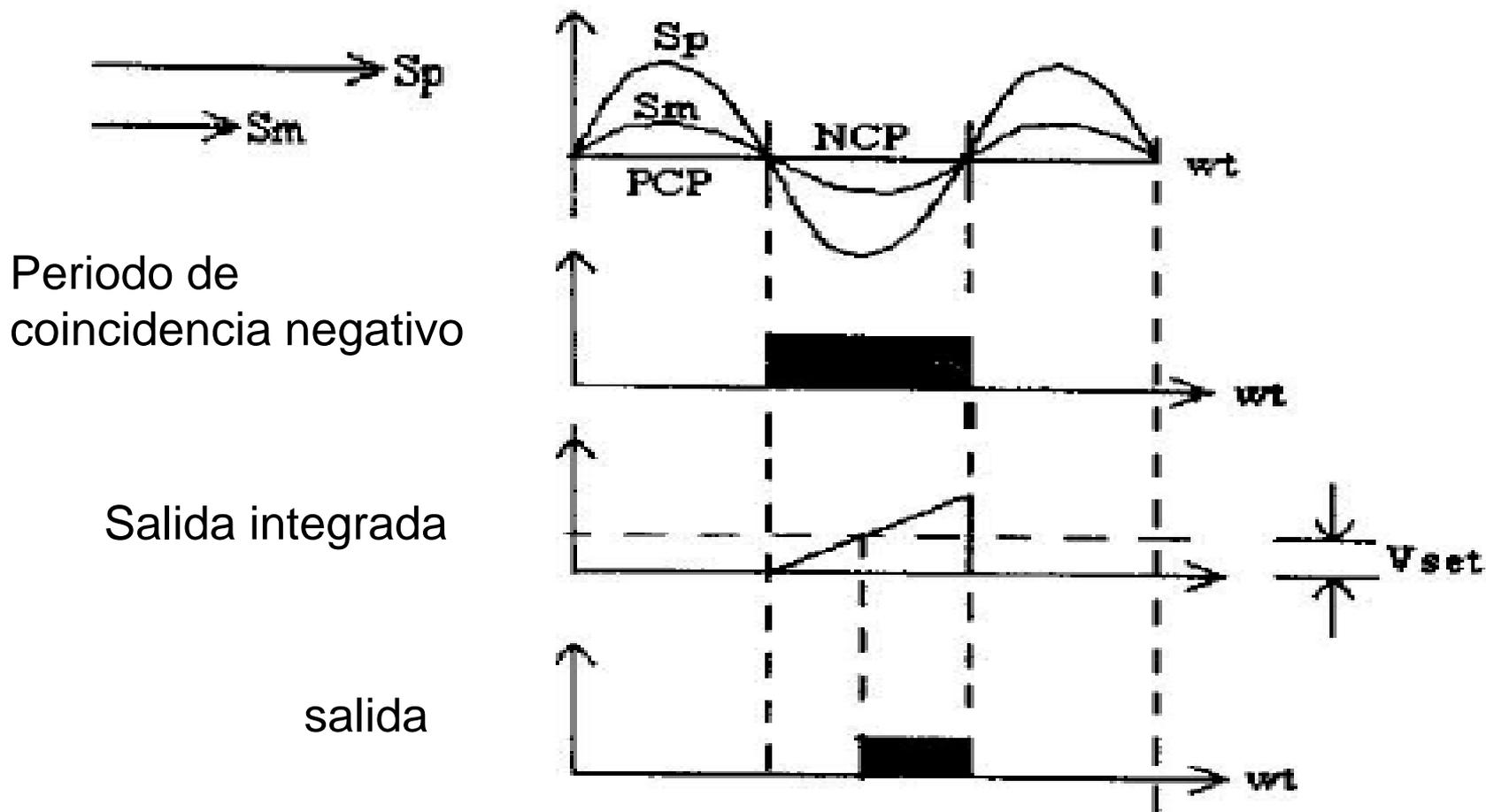


Principios Básicos de Diseño de Protecciones

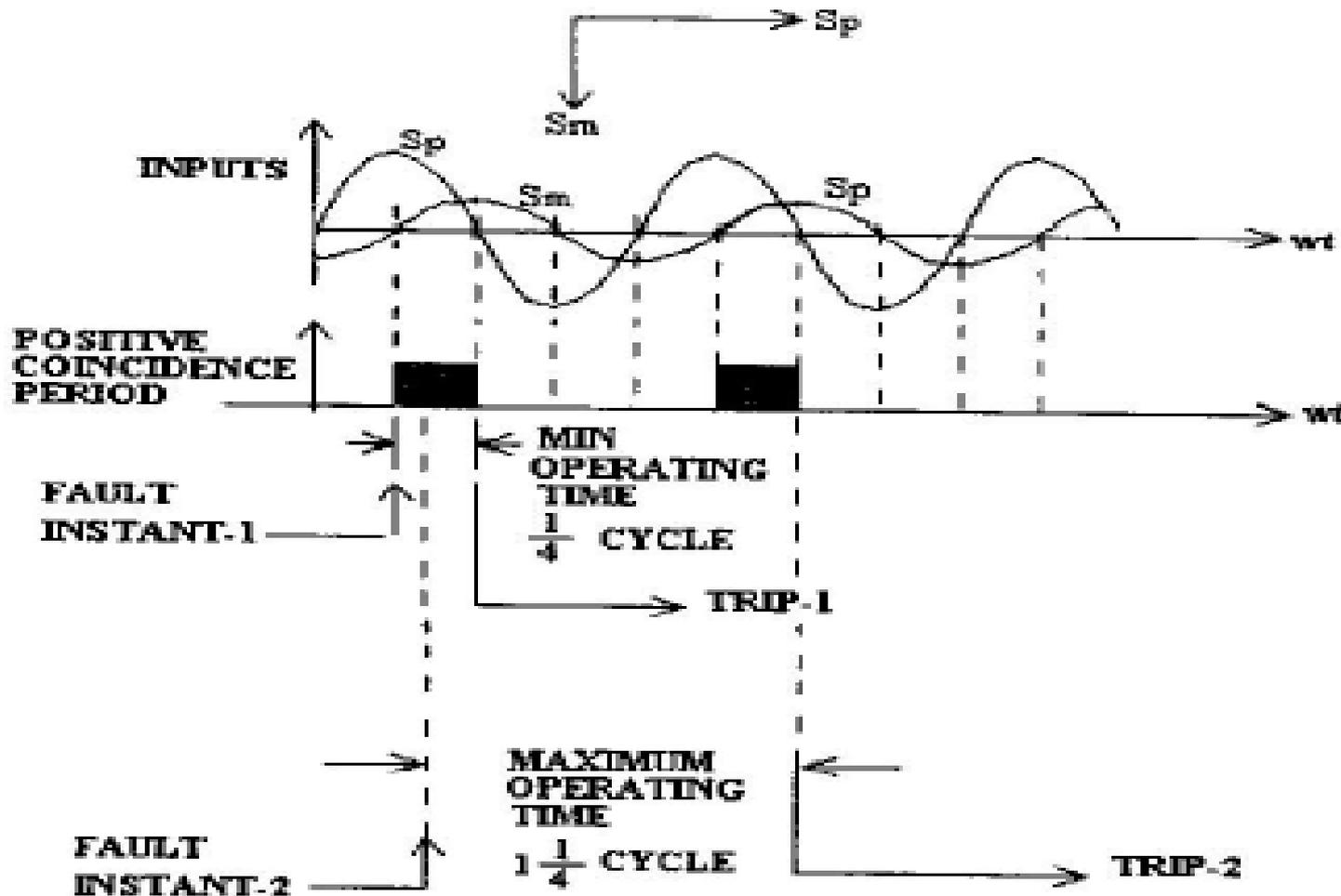


Principio de coincidencia de dos señales

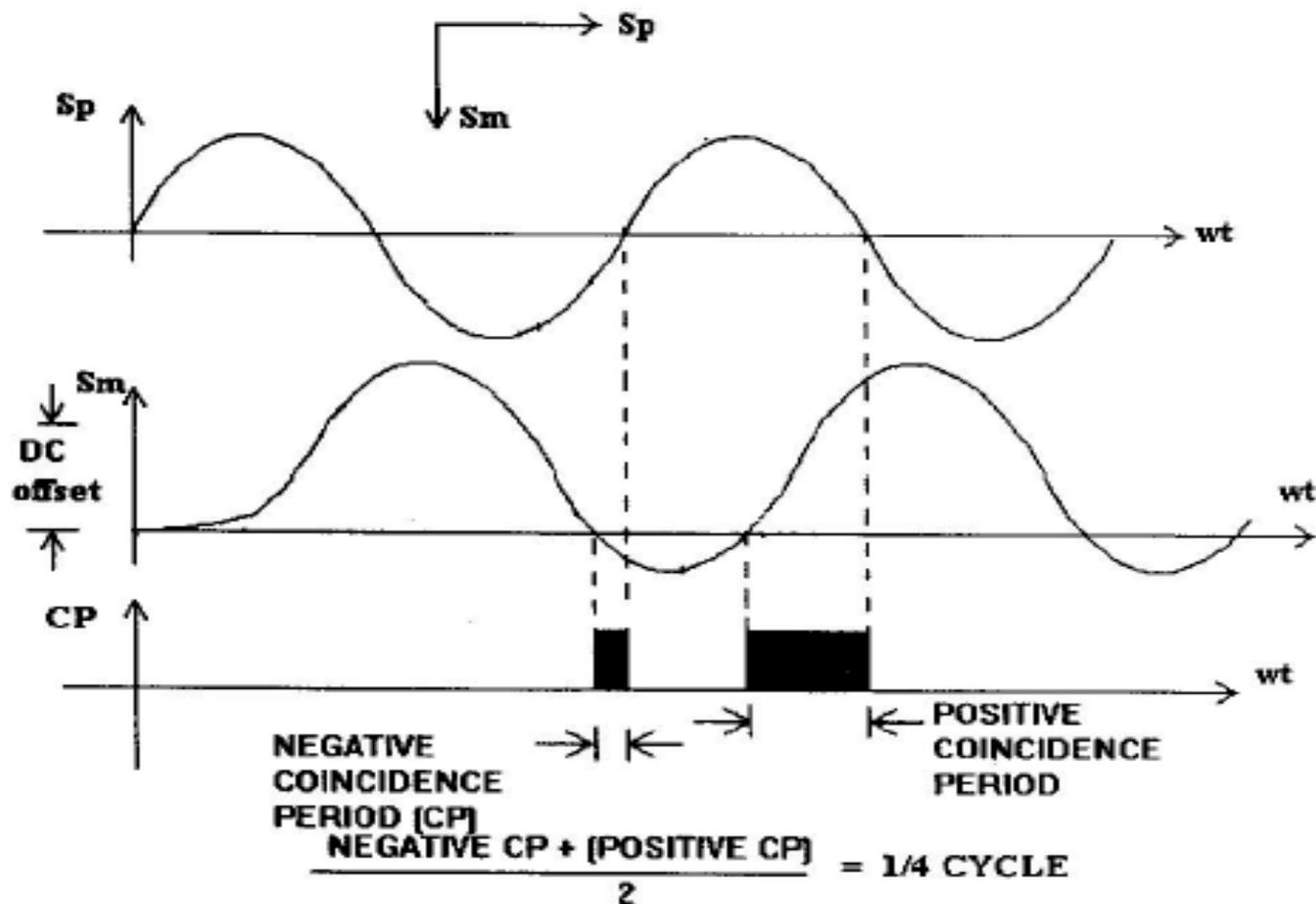
Principio de coincidencia de las señales de entrada



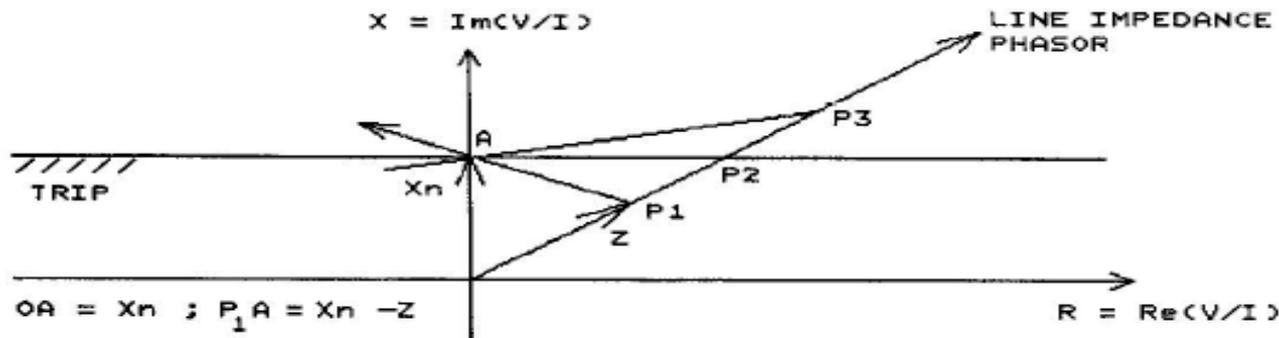
Tiempo de operación del comparador de fase



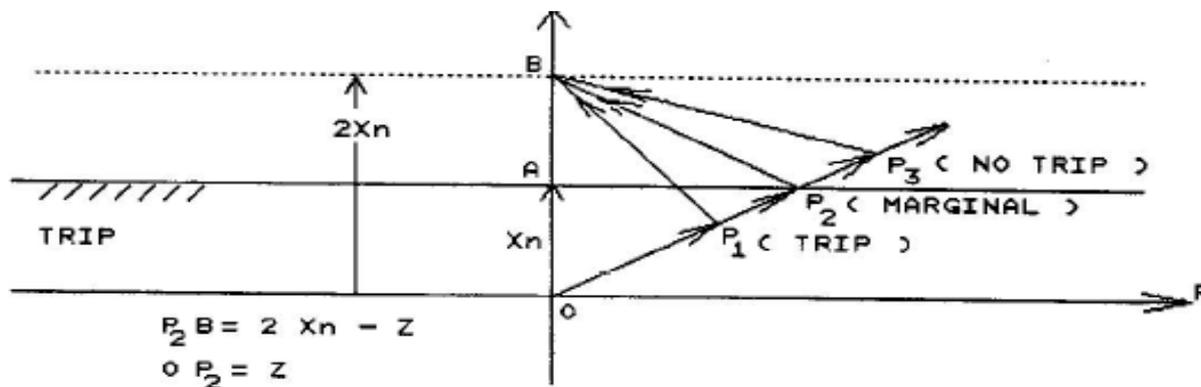
Tiempo de operación del comparador de fase.
Efecto de la corriente asimétrica d.c



Síntesis de las características de relés de distancia utilizando comparadores. Relé de reactancia



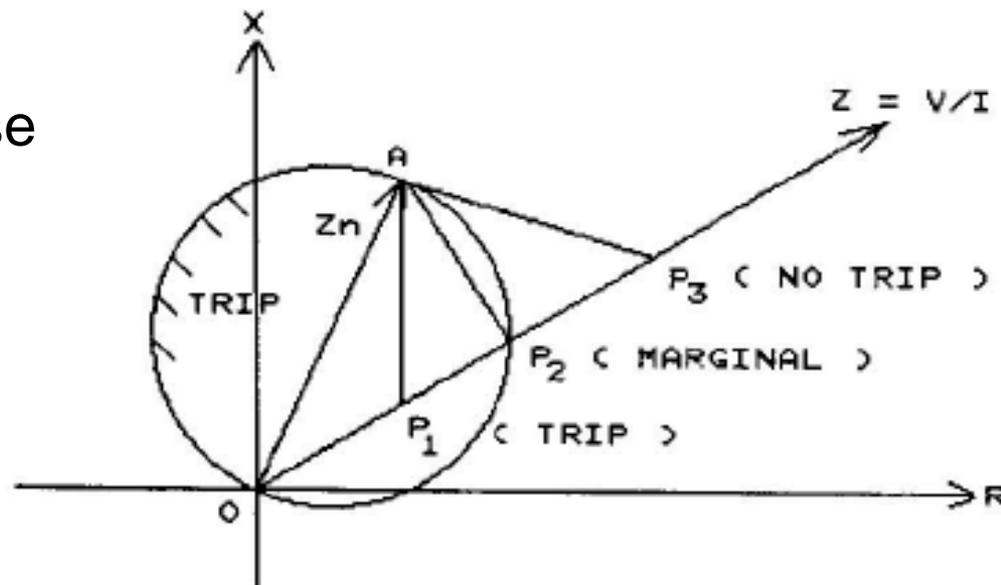
$$-90 < \text{ARG} \left(\frac{X_n - Z}{X_n} \right) < 90 \quad \text{< TRIP >}$$



$$| 2 X_n - Z | > Z \quad \text{< TRIP >}$$

Síntesis de las características de relés de distancia utilizando comparadores. Relé Mho

Comparador de fase

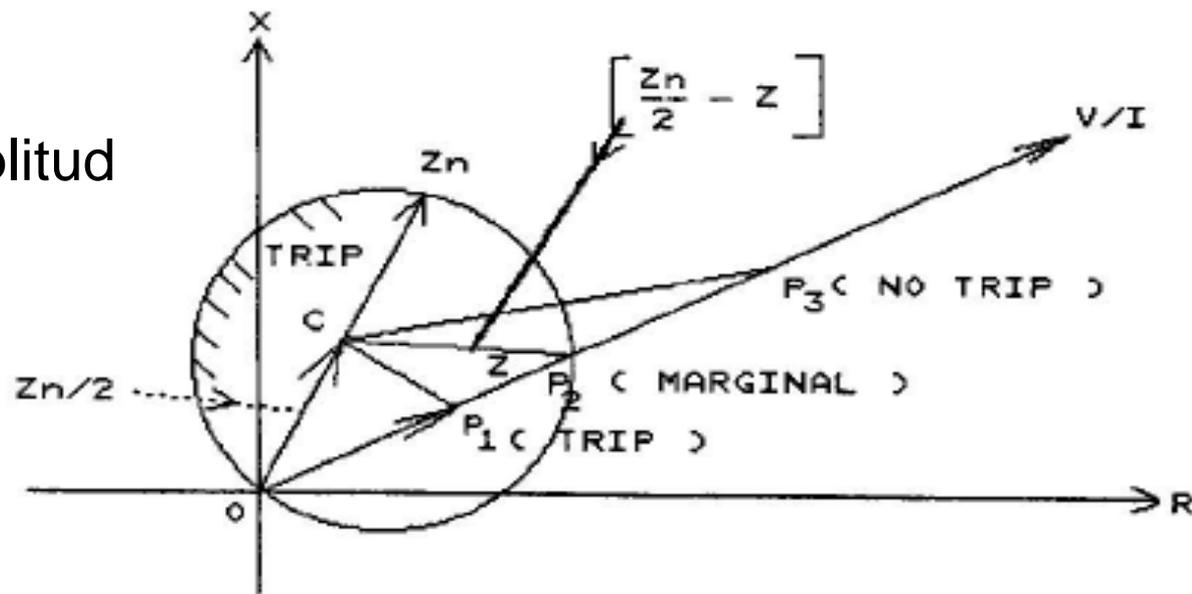


$$P_2 A = Z_n - Z \quad ; \quad OP_2 = Z$$

$$-90 < \text{ARG} \frac{Z_n - Z}{Z} < 90 \quad (\text{TRIP})$$

Síntesis de las características de relés de distancia utilizando comparadores. Relé Mho

Comparador de amplitud

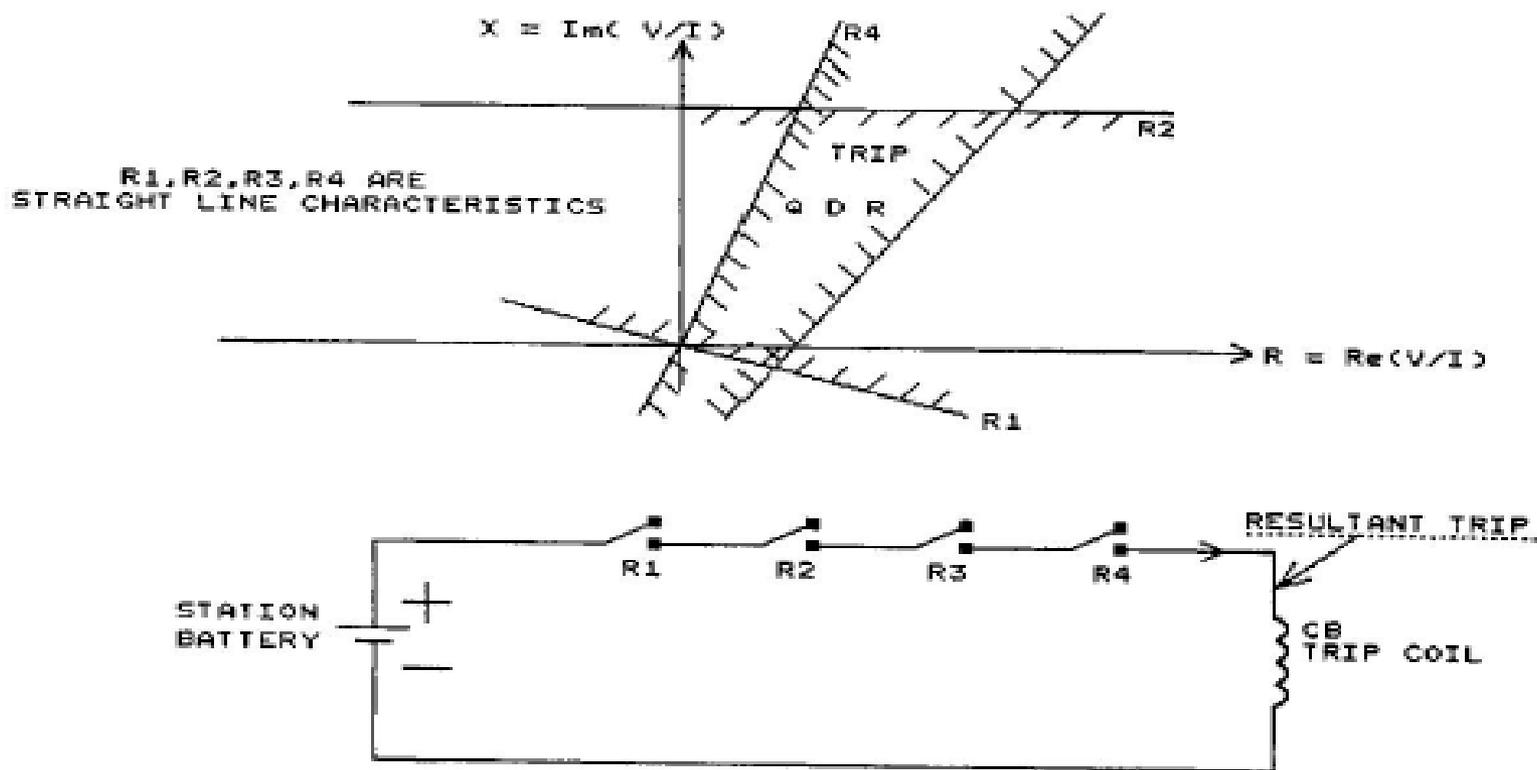


$$OC = \frac{Z_n}{2} \quad ; \quad P_2C = \frac{Z_n}{2} - Z$$

$$\left| \frac{Z_n}{2} \right| > \left| \frac{Z_n}{2} - Z \right| \quad \text{< TRIP >}$$

