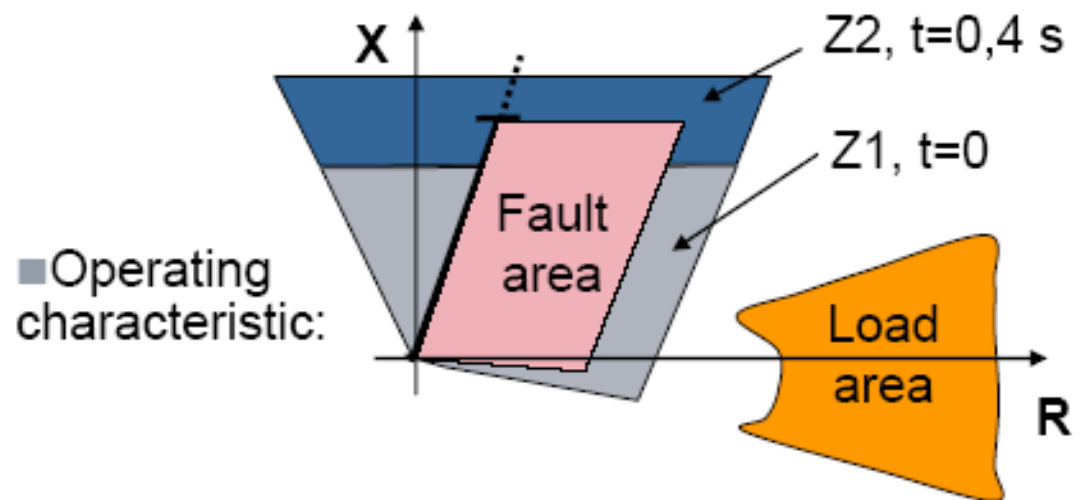