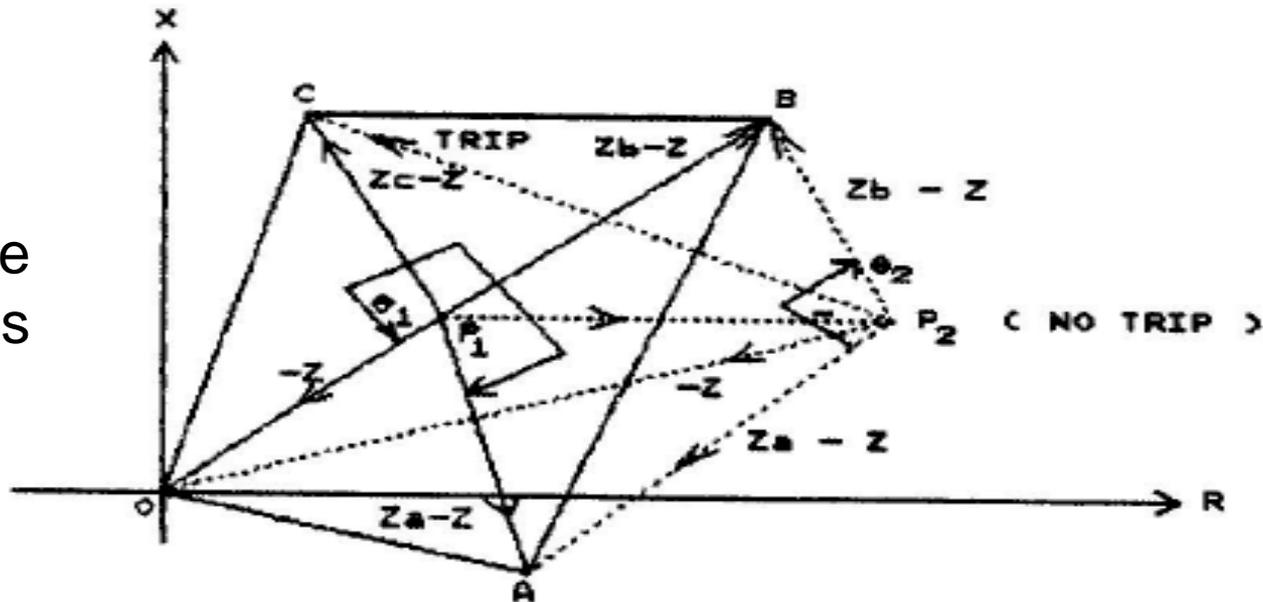
Síntesis de las características de relés de distancia. Ejemplo de relé con característica cuadrilateral

Combinación de cuatro relés con características rectas.



Síntesis de las características de relés de distancia. Ejemplo de relé con característica cuadrilateral

Comparador de fases de múltiples entradas



$$\begin{aligned}
 &OP_1 = Z; \quad OC = Z \quad ; \quad OB = Z_b \quad ; \quad OA = Z_a \\
 &P_1O = -Z; \quad P_1C = Z_c - Z \quad \quad \quad P_1B = Z_b - Z \quad \quad \quad P_1A = Z_a - Z \\
 &P_1 = \text{TRIPPING POINT} \quad ; \quad \theta_1 > 180 \\
 &P_2 = \text{NO TRIP} \quad ; \quad \theta_2 < 180
 \end{aligned}$$

Tecnologías de relés de protección basados en procesadores.

Ha habido gran interés en el desarrollo de relés de protección basados en procesadores debido a su flexibilidad, programabilidad y superioridad con respecto a los relés convencionales, electromecánicos o electrónicos. Las características principales que han estimulado el desarrollo de estos relés han sido su economía, compactibilidad, flexibilidad, confiabilidad, y en general un comportamiento mejorado. Una de las ventajas de estos relés respecto a los convencionales es el uso de filtros digitales en lugar de filtros analógicos. A estos relés también se les conoce como relés digitales y relés numéricos.

Tecnología de relés de protección basados en procesadores

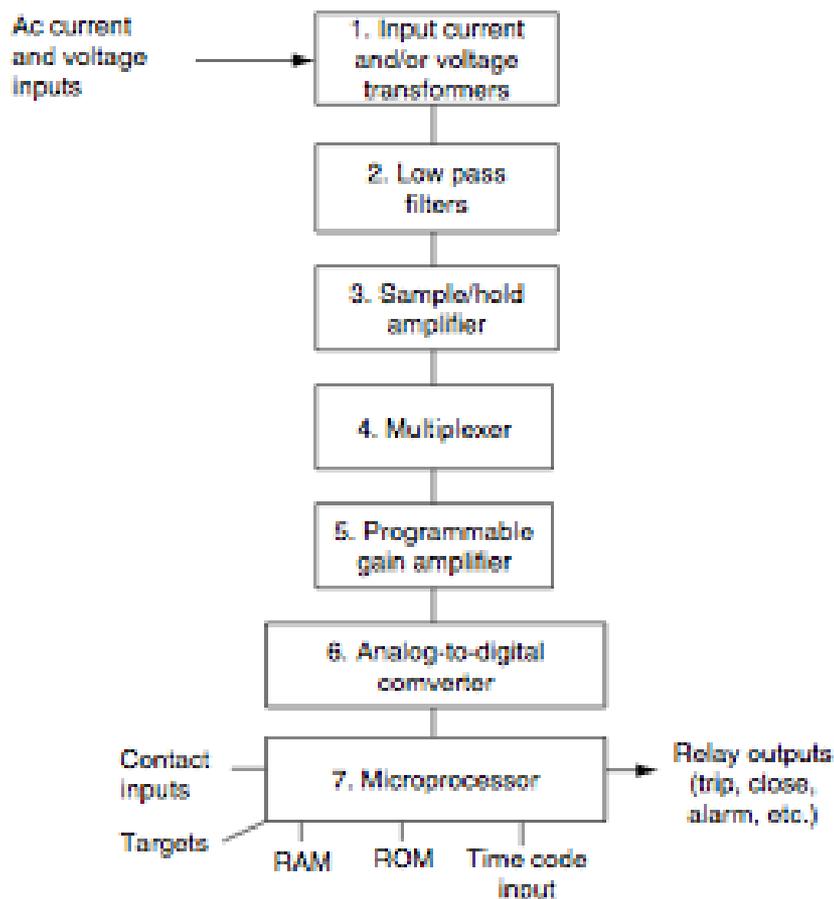
Adicionalmente, los procesadores almacenan en su memoria las condiciones pre y post falla para análisis de fallas.

Otra ventaja de los relés basados en procesadores es el cambio en sitio de la característica de operación de los relés, a través de un teclado. En relés de distancia, por ejemplo se puede pasar fácilmente de una a otra característica, previamente programadas en el procesador. Así mismo, los diferentes esquemas de protección unitaria y esquemas especiales se implementan sin mayores problemas

Tecnologías de relés de protección basados en procesadores.

Los principios de funcionamiento de relés de protección explicados anteriormente también se logran con tecnología basada en computadores o procesadores. Los detalles de cómo se logra esta tecnología no es relevante en este curso, sin embargo un conocimiento básico es necesario para el personal involucrado en labores de ajustes de coordinación y mantenimiento de estos relés. En el siguiente diagrama se muestran las unidades lógicas que conforman un relé basado en procesadores

Tecnologías de relés de protección basados en procesadores.



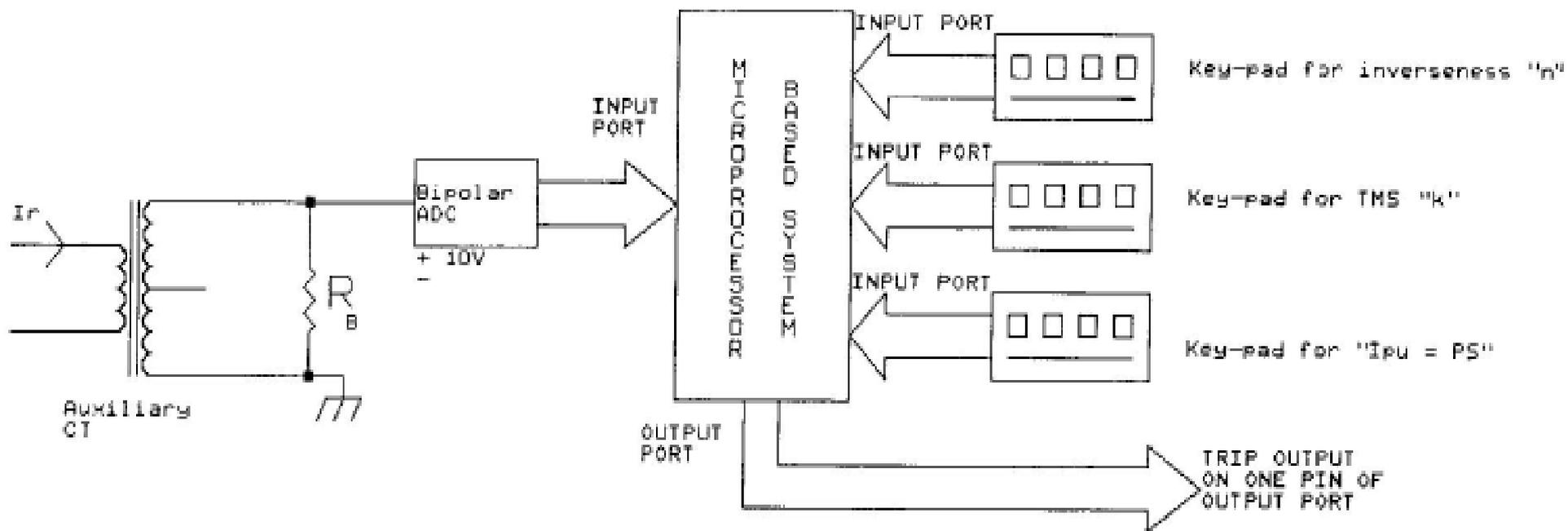
Tecnologías de relés de protección basados en procesadores

A grandes rasgos, el relé numérico está compuesto por los siguientes elementos: 1) transformadores de entrada de corriente y tensión para reducir estas cantidades a valores de trabajo del relé, proveer aislamiento y un primer nivel del filtrado; 2) filtro pasa bajo para eliminar ruido de alta frecuencia; 3) amplificador de muestreo y retención para tomar muestras de la señal analógica y retener a una determinada frecuencia para preservar la información de entrada; 4) multiplexer que selecciona una muestra a la vez de la etapa anterior para adaptación y posterior conversión a digital;

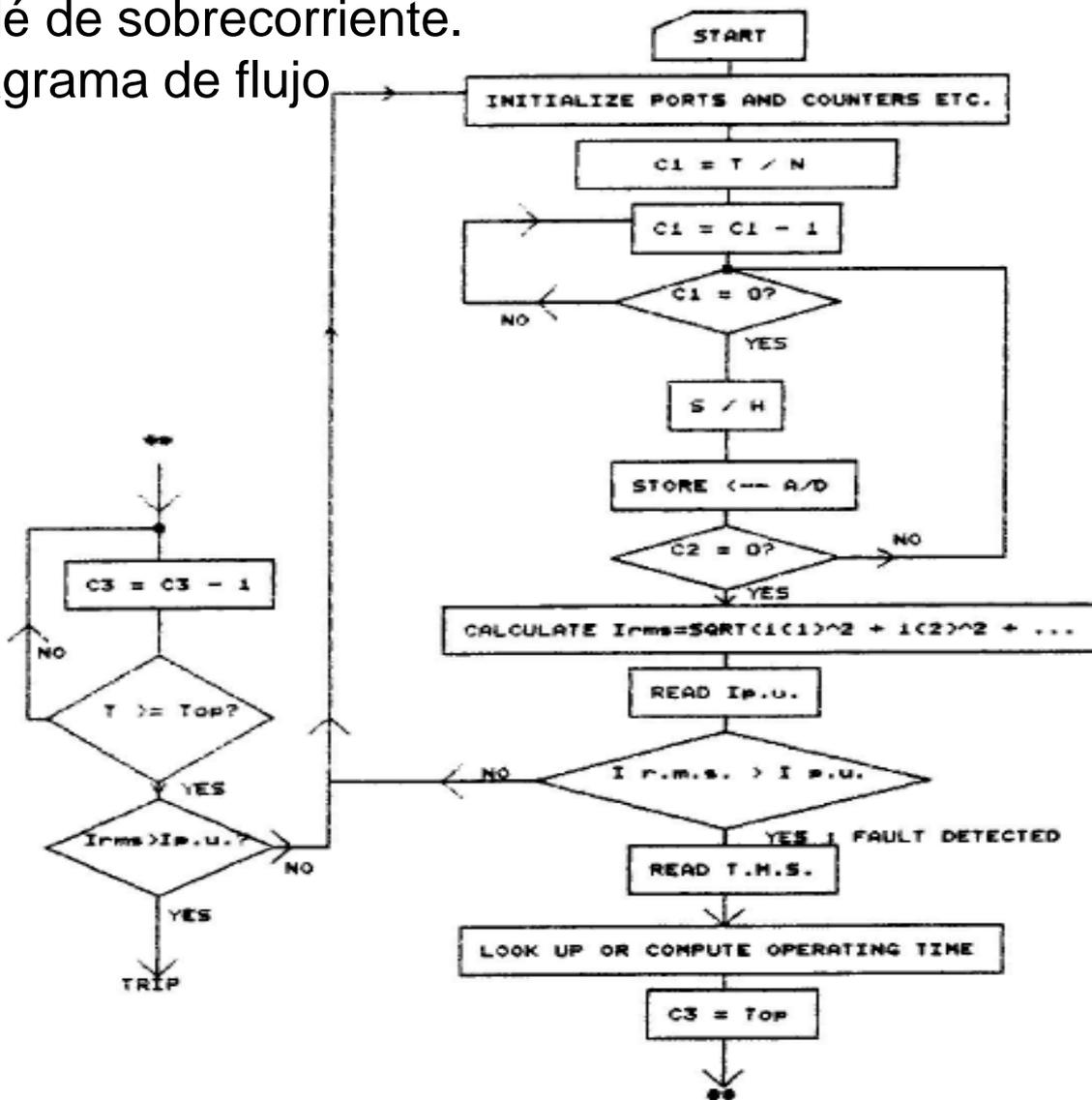
Tecnologías de relés de protección basados en procesadores

5) Amplificador de ganancia programable para las señales de corriente con rango dinámico; 6) convertidor análogo – digital para convertir señales analógicas en señales digitales; 7) microprocesador con el software de aplicación necesario para programar las funciones de las protecciones requeridas. La salida del microprocesador es amplificada y activa relés auxiliares que suministran los contactos de salida para apertura y cierre del interruptor , alarmas, señalizaciones, etc.

Relé de sobrecorriente basado en procesadores. Ejemplo



Relé de sobrecorriente. Diagrama de flujo



LEGEND

T = PERIODIC TIME
(ON 50Hz / 60Hz BASIS)

N = SAMPLING RATE

C1, C2, C3 = HARDWARE COUNTERS

n = INVERSENESS

S / H = SAMPLE & HOLD

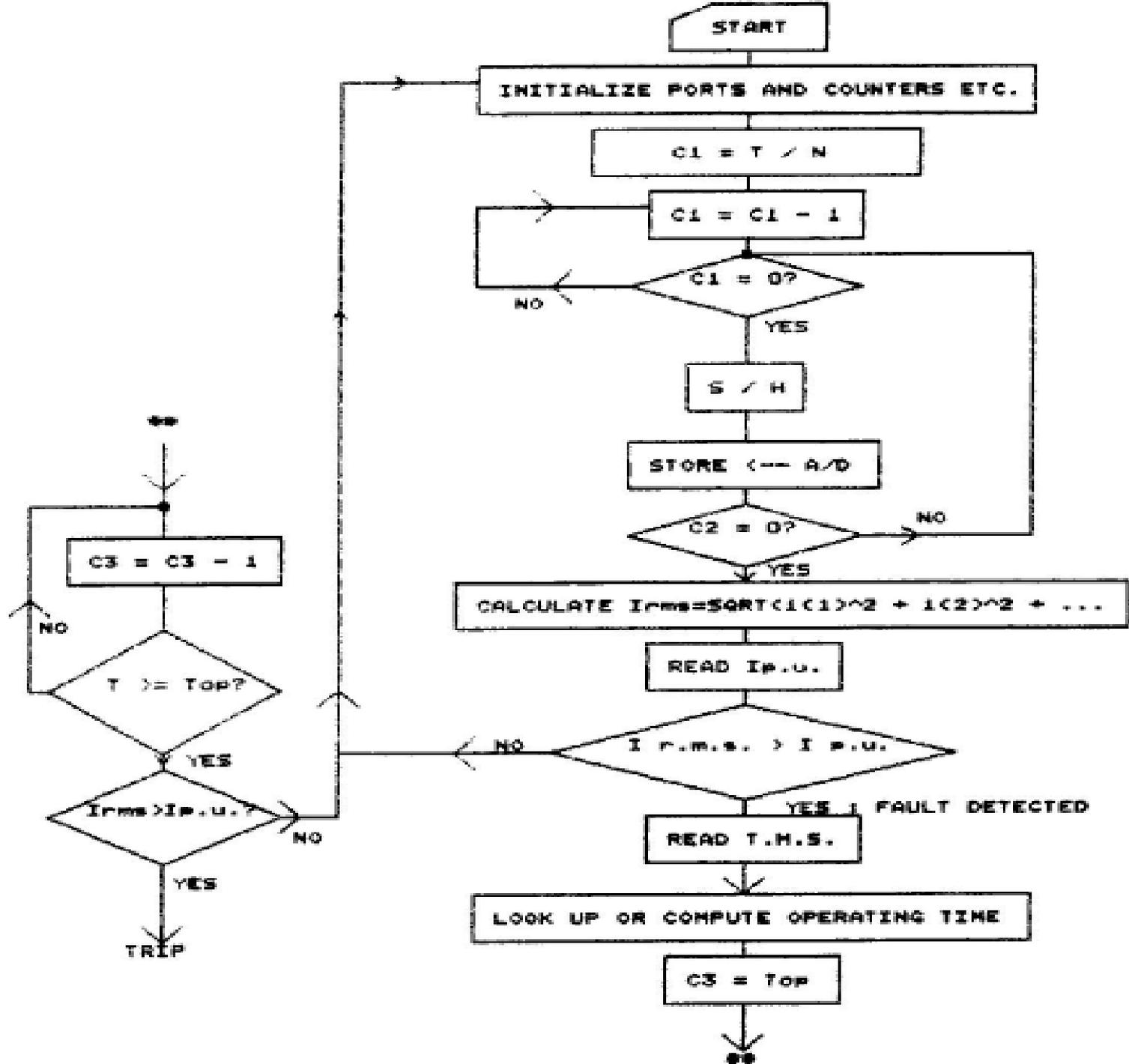
A / D : ANALOG TO DIGITAL
CONVERTER

C1 : TIME BETWEEN SUCCESSIVE SAMPLES
= T / N

C2 = N

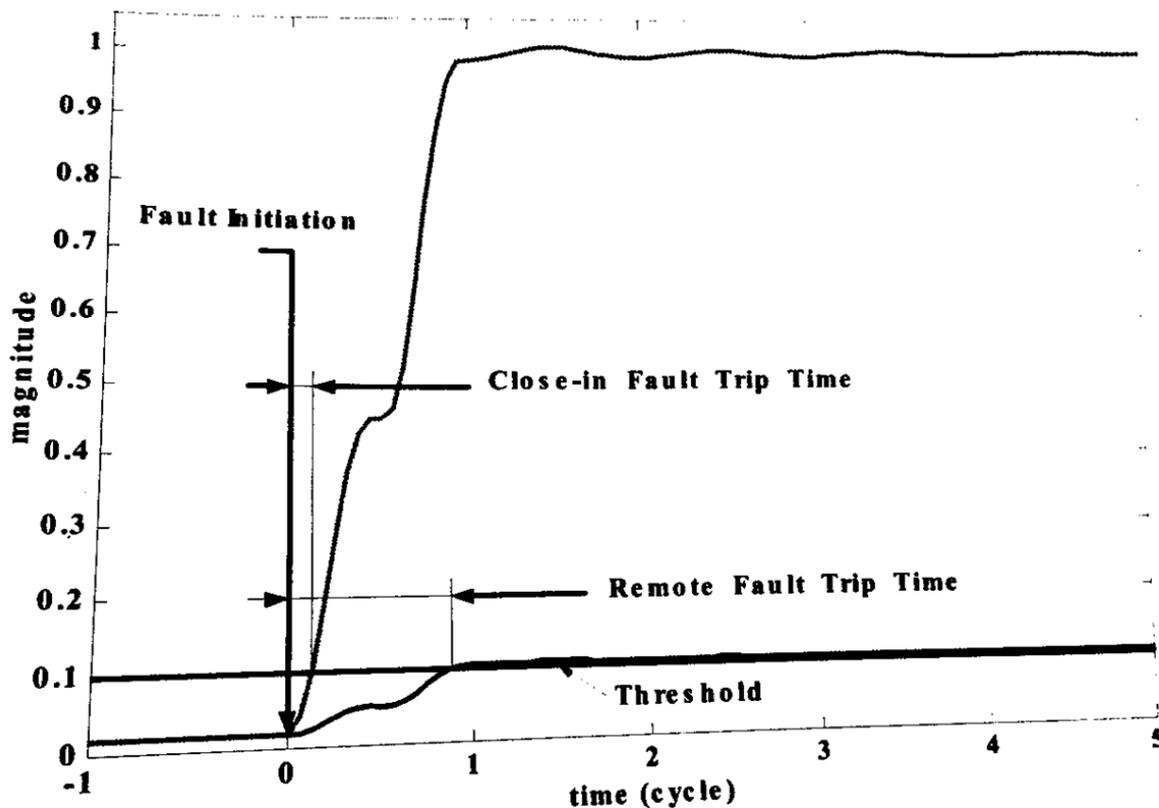
C3 = Top

Top : FROM LOOK-UP TABLE OR
CALCULATION



Ejemplo de tiempo de operación de operación

Relay Operating Speed vs. Fault



$$\text{Sample 1 torque} = (0.05+0.05+0.05+0.05+0.05+0.05+0.05+0.11)/8 = 0.057$$

$$\text{Sample 2 torque} = (0.05+0.05+0.05+0.05+0.05+0.05+0.11+0.11)/8 = 0.065$$

$$\text{Sample 3 torque} = (0.05+0.05+0.05+0.05+0.05+0.11+0.11+0.11)/8 = 0.073$$

$$\text{Sample 4 torque} = (0.05+0.05+0.05+0.05+0.11+0.11+0.11+0.11)/8 = 0.080$$

$$\text{Sample 5 torque} = (0.05+0.05+0.05+0.11+0.11+0.11+0.11+0.11)/8 = 0.086$$

$$\text{Sample 6 torque} = (0.05+0.05+0.11+0.11+0.11+0.11+0.11+0.11)/8 = 0.095$$

$$\text{Sample 7 torque} = (0.05+0.11+0.11+0.11+0.11+0.11+0.11+0.11)/8 = 0.103$$

TRIP

Relé de sobrecorriente.

Diagrama de flujo

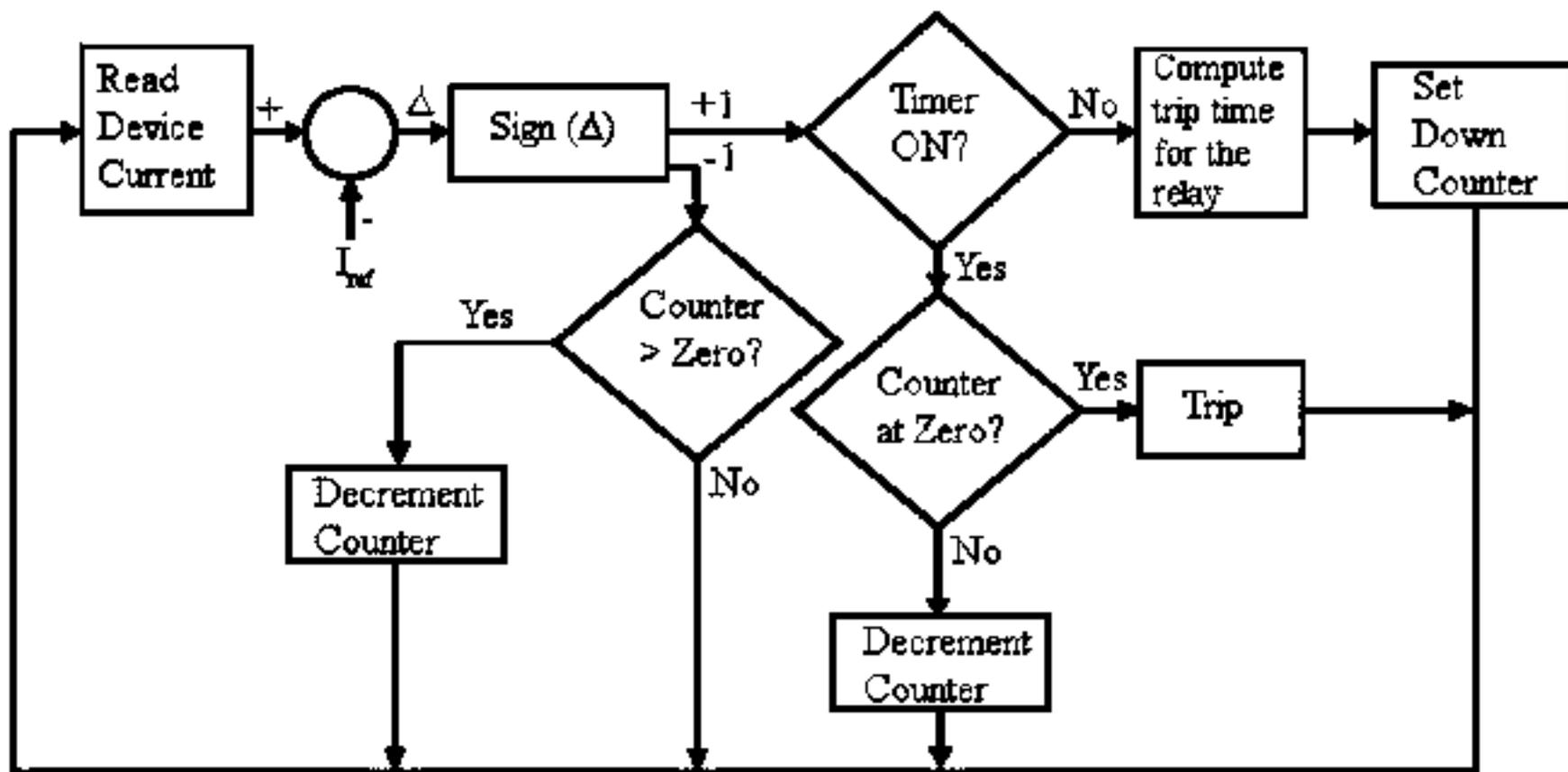
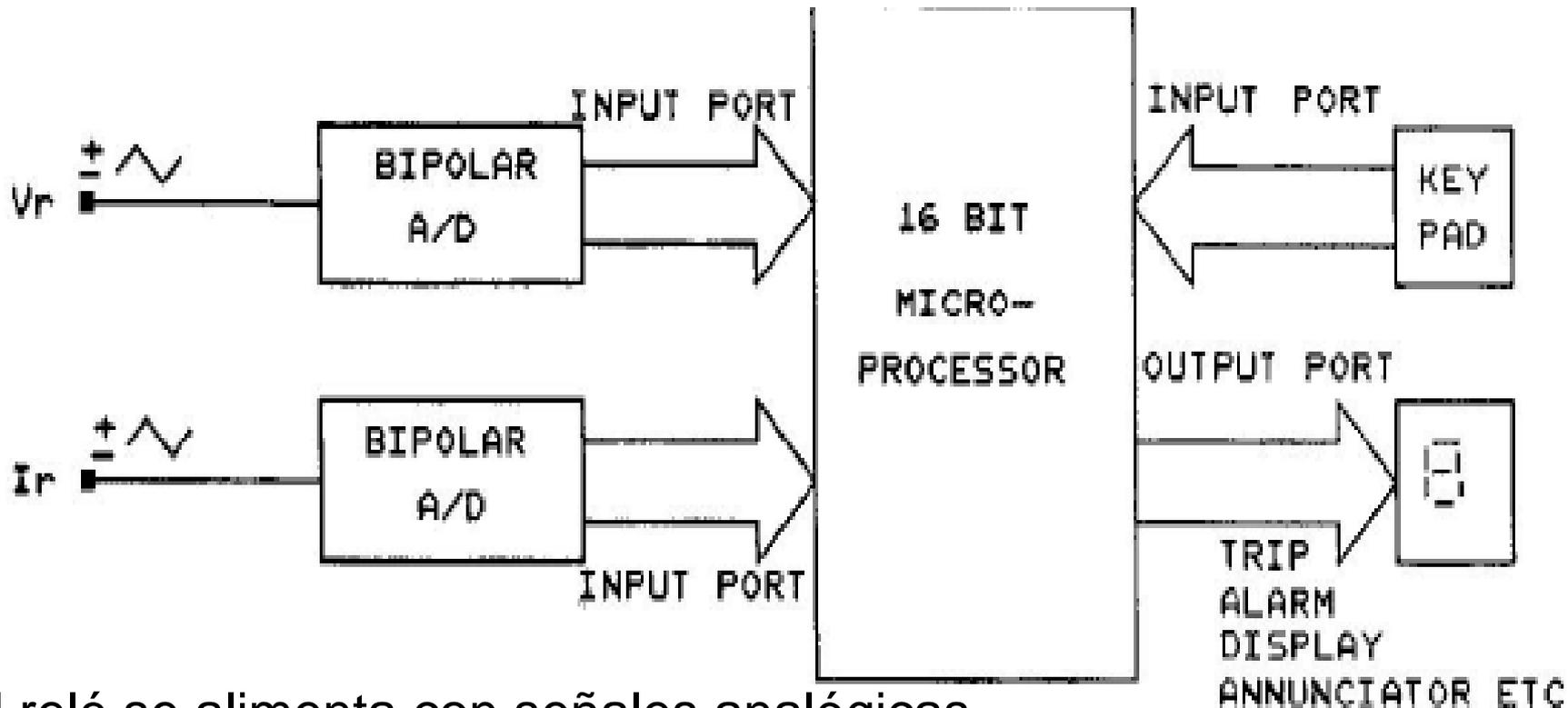
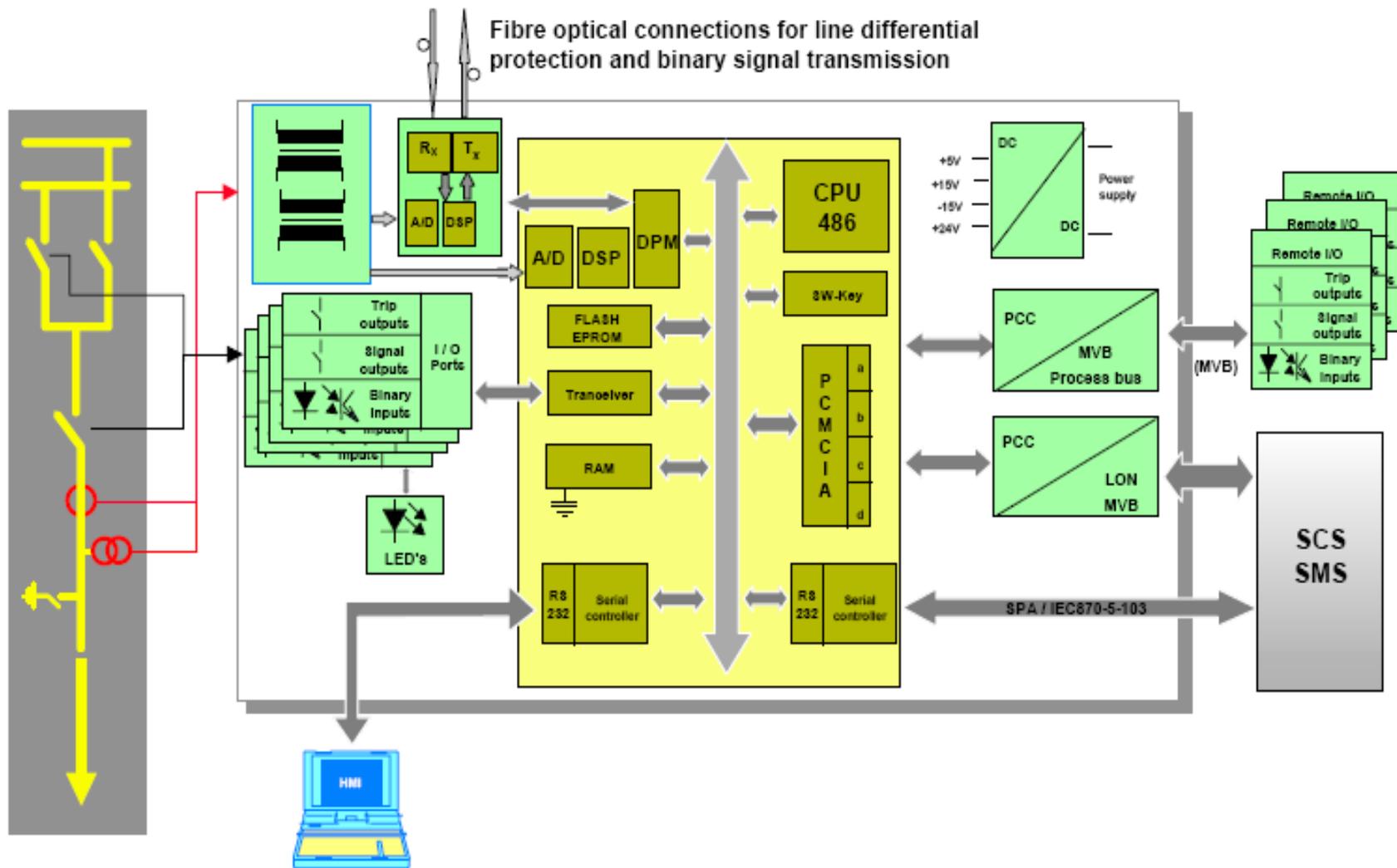


Fig 15.1 Model Algorithm for Overcurrent Relaying

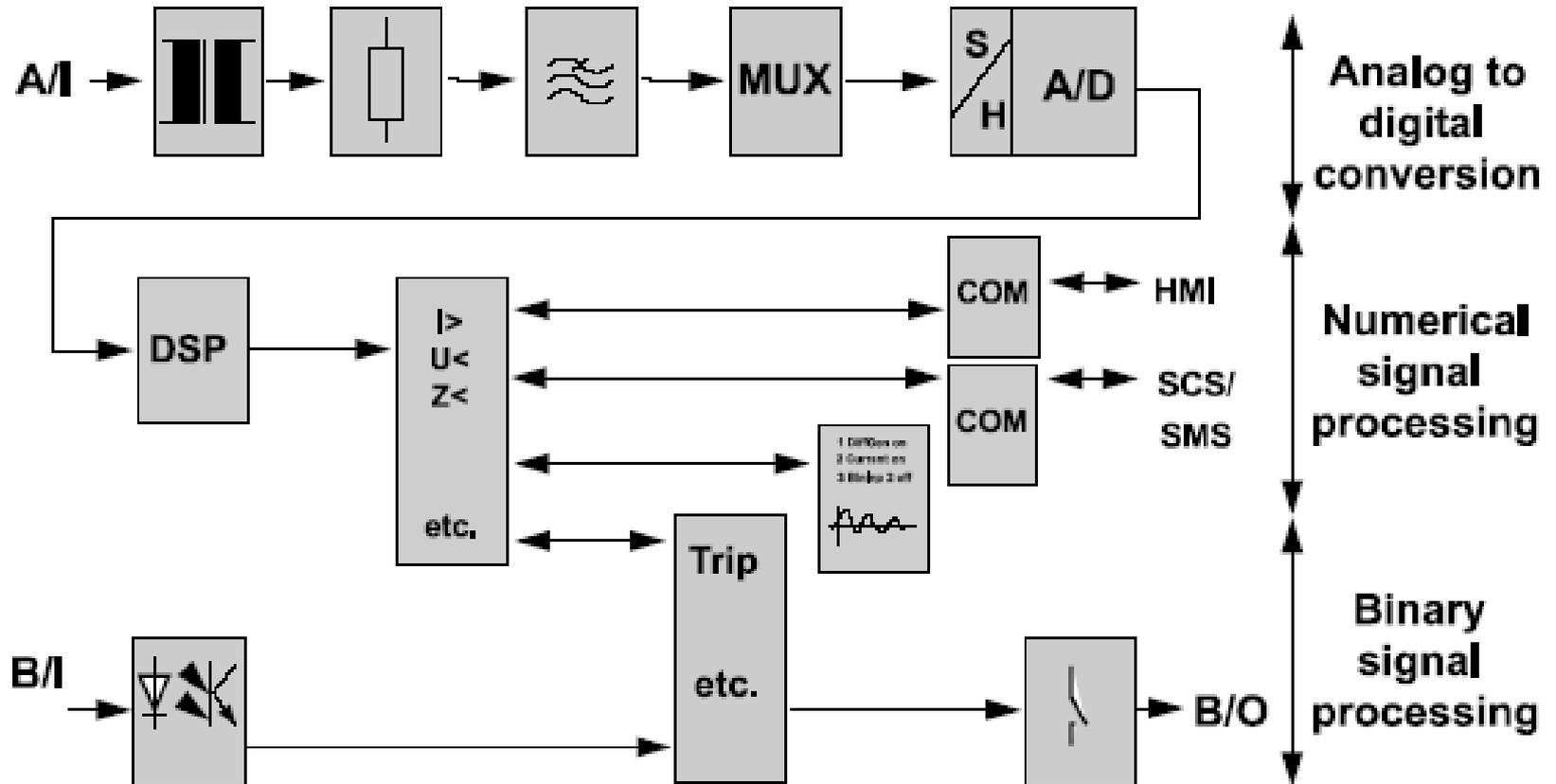
Esquema general de las conexiones externas al procesador. Relé de distancia



El relé se alimenta con señales analógicas, como corriente y voltaje y se determinan valores RMS



Signal data flow



Cálculo de valores RMS a la frecuencia fundamental.

Varios métodos han sido propuestos, entre ellos :

Técnica de Fourier. en el cual se obtienen la componente fundamental (60 Hz) y las componentes senos y cosenos hasta sus Nth armónica respectivamente. Esto se hace correlacionando muestras de datos de las señales de entrada de tensión y corriente con muestras almacenadas referenciales que proveen factores de peso.

Algoritmo de Walsh cuya función de correlación es del tipo de onda cuadrada

Técnica discreta de Fourier.

Este método permite obtener las componentes senos y cosenos de la señal fundamental (50 o 60 Hz) correlacionando las muestras de las señales de entrada de voltaje y corriente, provenientes del convertidor A/D, con muestras almacenadas de las funciones senos y cosenos de la onda fundamental de referencia. Es decir, estas muestras almacenadas son los coeficientes de peso, utilizados en las expresiones que aparecen en el ejemplo de 16 muestras/ciclo escrito a continuación (16 muestras/ciclo)

$$V_{1,s} = \frac{1}{16} \sum_{n=0}^{n=15} w_{n,s} v_n$$

RMS de la componente seno

$$V_{1,c} = \frac{1}{16} \sum_{n=0}^{n=15} w_{n,c} v_n$$

RMS de la componente coseno

Técnica discreta de Fourier.

La expansión de una señal periódica $X(t)$, con período T , en serie de Fourier es:

$$\begin{aligned}
 x(t) = & V_0 + \sqrt{2}V_{1,s} \sin \omega t + \sqrt{2}V_{1,c} \cos \omega t \\
 & + \sqrt{2}V_{2,s} \sin 2\omega t + \sqrt{2}V_{2,c} \cos 2\omega t + \\
 & + \text{componentes hasta la } n\text{th armónica}
 \end{aligned}$$

Donde: V_0 = componente dc

$V_{1,s}$ = componentes seno

$V_{2,s}$ = componentes coseno

Técnica discreta de Fourier.

Donde: V_0 = componente dc =

$$= \int_{wt=0}^{wt=2\pi} v(wt) d(wt) \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} V(wt) d(wt)$$

$V_{1,s}$ = componentes seno =

$$= \int_{wt=0}^{wt=2\pi} v(wt) \sin wt d(wt) \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} V(wt) \sin wt d(wt)$$

$V_{2,s}$ = componentes coseno =

$$= \int_{wt=0}^{wt=2\pi} v(wt) \cos wt d(wt) \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} V(wt) \cos(wt) d(wt)$$

Luego: $V_{1,RMS} = \sqrt{V_{1,s}^2 + V_{1,c}^2}$

Técnica discreta de Fourier.

En el ejemplo anterior de 16 muestras por ciclo

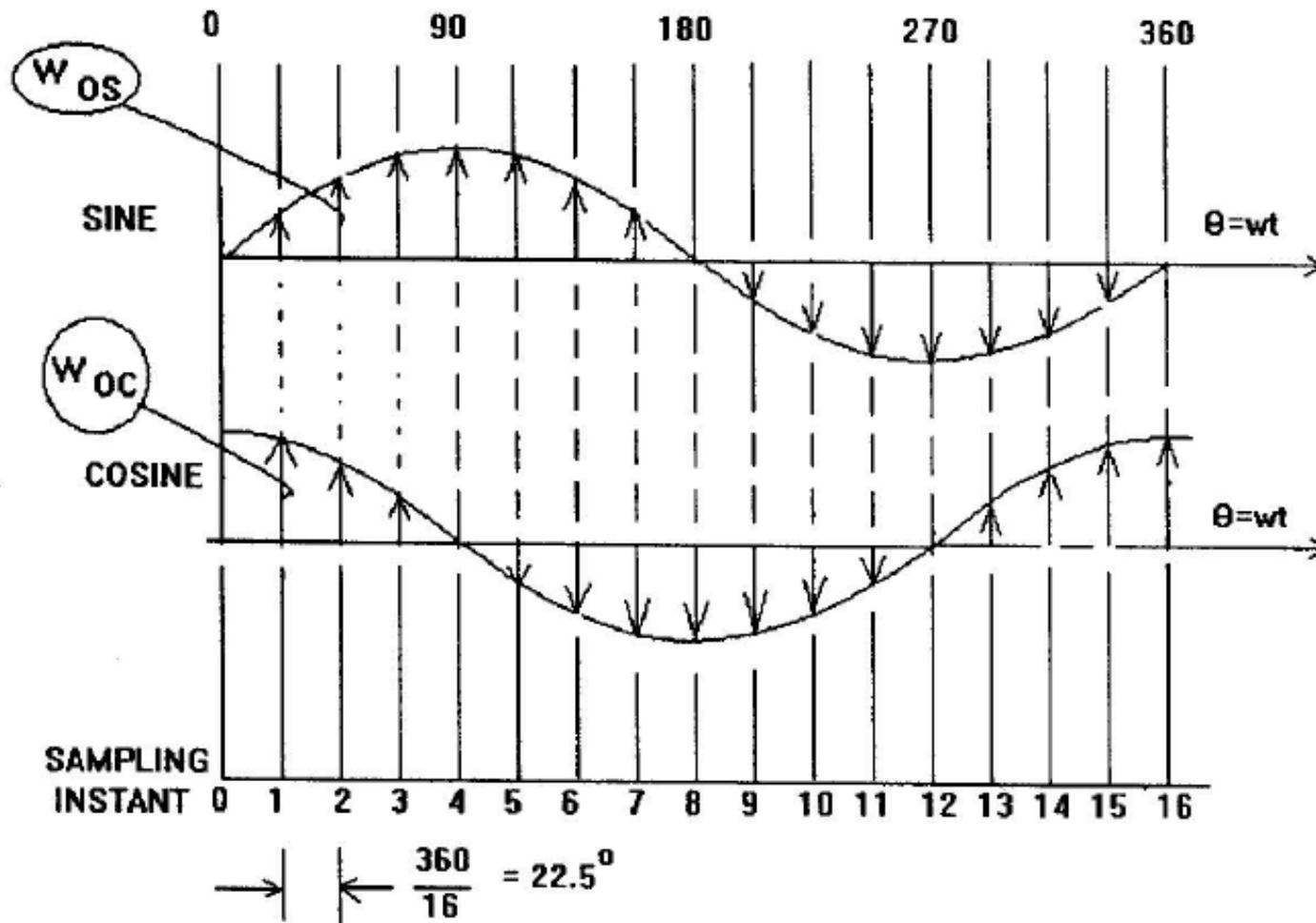
$$V_{1,s} = \frac{1}{16} \sum_{n=0}^{n=15} w_{n,s} v_n \qquad V_{1,c} = \frac{1}{16} \sum_{n=0}^{n=15} w_{n,c} v_n$$

donde: $w_{0,s} - w_{16,s}$ coeficientes de peso de la función seno fundamental..sen 0° , sen $22,5^\circ$, sen 45° , etc

$w_{0,c} - w_{16,c}$ coeficientes de peso de la función coseno fundamental....cos 0° , cos $22,5^\circ$, cos 45° , etc

$v_0 - v_{15}$ muestras de la señal $v(t)$

Coeficientes de peso de la técnica discreta de Fourier

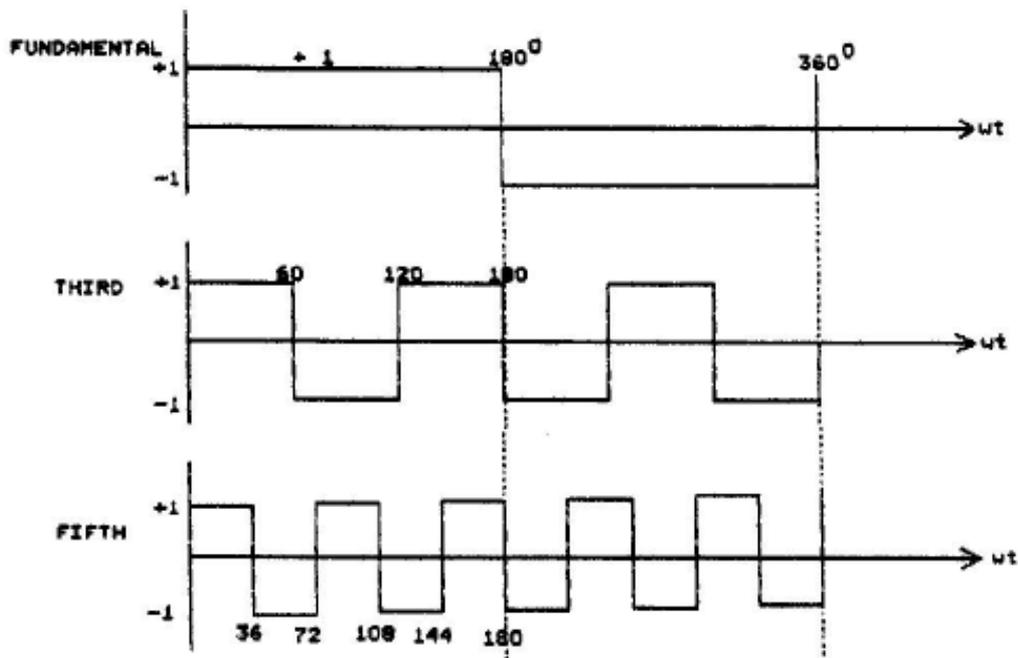


Algoritmo de Walsh

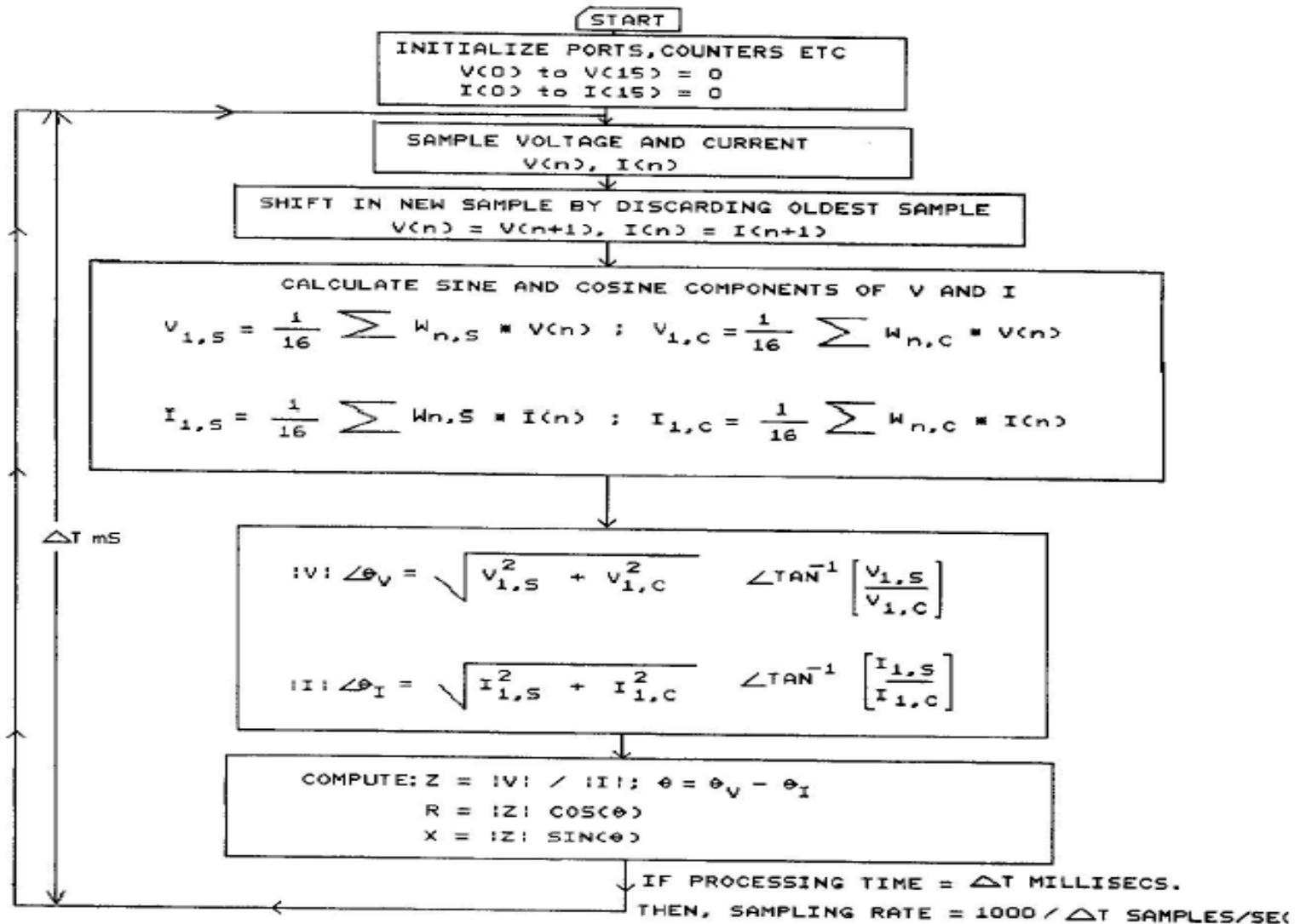
$$V_{1,s} = \frac{1}{16} \left[\sum_0^7 V_n(+1) + \sum_8^{15} V_n(-1) \right] \quad \text{componentes seno}$$

$$V_{1,c} = \frac{1}{16} \left[\sum_0^3 V_n(+1) + \sum_4^{11} V_n(-1) + \sum_{12}^{15} V_n(+1) \right] \quad \text{componentes coseno}$$

+1 y -1 : coeficientes de peso



Principios Básicos de Diseño de Protecciones



En resumen

El algoritmo de un relé es un conjunto de operaciones matemáticas implementadas en un programa. Estas operaciones se realizan sobre las últimas N muestras de la señal de entrada. Basado en los resultados de estas operaciones, el relé toma la decisión de emitir o no una señal de disparo a un interruptor. El algoritmo consiste de una serie de rutinas secuenciales, a saber:

- Rutina de lectura de la última muestra
- Rutina para el filtrado digital
- Rutina de cálculo de los fasores a partir de las muestras
- Rutina de las funciones de protección
- Rutina para la lógica del relé

Rutina de lectura. Se encarga de leer la última muestra de la señal de entrada.

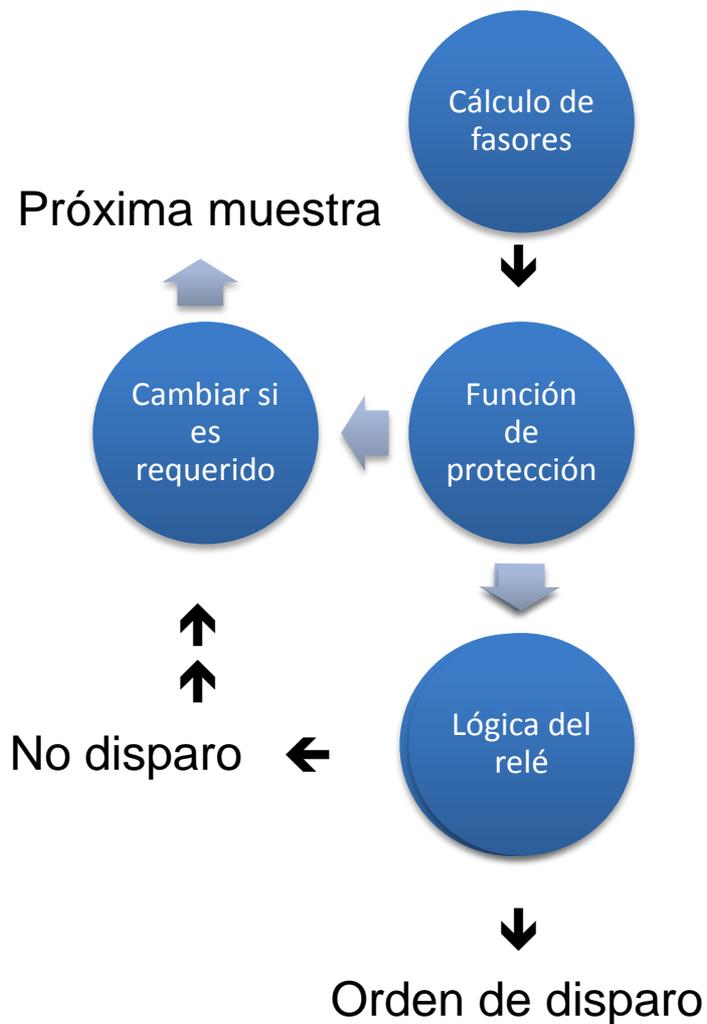
Rutina de filtrado digital. El filtro digital suaviza la señal, eliminando componentes DC y frecuencias diferentes a la fundamental.

Rutina de cálculo de fasores. Determina los fasores V e I a partir de las muestras tomadas de las señales.

Rutina de las funciones de protecciones. Implementan la función de protección: sobrecorriente, direccional, distancia, diferencial, etc

Rutina de lógica del relé. A partir de los resultados de la rutina de función, esta rutina toma la decisión de disparar o no el interruptor y otras funciones. A veces llamada “control de torque”

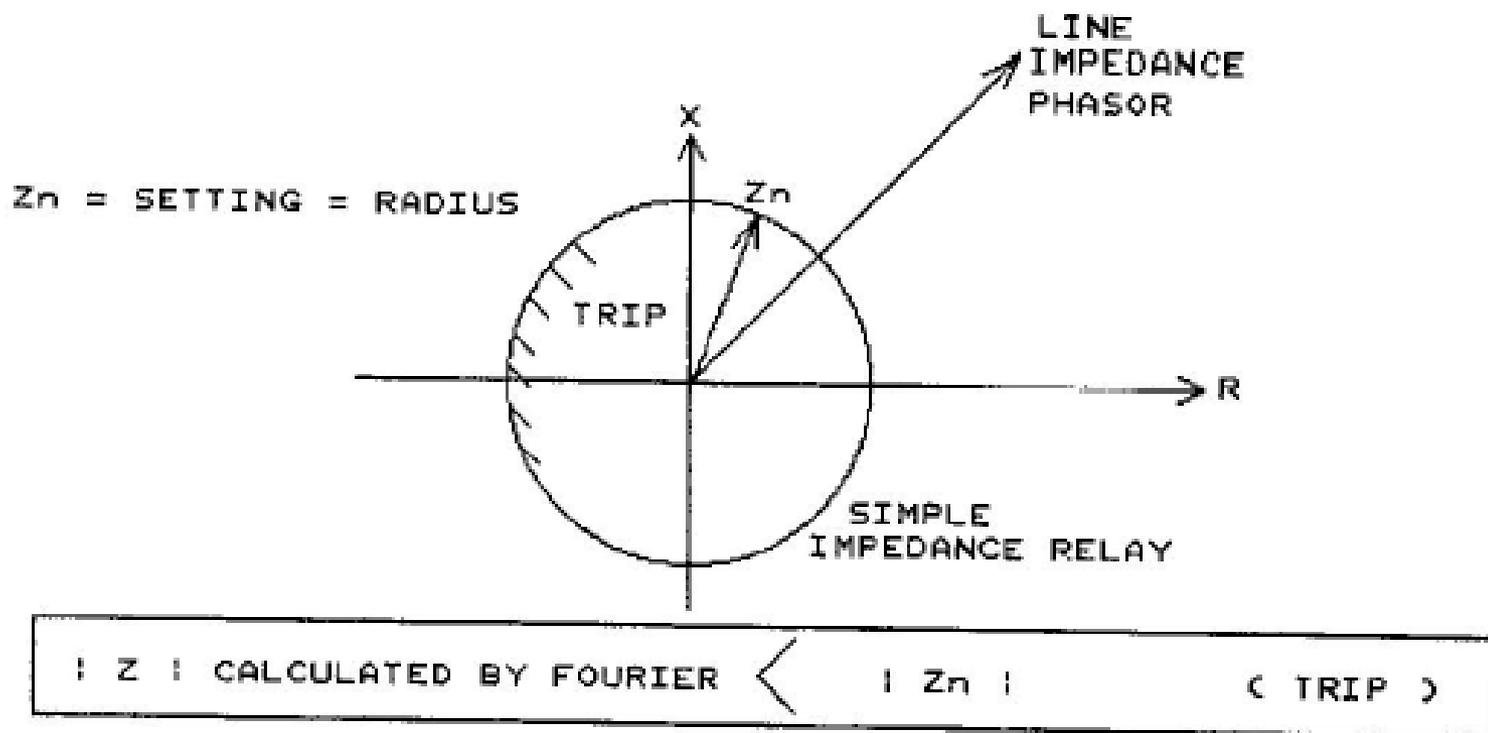
Algoritmo de un relé digital



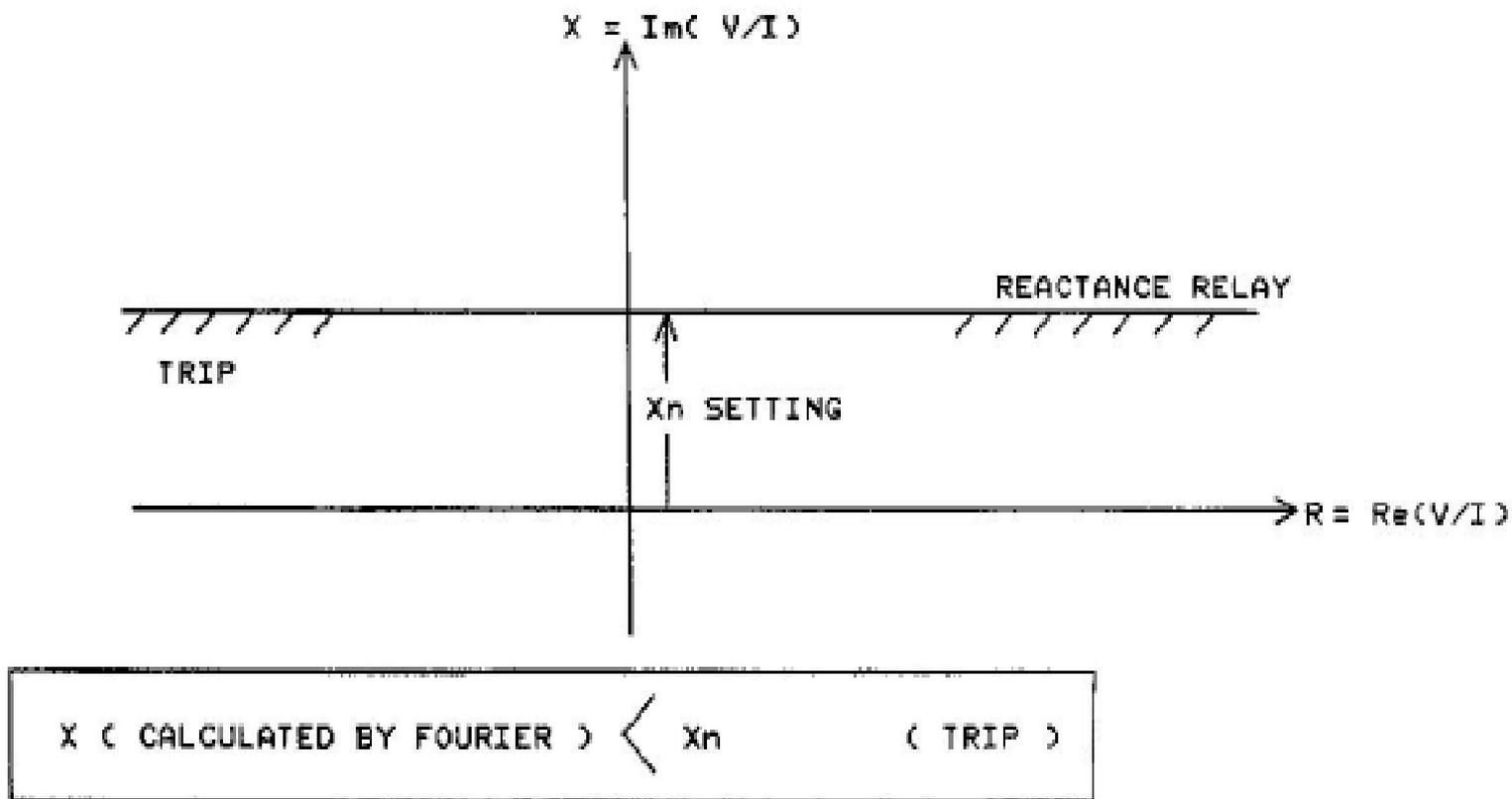
Ruta de las señales de voltaje y corriente provenientes de transformadores de medida



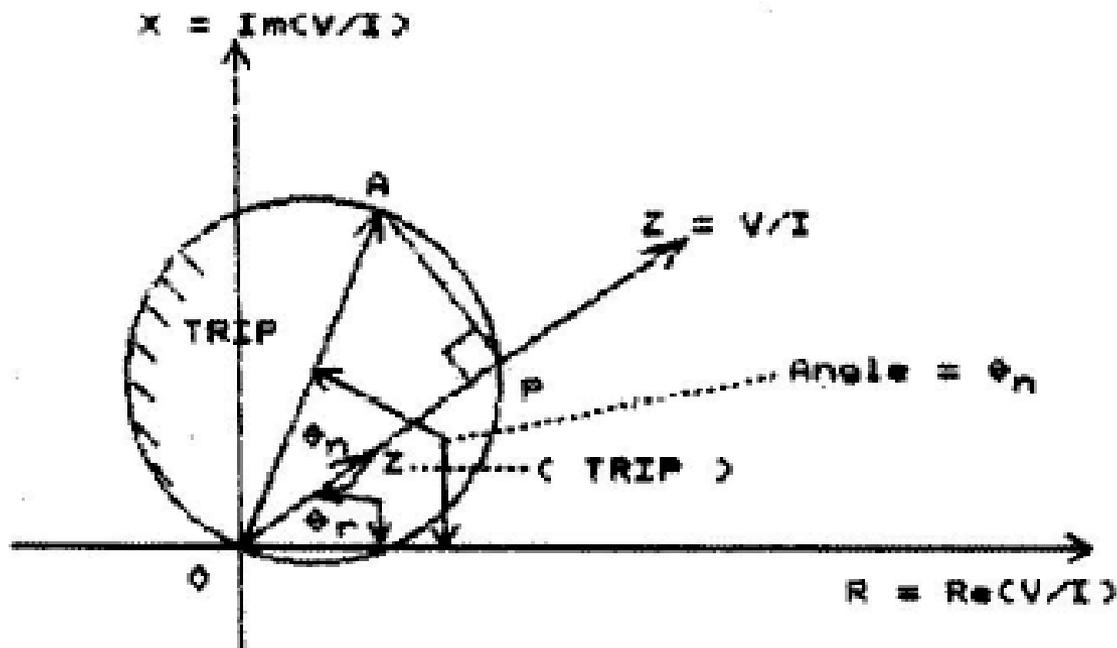
Características de relés de distancia utilizando procesadores. Relé de impedancia



Características de relés de distancia utilizando procesadores. Relé de reactancia



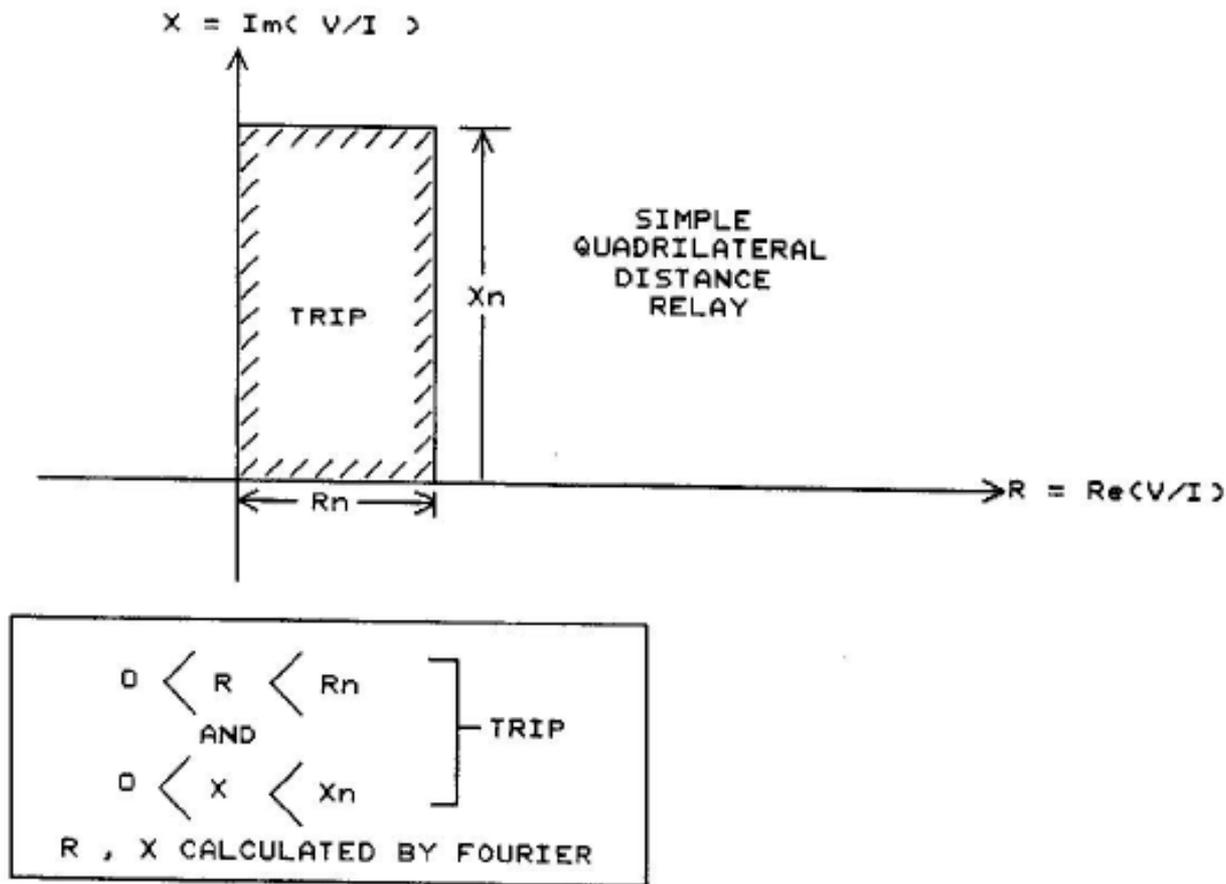
Características de relés de distancia utilizando procesadores. Relé Mho



$$|Z_n| \cos(\phi_n - \phi_r) > |Z| \quad (\text{TRIP})$$

ϕ_r CALCULATED BY FOURIER

Características de relés de distancia utilizando procesadores .Relé cuadrilateral



Interrupidores

Un interruptor de potencia es un equipo cuya función consiste en interrumpir y establecer la conducción de corriente en un circuito en régimen normal de carga, y en despejar la corriente de corto circuito durante una condición de falla. A través de la maniobra u operación de un interruptor se puede conectar y desconectar cualquier equipo a la barra de una subestación.

Interruptores. Definiciones

Para comprender el funcionamiento de un interruptor es preciso tener en cuenta algunas definiciones básicas, tal como las presenta Luís Siegert en su libro “Alta tensión y sistemas de transmisión”

Tensión nominal.

Es la tensión que el interruptor presenta en condiciones normales de operación; por ejemplo, 230, 400 o 765 Kv.

Tensión de diseño.

Es la tensión nominal máxima de operación para la cual el fabricante garantiza el equipo en condiciones de régimen permanente. Por lo general son valores normalizados.

Interruptores. Definiciones

Corriente nominal.

Es la corriente que un interruptor debe conducir continuamente en régimen normal de carga, la cual debe además, conectar y desconectar

Capacidad de ruptura.

Es la intensidad de corriente de ruptura o valor permanente de la corriente de corto circuito que un interruptor puede despejar satisfactoriamente, a la tensión prevaleciente en el sistema

Tensión de recuperación transitoria.

Es la tensión que aparece entre los contactos del interruptor en los primeros instantes del proceso de interrupción o de cierre

Tensión de recuperación de régimen permanente.

Es la tensión que se establece entre los contactos del interruptor a frecuencia nominal.

Interruptores. Definiciones

Reignición.

Es el reencendido del arco que ocurre entre los contactos del interruptor durante el primer cuarto de ciclo de la tensión de recuperación.

Reencendido (restrike)

Reencendido que se puede presentar después del cuarto de ciclo.

Ciclo de trabajo.

Consiste de una serie de operaciones de apertura y cierre. Por lo general este ciclo comprende una apertura, un cierre y una nueva apertura.

Interruptores. Tipos

De acuerdo al medio de extinción del arco que se emplea, existen distintos tipos de interruptores: Estos son: interruptores de aire comprimido, SF6, aceite, vacío y soplado magnético.

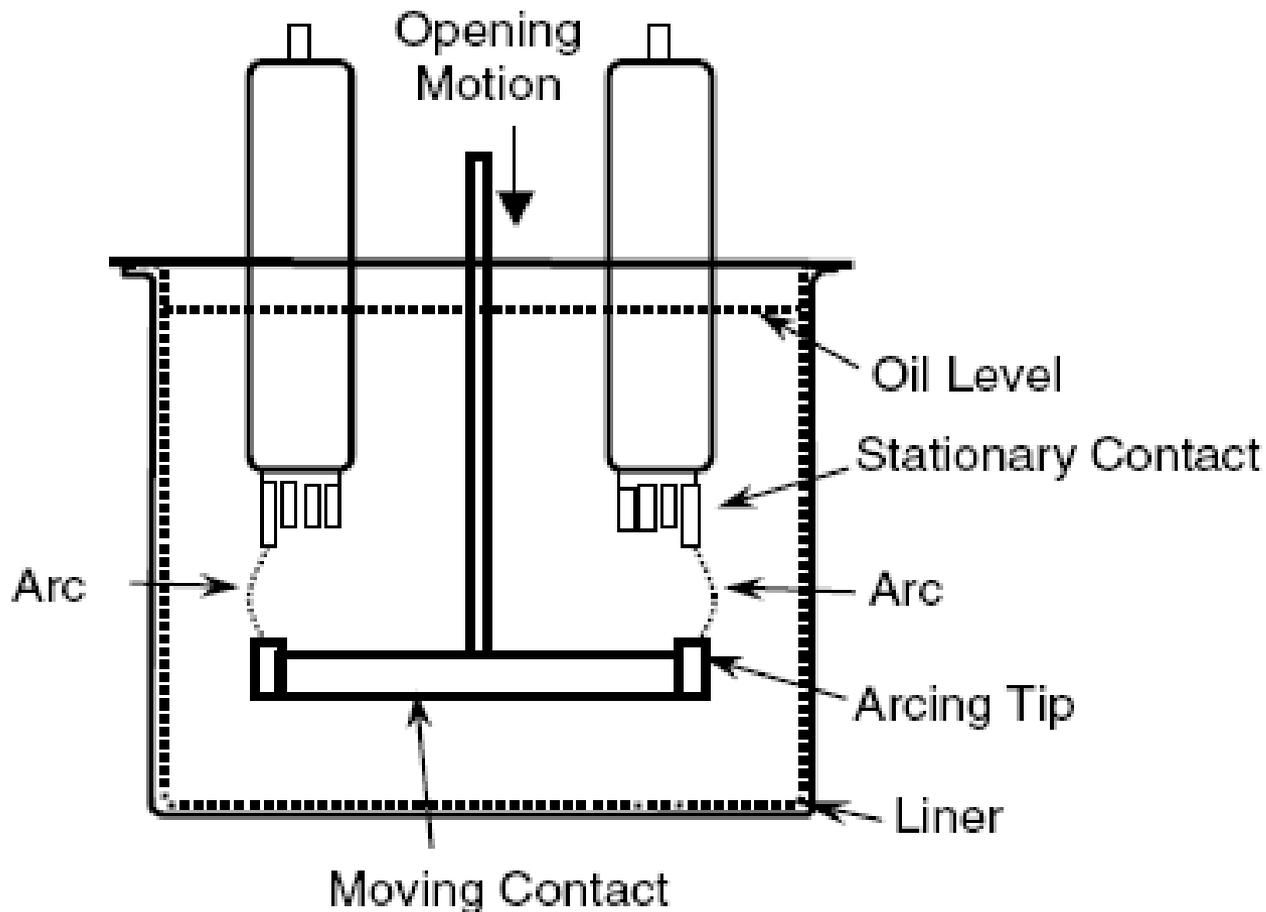
Según el mecanismo de mando, se distinguen tres tipos de interruptores: con mando neumático, hidráulico y a resorte

Gran volumen de aceite

El interruptor de gran volumen de aceite es una tecnología de vieja data y consiste en un recipiente de acero lleno de aceite, en el cual se encuentran embebidos dos contactos en serie, como se observa en la figura siguiente. El aceite, además de aislante, sirve de medio de extinción del arco

Interrupidores. Tipos

Gran volumen de aceite



Gran volumen de aceite

Al separarse los contactos se forman arcos eléctricos que incrementan localmente la temperatura del aceite. Estas temperaturas descomponen y gasifican el medio. Se forma hidrógeno que no permanece en el estado ionizado fácilmente.

Este proceso requiere energía que se extrae del mismo arco, el cual se refrigera favoreciendo así su posterior extinción.

La desionización del espacio entre los contactos se favorece por la turbulencia en el aceite, creada por la gasificación que se forma dentro de la cuba

Interrupidores. Tipos

Gran volumen de aceite.

Adicionalmente, el aceite refrigera el arco por conducción térmica al resto del aceite que se encuentra dentro de la cámara de extinción.

La energía que se requiere para mantener las burbujas de gas es elevada y así resulta que el aceite enfría y apaga el arco en el cruce por cero de la corriente de arco. En este interruptor se incorporó por primera vez (hace casi 100 años) la cámara de extinción dentro del interruptor con el propósito de aumentar el poder de ruptura

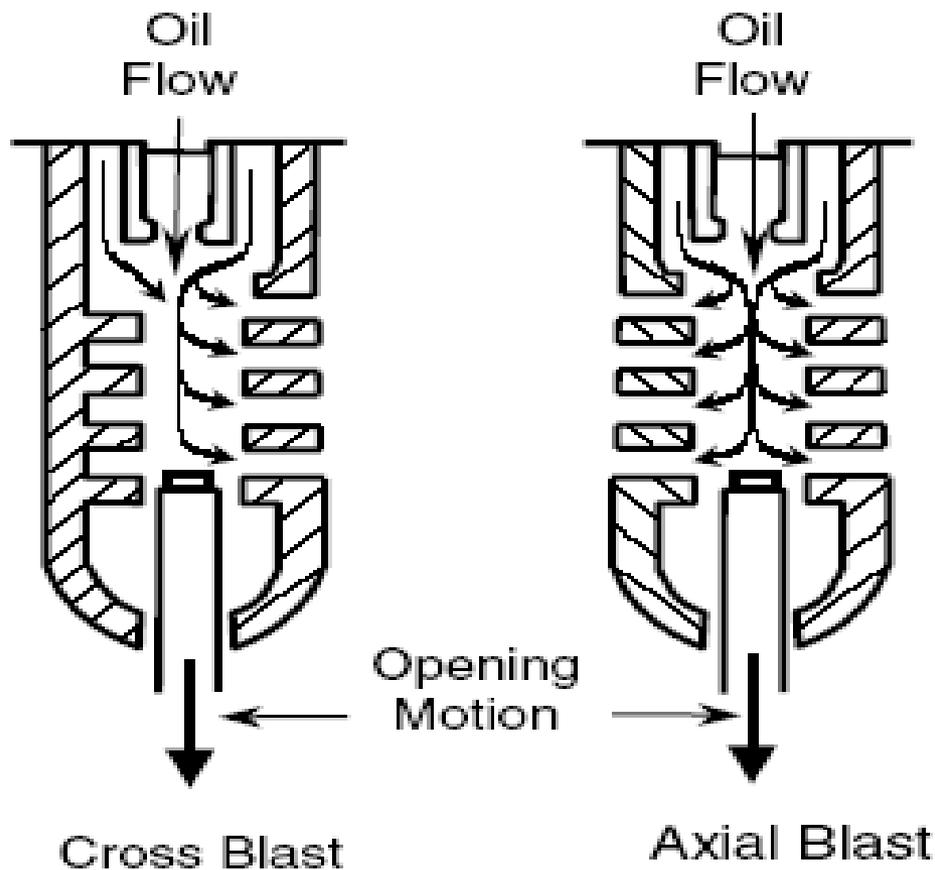
Interruptores. Tipos

Gran volumen de aceite.

En la cámara de extinción, el contacto móvil mantiene cerrado el orificio de la cámara, de tal forma que aumente la presión dentro de la misma; y luego, en su carrera de apertura, este contacto abre el orificio, liberando los gases dentro de la cámara hacia el resto del aceite en el espacio circundante. Así se logra la desionización del espacio entre los polos en el paso natural por cero de la corriente.

Interruptores. Tipos

Pequeño volumen de aceite.



Interruptores. Tipos

Pequeño volumen de aceite.

En la década de los años 30 aparecieron otros interruptores de mayor capacidad de ruptura y de menor tamaño, con un volumen de aceite reducido. Para el aislamiento entre polos y a tierra se utiliza la ayuda de otros materiales aislantes como la porcelana y la resina sintética. Apareció asimismo el mecanismo de flujo de extinción, en el cual el movimiento de los contactos ocasiona, en el interior de la cámara, un flujo de aceite que refrigera y desioniza el arco. Este flujo puede ser transversal o longitudinal, como se aprecia en la figura

Interruptores. Tipos

Interruptores en aceite.

Actualmente, es posible que no se fabriquen interruptores en aceite, pero todavía quedan en servicio unos cuantos. En los de gran volumen, el tanque está en contacto con tierra (dead tank), mientras que en los de pequeño volumen el tanque está a tensión (live tank) por lo que ya el aceite no tiene el rol de aislamiento entre los conductores y tierra, sino como agente de extinción del arco, utilizado en una técnica de inyección, como ya se observó.

Interruptores

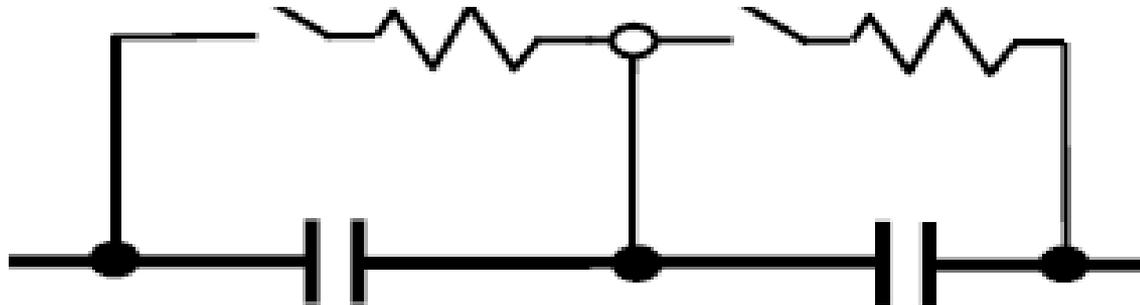
Interrupción en serie.

Para cualquier tipo o diseño de interruptor, en la medida que aumenta el nivel de tensión y con ello la capacidad de interrupción, se conectan varias cámaras de interrupción en serie. El diseño debe asegurar que todas las cámaras interrumpen simultáneamente para que el voltaje interrumpido se divida por igual entre las cámaras durante el proceso de interrupción, logrando así una alta capacidad de interrupción y un desgaste parejo de los distintos contactos seriales

Interrupidores

Interrupción en serie.

La división natural del voltaje entre las cámaras o cabezales depende de las poco confiables capacitancias parásitas entre los contactos y a tierra; por ello se colocan capacitores o resistencias en paralelo con cada cabezal para balancear dicho voltaje



Interruptores. Tipos

Interruptores de aire comprimido.

En los interruptores de aire comprimido se comprime la corriente de aire alrededor de los contactos, y se aprovecha así la elevada rigidez dieléctrica del aire a presión. Durante el proceso de interrupción se produce un flujo de aire que se libera de la cámara que lo contenía a presión, y es soplado contra el arco, transversal (cross blast) o longitudinalmente (axial blast) para extinguirlo.

Interruptores. Tipos

Interruptores de aire comprimido.

El proceso sería como sigue:

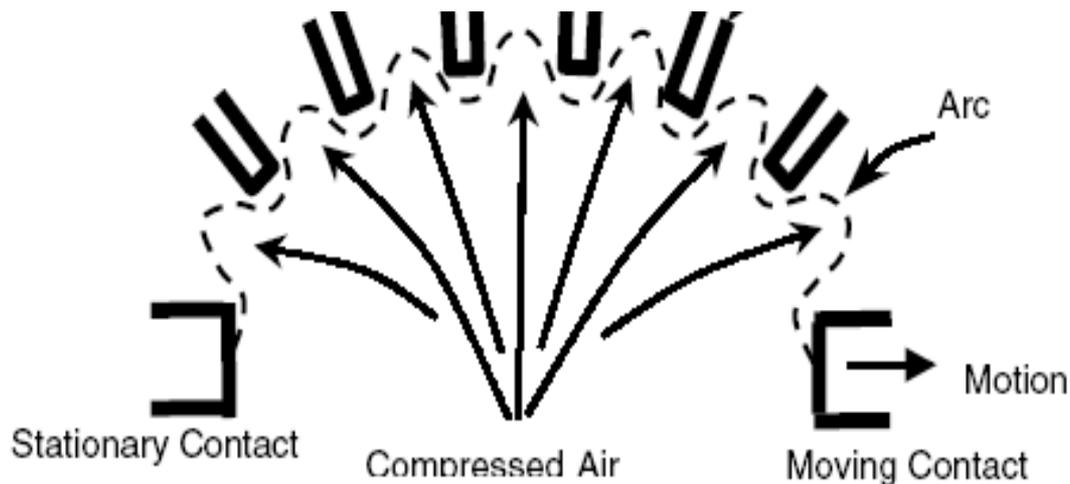
Dentro de la cámara de interrupción, el aire se encuentra a presión y tiene la salida bloqueada por el contacto móvil hasta que éste se separe del contacto fijo; momento en el cual dicho aire sale de la cámara por el orificio que ha dejado abierto el contacto móvil en su desplazamiento. Adicionalmente se inyecta aire a presión en la cámara de ruptura a través de una válvula de soplado, el cual también va a tratar de salir por el mismo orificio, soplando el arco directamente. La idea es refrigerar y estirar el arco para despejar la corriente de falla

Interruptores. Tipos

Interruptores de aire comprimido.

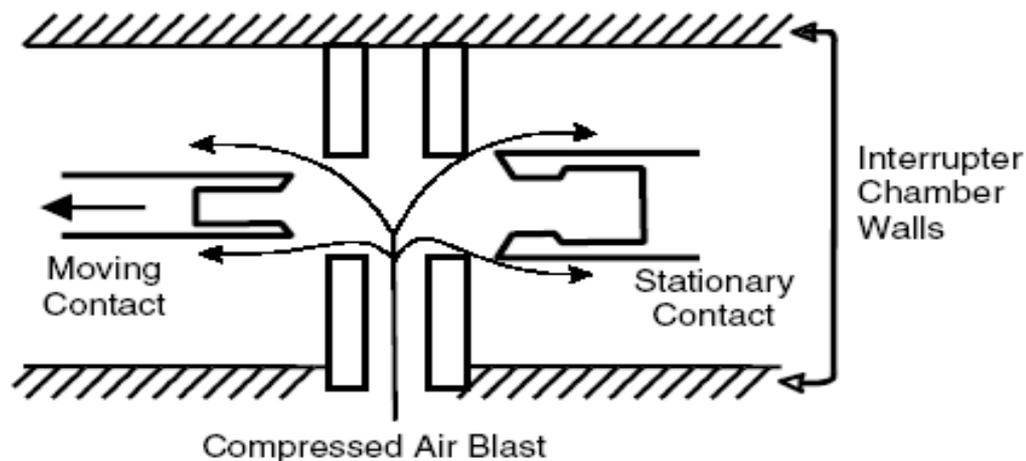
Soplado transversal

Uso limitado debido a que requiere muy alta velocidad de soplado difícil de desarrollar



Soplado longitudinal

Uso mas común que el anterior



Interruptores. Tipos

Interruptores de aire comprimido.

Condición de funcionamiento del interruptor por disminución progresiva de la presión de aire.

- Presión normal con interruptor cerrado: ciclo completo de apertura – cierre - apertura (o-c-o)
- Primer límite de baja presión: si el int está cerrado: puede efectuar una apertura; si el int está abierto, puede cerrar y abrir. Bloqueada orden de recierre
- Segundo límite: int abierto, bloqueada orden de cierre. Int cerrado, puede efectuar una apertura

Interruptores. Tipos

Interruptores de aire comprimido.

Condición de funcionamiento del interruptor por disminución progresiva de la presión de aire.

- Tercer límite de baja presión: apertura automática si el int está cerrado. Opcionalmente se puede elegir bloquear la orden de apertura, y teniendo en cuenta el bloqueo de cierre en el límite anterior, el int quedará en su posición cualquiera que ésta sea.
- Cuarto límite: apertura automática si el int está cerrado y permanece así

Interrupidores. Tipos

Interrupidores en SF6.

El SF6 es un gas que tiene la propiedad de poseer una elevada rigidez dieléctrica y una gran capacidad para apagar el arco eléctrico entre contactos de un interruptor, muy superiores a la del aire, a la misma presión.

Los interruptores de SF6 consisten básicamente en un aislamiento a base de SF6, el cual garantiza el aislamiento contra tierra de las partes energizadas, con una presión comprendida entre 3 y 6 bars; y de una presión superior, entre 18 y 22 bars, la cual se utiliza en la cámara de extinción para apagar el arco eléctrico.

A continuación se incluyen algunos aspectos físico químicos del SF6, para aquellos lectores interesados en esta materia.

Interrupidores. Tipos

Interrupidores en SF₆.

EL GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE

α La fórmula química del gas hexafluoruro de azufre es: **SF₆**.

α Peso molecular y composición química:

Peso molecular	146,06
Contenido de azufre	21,95%
Contenido de flúor	78,05%

α Solubilidad:

En agua (25°C, 1 atm)	0,001 ml/ml
En aceite dieléctrico	0,297 ml/ml

α Constantes críticas:

Temperatura crítica	45,64 °C
Presión crítica	38,6990 bar
Densidad crítica	0,725 g/cm ³
Volumen crítico molar	201 ml

Interruptores en SF₆.

En el año 1900 se logra por primera vez la síntesis del SF₆, por la acción directa del flúor gaseoso sobre el azufre.

En la misma época, se comprueba la excelente estabilidad química del SF₆ sometido a un arco eléctrico. Este acontecimiento permite prever el éxito posterior que tendría como aislante eléctrico.

El gas SF₆ reúne las siguientes características:

- Inodoro. (1)
- Incoloro. (1)
- No tóxico.
- Muy estable.
- No inflamable.

(1) En condiciones normales de presión y temperatura (presión absoluta: 1.013 hPa, temperatura: 20°C).

Interrupidores en SF₆.

Además de su utilización en los equipos eléctricos, el gas SF₆ tiene amplia difusión en otras áreas como aislamiento fónico, gas trazador en minas, etc.

La rigidez dieléctrica del SF₆, es muy superior a la del aire (más del doble) y sometido a presiones de 2 a 4 bares es cinco veces superior. Esta característica es la que lo destaca como medio dieléctrico.

El gas SF₆ tiene un comportamiento excelente como gas de corte de arcos eléctricos, permitiendo un rápido restablecimiento de la tensión. Esto lo logra especialmente debido a que su disociación es reversible y, además, a que posee una gran estabilidad térmica.

Interruptores. Tipos

Interruptores en SF6.

El SF 6 contiene impurezas que generalmente no tienen influencia sobre sus propiedades, siempre que se encuentren dentro de los valores del siguiente cuadro:

Impurezas	Concentración Máxima (Masa)
Tetracloruro de carbono (CF 4)	0,05%
Oxígeno+Nitrógeno, aire	0,05%
Agua	15 ppm
Acidez (HF)	0,3 ppm
Fluoruros hidrolisables (HF)	1 ppm
Aceite mineral	10 ppm

Interrupidores en SF6.

No está comprobado que el SF 6 sea cancerígeno. En cambio, sí contribuye al efecto invernadero. Por esta razón, se debe evitar la posibilidad de que entre en contacto con la atmósfera.

Normalmente el gas SF 6 se suministra en garrafas o cilindros, líquido y a la temperatura ambiente. La presión de prueba de los cilindros es de 70 bar.

▫Densidad/Presión

La densidad de los gases está directamente relacionada con la presión de ellos.

En efecto, partiendo de la Ley de Boyle

$PV = \text{constante}$ { Temperatura constante; masa constante}

Interruptores en SF₆.

P: Presión

V: Volumen

Considerando la “constante universal de los gases perfectos” R y la temperatura centígrada absoluta T, se tiene:

$$PV = n R T$$

Ecuación denominada “Ecuación de estado de los gases perfectos”, donde n es el número de moles e igual a la masa m del gas dividida por su masa molecular M.

Interruptores en SF₆.

$$n = m / M$$

Por lo tanto

$$PV = m \frac{R}{M} T$$

Por definición, la densidad de un gas, ρ , es $\rho = m / V$. Resulta entonces:

$$P = \rho \frac{R}{M} T \quad \text{o bien} \quad \rho = \frac{PM}{RT}$$

Se observa que la densidad de un gas depende de su presión P , además de su temperatura T y su masa molecular M .

Interrupidores en SF6.

Es importante señalar que la masa molecular permanece constante mientras que la presión varía según las oscilaciones de temperatura. Por esta razón, para detectar las pérdidas de SF 6 se utiliza un densímetro y no un presostato.

▣ Fabricantes

Los principales proveedores en el ámbito mundial son:

- Ausimont (Italia).
- Promosol (Francia).
- Allied Chemical (USA).
- Solvay-Fluor und Derivate (Alemania).
- Air Products Imperial Chemical Industries (Inglaterra).

J.SOSA ESCALADA

SUBESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION AISLADAS EN GAS

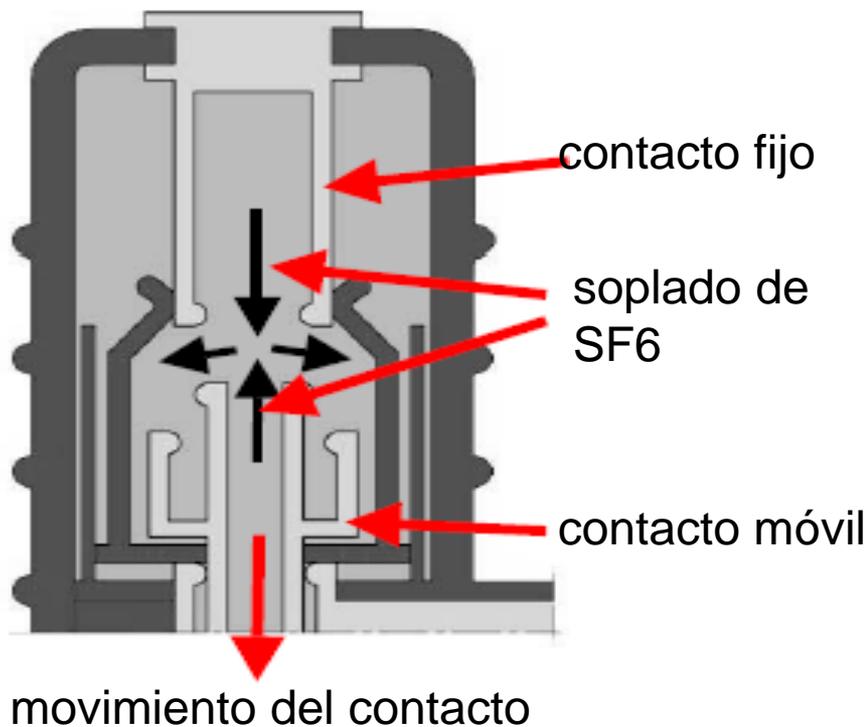
Interruptores. Tipos

Interruptores en SF6.

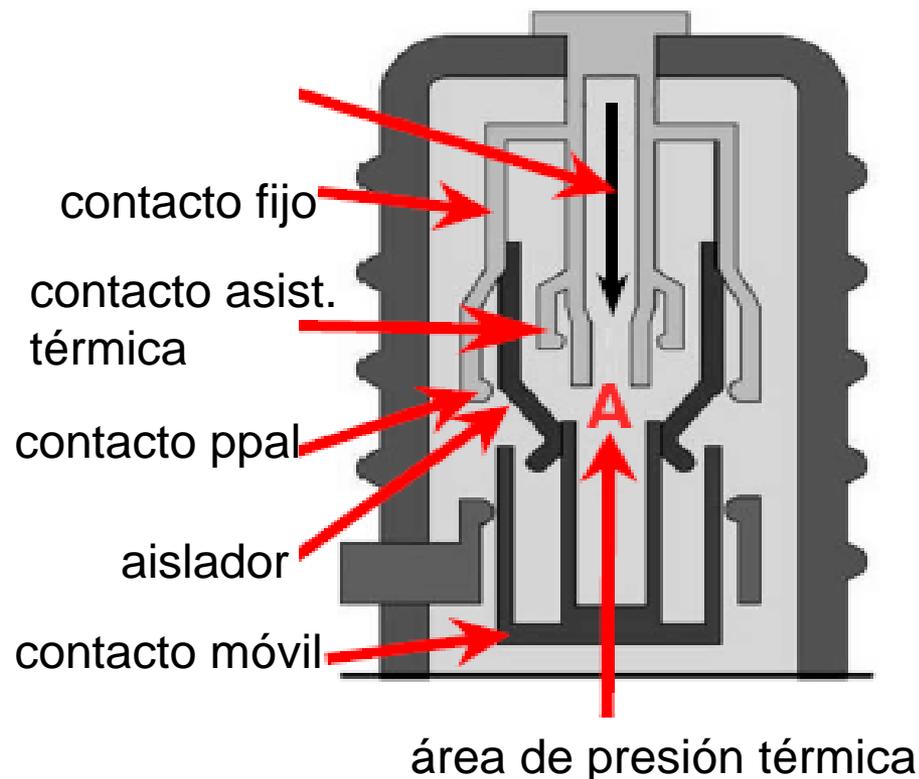
Los interruptores de SF6 tiene básicamente dos diseños constructivos: el tipo puffer, y el tipo puffer con asistencia térmica, ambos con tanque vivo. El interior de la cámara de extinción para ambos tipos se muestra en la siguiente figura

Interruptores. Tipos

Interruptores en SF6.



Tipo Puffer



Puffer con asistencia térmica

Interruptores. Tipos

Interruptores en SF₆.

En el diseño puffer el arco es extinguido soplando SF₆ comprimido a través del dispositivo de soplado cercano a los contactos. En este diseño, a mayor poder de ruptura, se requiere una mayor energía mecánica para comprimir el gas SF₆, lo cual hace que los polos y el mecanismo de mando tienda a ser grande; por lo tanto esta tecnología tiene un límite superior típico en el orden de los 25 KA. Para mayores corrientes, el diseño con asistencia térmica resulta más efectivo y económico

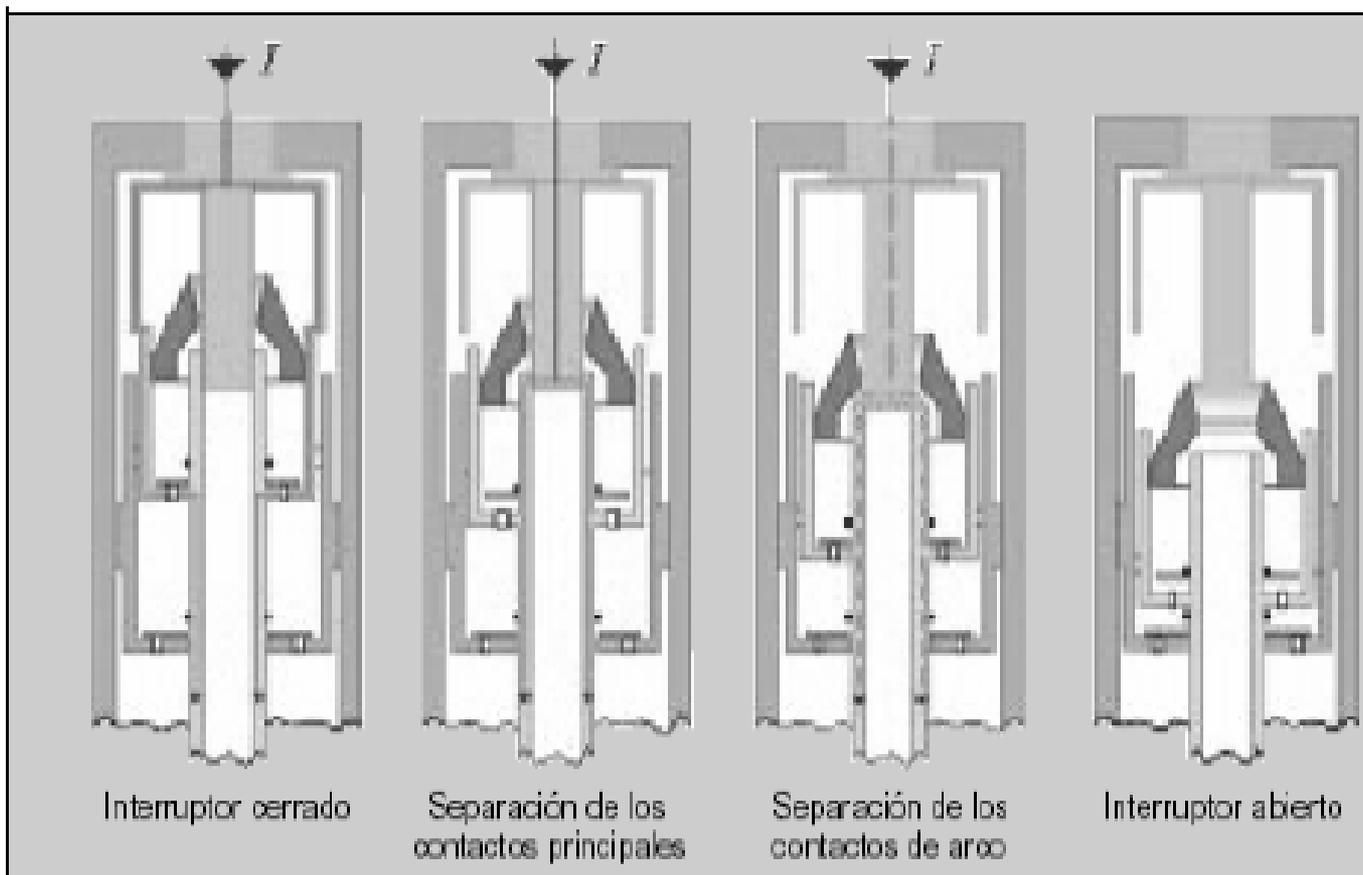
Interruptores. Tipos

Interruptores en SF6.

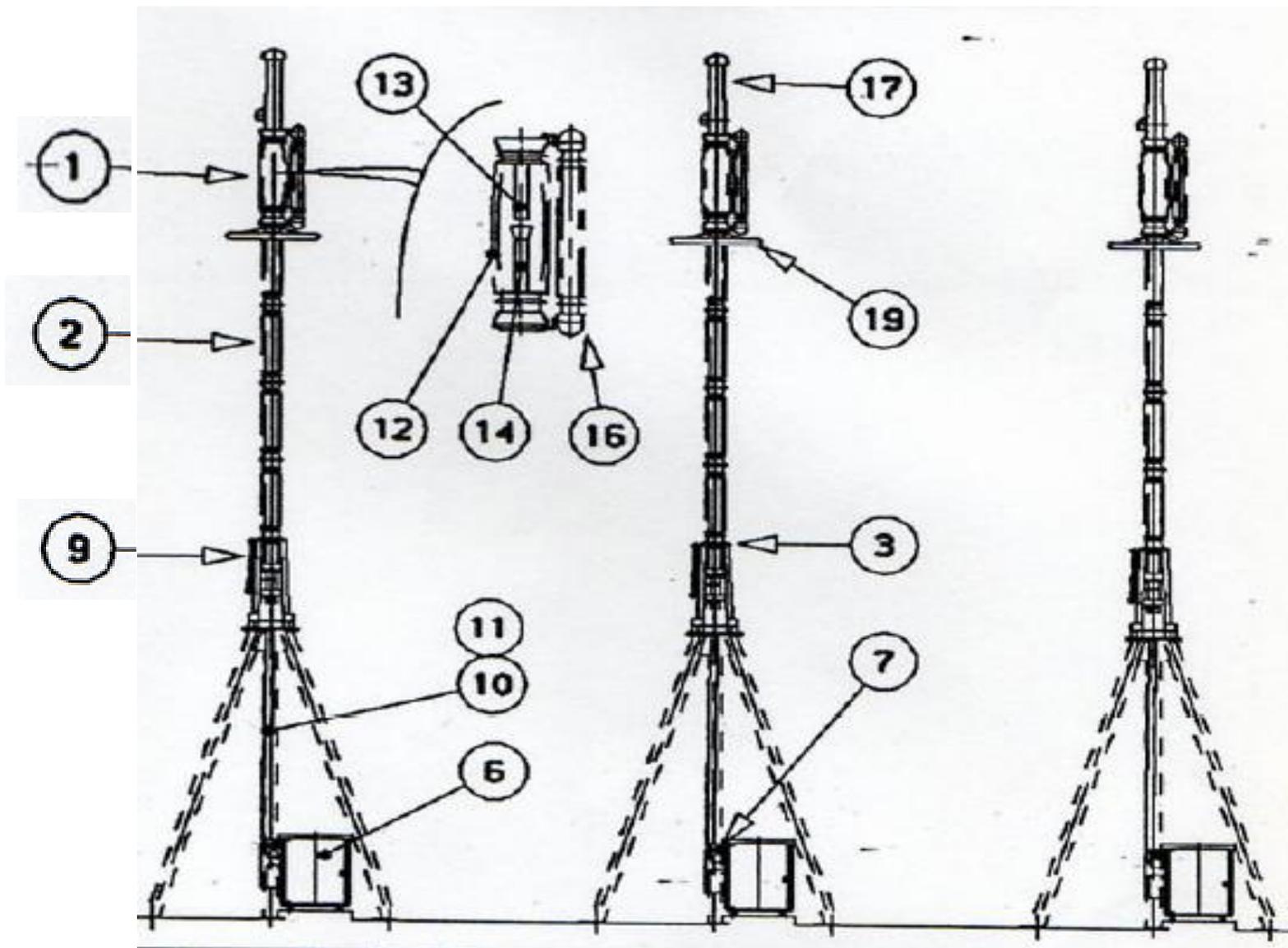
En el diseño con asistencia térmica se utiliza una cámara en la cual el gas es calentado por la energía del arco, aumentando así la presión del gas SF6 en la cámara. De esta forma el mecanismo de operación puede ser más pequeño que en el diseño anterior ya que la energía para la extinción proviene del propio arco. El puffer sigue siendo necesario para bajas corrientes, donde no habría mucha energía en el arco.

Interruptores. Tipos

Interruptores en SF₆.



Interruptores SF₆. FX. Vista general

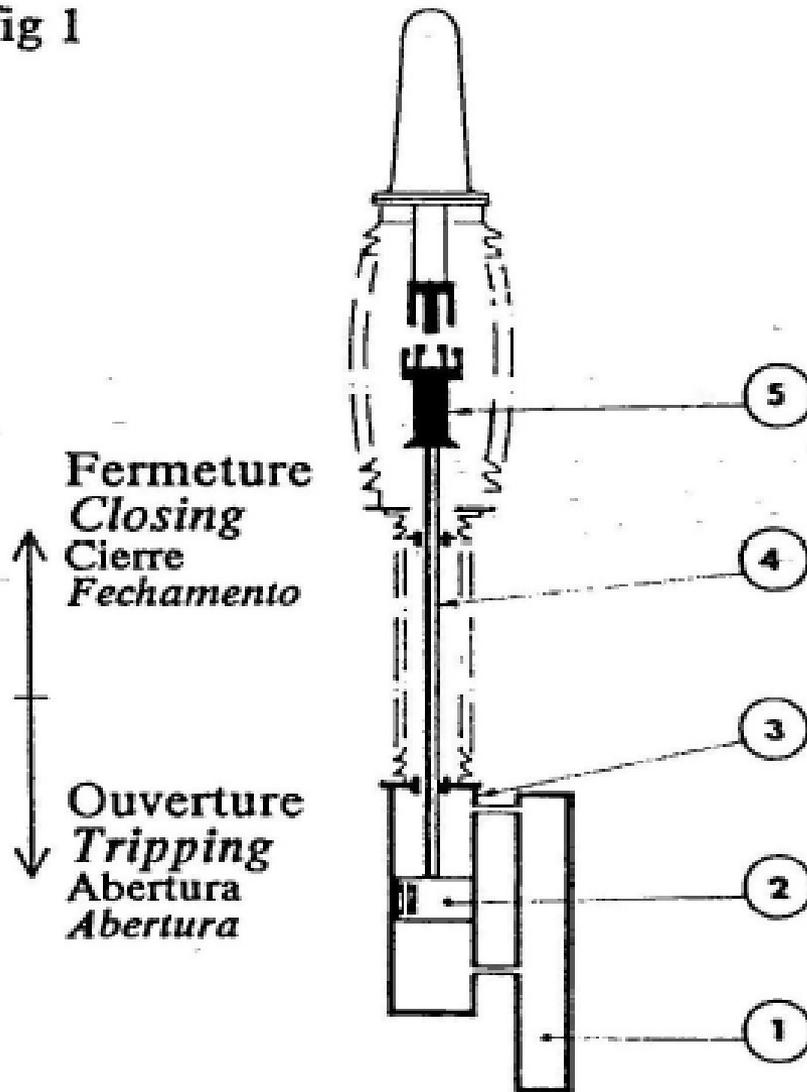


Interruptores SF₆. FX

1	CÁMARA DE CORTE
2	COLUMNA SOPORTE
3	BLOQUE DE ESTANQUEIDAD Y DE RACCORDAMIENTO SF ₆
4	CARTER INFERIOR
5	CHASIS
6	ARMARIO DE LOS AUXILIAIRES
7	COFRECITO SF ₆
8	GATO Y BLOQUE OPERACIONAL
9	ACUMULADOR
10	TUBERIA HIDRAULICA
11	TUBERIA DE GAS SF ₆
12	INSULATOR
13	CONTACTO SUPERIOR
14	CONTACTO MÓVIL
15	TERMINAL
16	CONDASADOR
17	RESISTENCIA FX42D UNICAMENTE
18	CONEXION
19	ANILLO DE GUARDA

Interruptores SF₆. FX. Operación

fig 1



El movimiento de cierre y de apertura está dirigido por la puesta bajo tensión de la bobina correspondiente del órgano de maniobra.

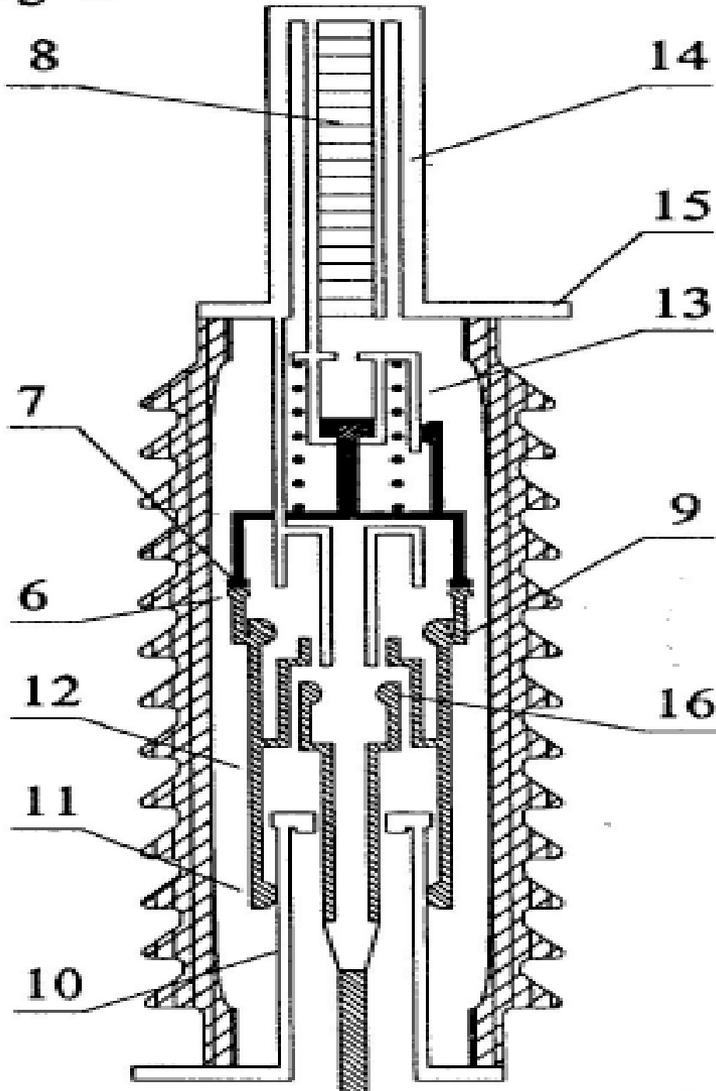
El acumulador hidráulico (1) (fig 1) suministra la energía necesaria.

El movimiento se transmite al contacto móvil (5) de la cámara de corte por la biela aislante (4), accionada por el gato (3).

1 - CIERRE

La liberación de la energía almacenada en el acumulador hidráulico provoca el desplazamiento de las partes móviles.

fig 2

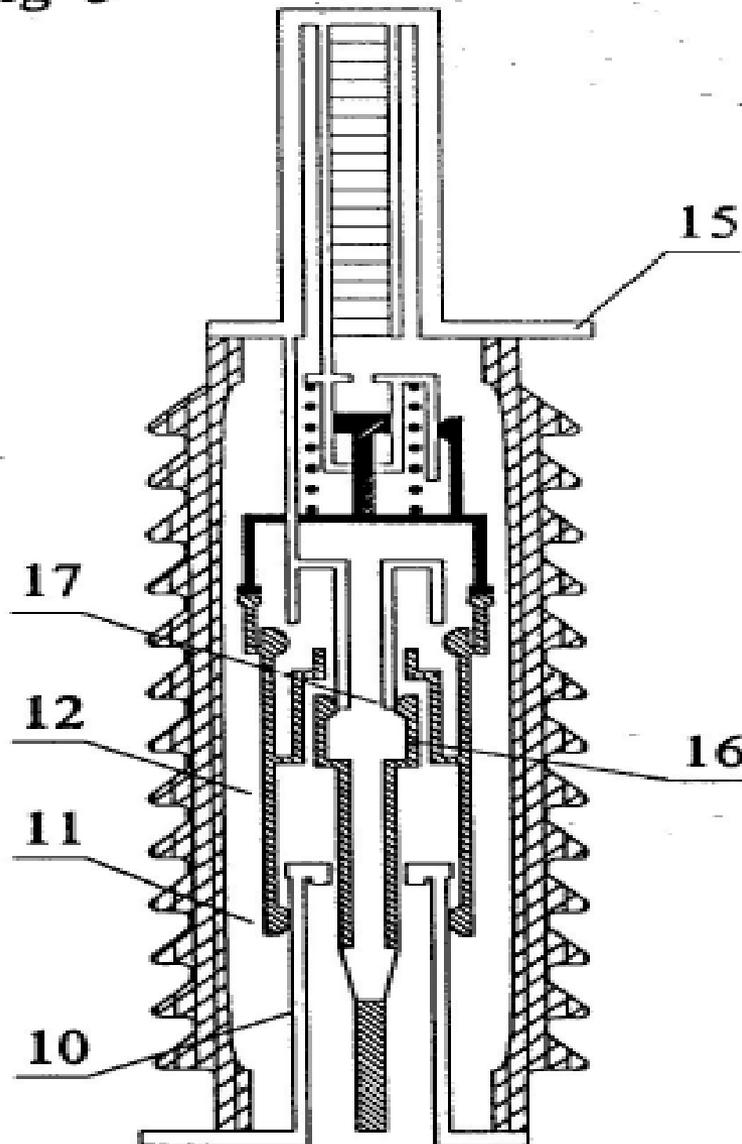


1.1 - Comienzo de inserción fig 2)

El extremo (6) del contacto móvil entra en contacto con el extremo (7) del dispositivo de inserción de resistencia.

Los contactos de arco (16) y los contactos principales (9) aún no están cerrados. La corriente pasa por el soporte del contacto móvil (10), los contactos "acordeón" (11), el cilindro (12), los extremos (6 y 7), el vástago (13), las resistencias (8), el capó (14), la toma de corriente o la conexión (15).

fig 3



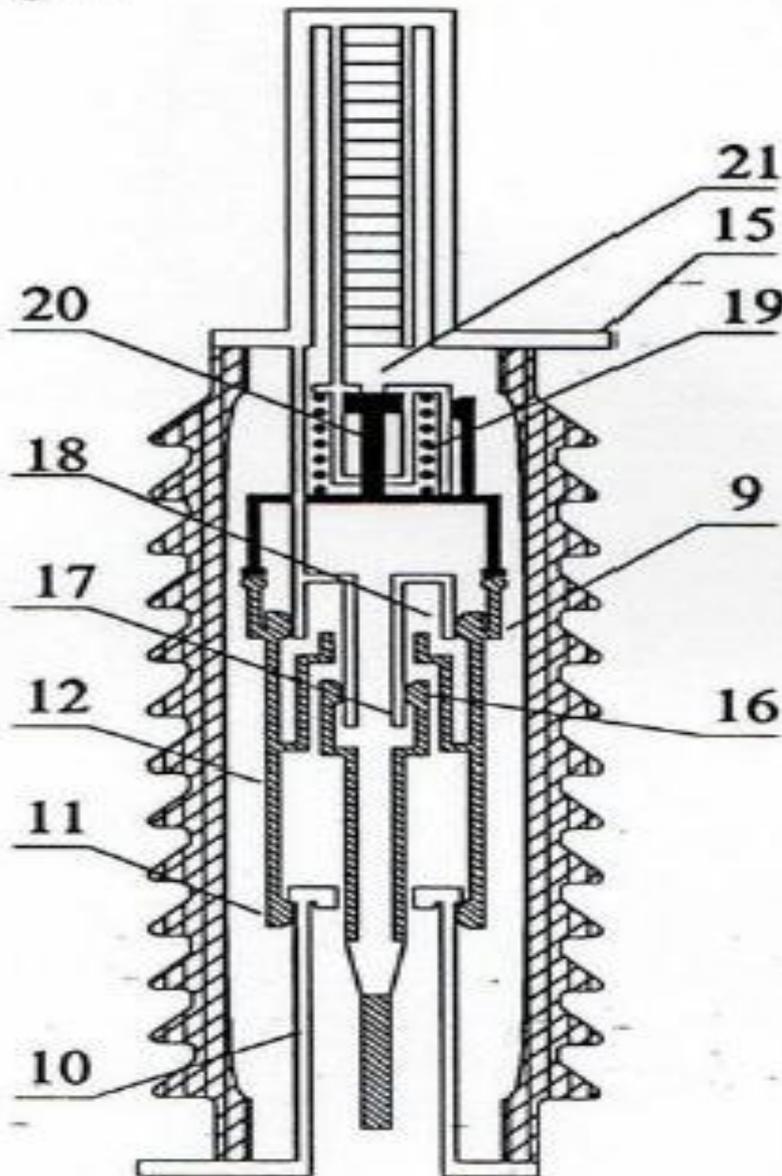
1.2 - Fin de inserción (fig 3)

Al continuar la carrera de cierre, los pasadores de arco (16) entran en contacto con el vástago para-chispas (17) haciendo derivar el circuito eléctrico precedente.

Entonces, la corriente pasa por el soporte del contacto móvil (10), los contactos "acordeón" (11), el cilindro (12), los pasadores de arco (16), el vástago para-chispas (17), la toma de corriente o la conexión (15).

Interruptores SF₆. FX. Operación

fig 4



1.3- Cierre de los contactos principales (fig 4)

Al proseguir la carrera de cierre, los pasadores principales (9) entran en contacto con la virola de contacto fija (18).

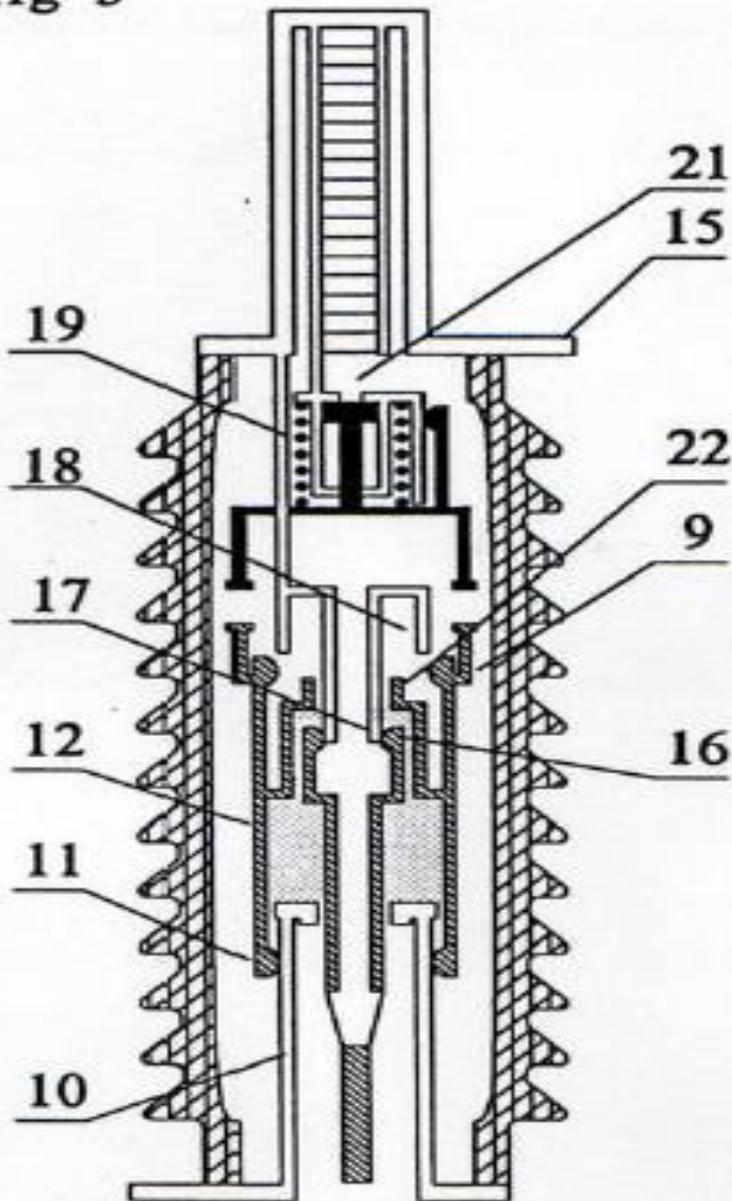
Durante esta carrera, el resorte (19) está comprimido y el pistón (20) alcanza la parte superior de su alojamiento expulsando el gas SF₆ por el diafragma (21).

La corriente pasa por el soporte del contacto móvil (10), los contactos "acordeón" (11), el cilindro (12), los pasadores (16), el vástago para-chispas (17), los pasadores principales (9), la virola de contacto fija (18), la toma de corriente o la conexión (15).

El aparato se encuentra entonces en posición "cerrada".

2 - ABERTURA (fig 1)

fig 5



La presión de aceite suministra por el acumulador hidráulico (1) se retira en el gato (3), de la cara inferior y se mantiene en la cara superior del pistón que se desplaza hacia abajo. El movimiento se transmite por la biela de maniobra aislante (4) al contacto móvil (5) de la cámara de corte que abandona el contacto fijo.

Estando el aparato en la posición "Cerrado" (fig 4), se asegura el corte de la siguiente forma :

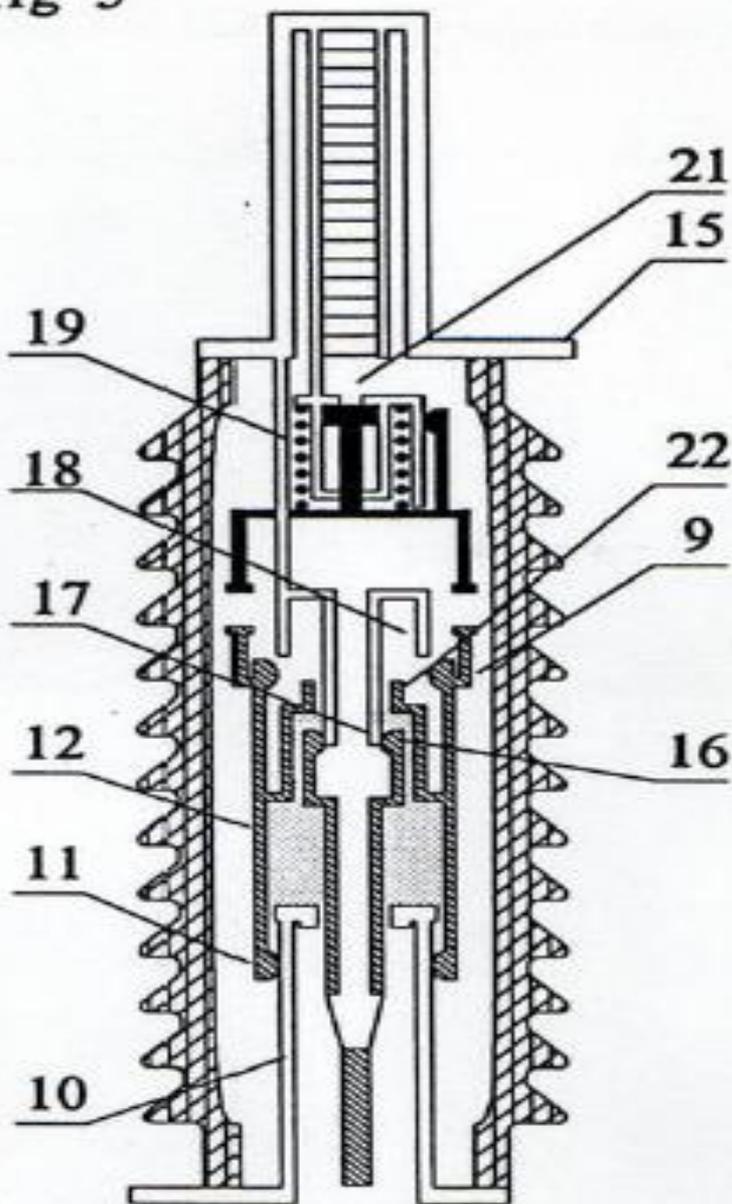
2.1 - Separación de los contactos principales y comienzo de compresión del gas (fig 5)

diafragma

El diafragma (21) limita el caudal de SF₆ y, por lo tanto, temporiza el retorno del dispositivo de inserción, que sólo vuelve a la posición inicial bajo la acción del resorte (19), después del corte. Los pasadores principales (9) abandonan la virola del contacto fijo (18).

Interruptores SF₆. FX. Operación

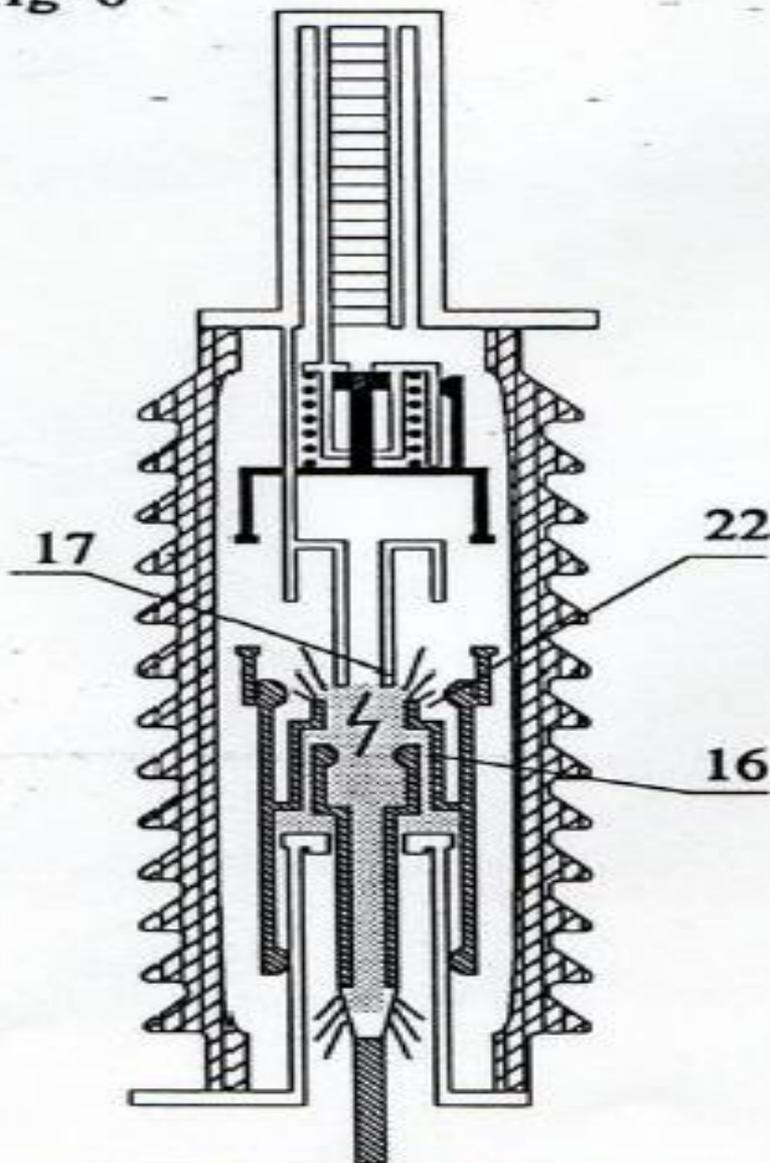
fig 5



La corriente continua a pasar por la toma de corriente o la conexión (15), vástago para-chispas (17), los pasadores de arco (16), el cilindro (12), los contactos "acordeón" (11) y el soporte del contacto móvil (10).

Simultáneamente, el desplazamiento del cilindro (12) respecto al soporte (10) provoca la compresión progresiva del gas en el interior del cilindro (12), el vástago para-chispas obtura el orificio de la boquilla (22).

fig 6



2.2 - Separación de los pasadores de arco, compresión del gas y ventilación del arco (fig 6)

Cuando los pasadores de arco (16) abandonan el vástago para-chispas (17), se activa entre dos piezas. El vástago para-chispas (17) no obtura más el orificio de la boquilla (22) y el gas comprimido ventila el arco a la salida de la boquilla (22). El gas comprimido también se escapa por la parte de atrás del tubo (23) estirando el arco, lo que facilita la extinción.

Interruptores SF₆. FX. Operación

fig 7

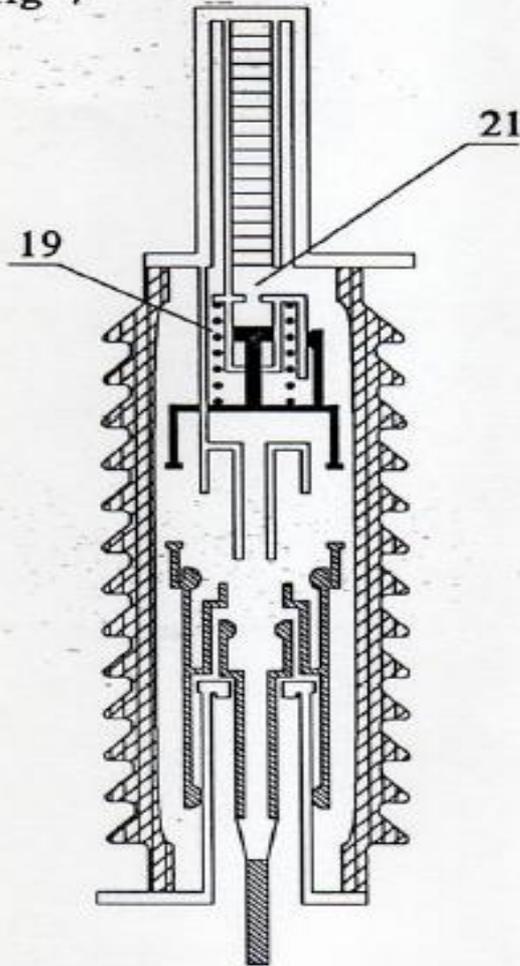
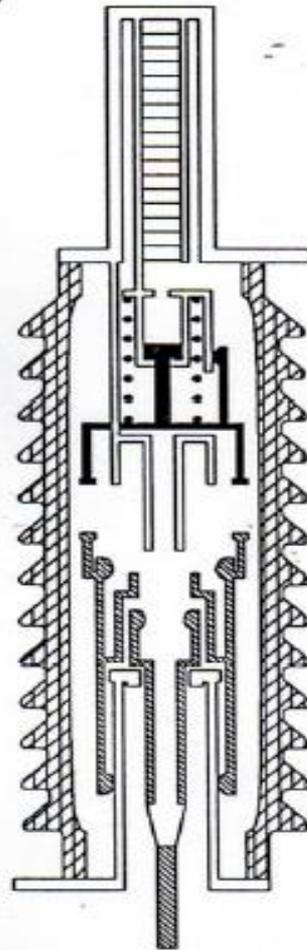


fig 8

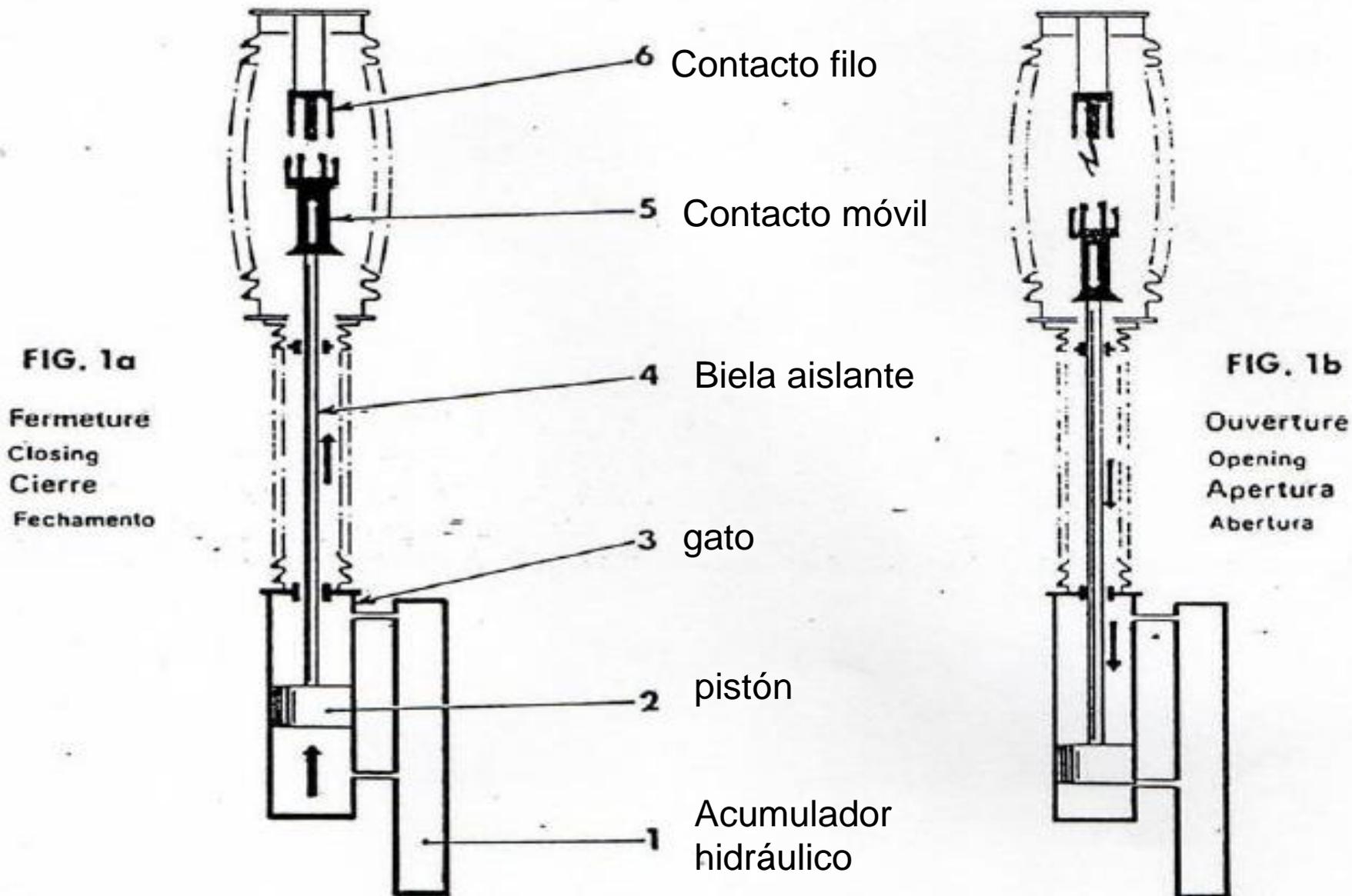


Al final del recorrido, el movimiento del contacto móvil se amortigua por un amortiguador incorporado en el gato hidráulico (3), (fig 1).

Después del corte, el dispositivo de inserción de resistencia reposa bajo la acción del resorte (19) (fig 7).

Entonces el equipo se encuentra en posición "Abierta" (fig 8).

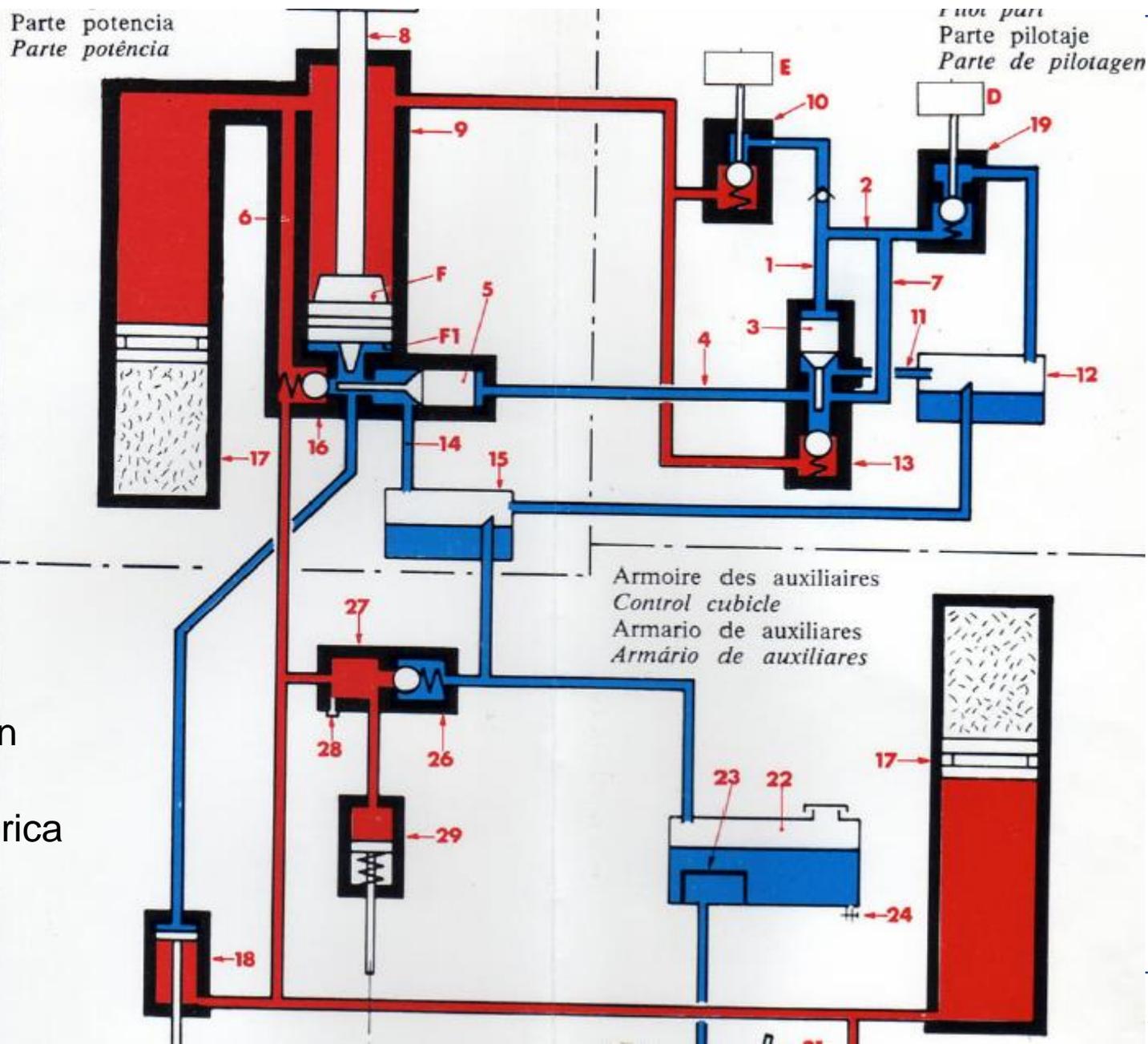
Interruptores SF₆. FX. Operación



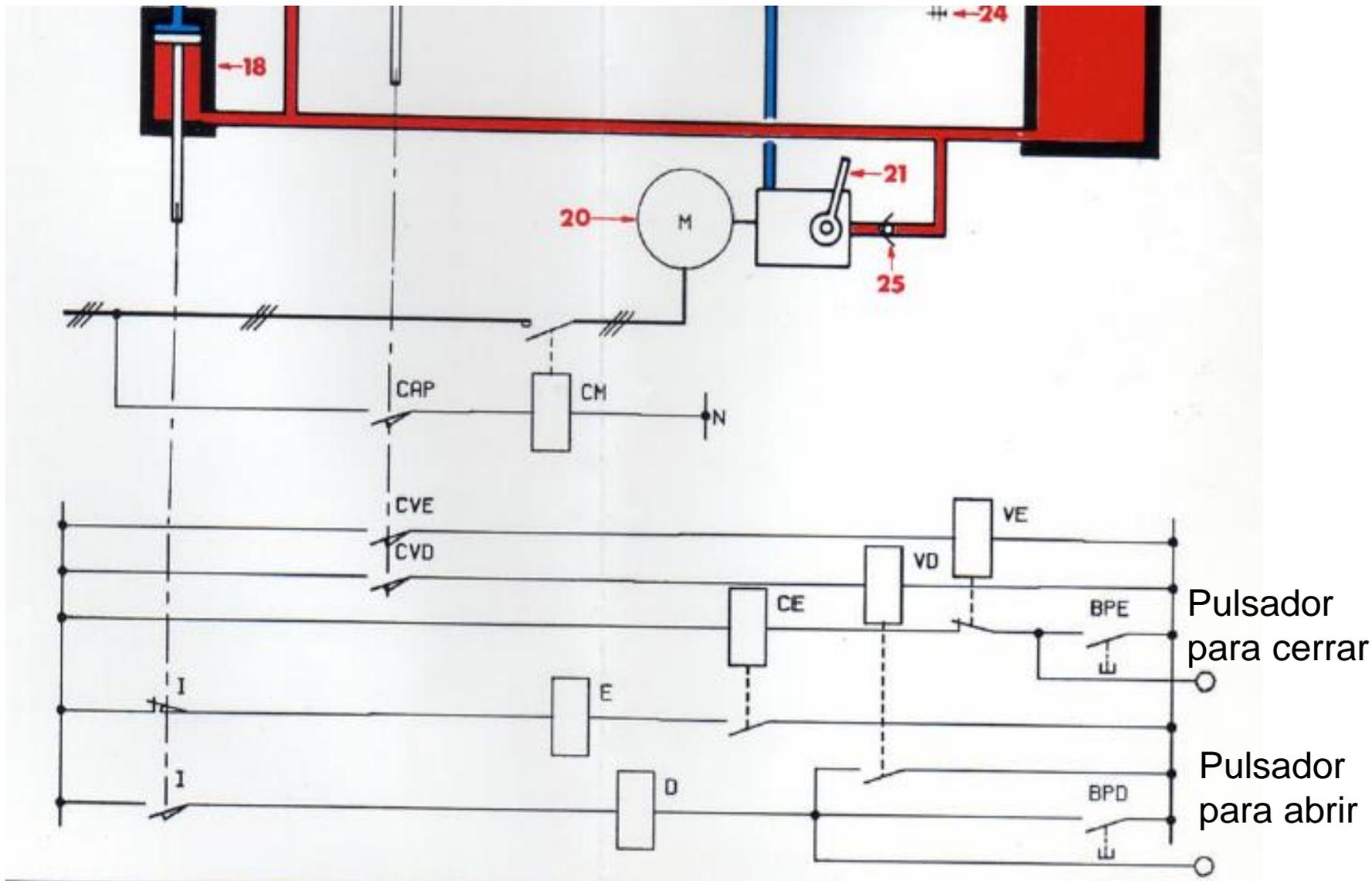
Int FX. Funcionamiento del mando hidráulico

La ilustración corresponde a interruptor abierto

-  Nitrógeno
-  Alta presión
-  Pr atmosférica



Int FX. Funcionamiento del mando hidráulico



En el diagrama anterior, cuando el int está abierto, la presión en el circuito hidráulico se ejerce de modo permanente sobre la superficie (F) del pistón (8) de cada gato (9) del int, mientras que la superficie (F1) está a presión atmosférica.

Cierre

La orden de cierre energiza el electroimán (E) y hace abrir la válvula piloto de cierre (10) que da paso al aceite del circuito hidráulico alta presión en los conductores (1) (2) y (7). El aceite en el conducto (1) actúa el pistón (3) que por una parte, va a obstruir el orificio del conducto de retorno de aceite (11) hacia el tanque de expansión (12)

y por otra parte, abre la válvula intermediaria (13). Ésta última da paso al aceite del circuito hidráulico alta presión en el conducto (4).

El aceite en el conducto (4) actúa el pistón (5) que por una parte, va a obstruir el orificio del conducto de retorno de aceite (14) hacia el tanque de expansión (15), y por otra parte abre la válvula principal (16).

El aceite del acumulador (17) que pasa por el conducto (6) ejerce su presión sobre la superficie (F1) del pistón (8) del int. La presión es ahora la misma sobre ambas superficies (F y F1) del pistón (8).

Por consiguiente, el esfuerzo diferencial resultante de la diferencia de superficies de los dos lados del pistón (8) le imprime a la varilla del gato un movimiento hacia arriba, cerrando así el interruptor.

Cuando se ha concluido la maniobra, la válvula piloto de cierre (10) se cierra. La válvula intermediaria (13) y la válvula principal (16) conservan su posición.

El aceite alta presión en los conductos (1), (2) y (7) sigue actuando sobre el pistón (3) y por consiguiente ejerce su esfuerzo sobre ambas superficies (F y F1) del pistón del gato.

Durante la maniobra de cierre, la posición de los contactos del interruptor auxiliar (I) se invierte debido a la acción del gato de señalización (18). El circuito de energización del electroimán de cierre (E) se abre y se prepara el de apertura (D).

Apertura

la orden de apertura energiza el electroimán (D) y se abre la válvula piloto de apertura (19) que pone los conductos (1), (2) y (7) en comunicación con el tanque de expansión

El aceite alta presión ya no actúa el pistón (3), y la válvula intermediaria (13) se cierra de nuevo; el conducto (4) se pone también en comunicación con el tanque de expansión (12) mediante el conducto de retorno de aceite (11).

El aceite alta presión ya no actúa el pistón (5), y la válvula principal (16) se cierra de nuevo; el aceite que ejercía su esfuerzo sobre la superficie (F1) del pistón (8) del gato (9) se pone en comunicación con el tanque de expansión (15) mediante el conducto de retorno de aceite (14).

La presión que se ejerce de modo permanente sobre la superficie (F) del pistón (8) le imprime un movimiento hacia abajo a la varilla del gato y el interruptor se abre. Cuando se ha terminado la maniobra, la válvula piloto de apertura (19) se recierra. La válvula intermediaria (13) y la válvula principal (16) conservan su posición.

Por consiguiente, el aceite del lado (F1) del pistón (8) queda a la presión atmosférica. Durante la apertura del int, la posición de los contactos del interruptor auxiliar (I) se invierte actuado por (18).

Se desenergiza (D) y se prepara (E) para un nuevo cierre.

FIN TERCER MÓDULO

- C37.106TM IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants.
- C37.102 IEEE Guide for AC Generator Protection.
- C37.101 IEEE Guide for Generator Ground Protection.
- C37.113.1999 IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines.
- C37.230 IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines.
- C37.110 IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes.
- C37.91 IEEE Guide for Protecting Power Transformers
- Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del STN, ISA. Documento IEB 0350.00.01

- Introduction to Microprocessor-Based Protective Relays. Short course.. Luis G Perez, SEL, Inc
- Protección de generadores sincrónicos. Tutorial IEEE
- Power System Protection. P.M: Anderson IEEE press series.
- Protective Relaying Principles and Applications. Lewis Blackburn & T Domin
- Analysis of Faulted power Systems. Paul.M. Anderson. IEEE press series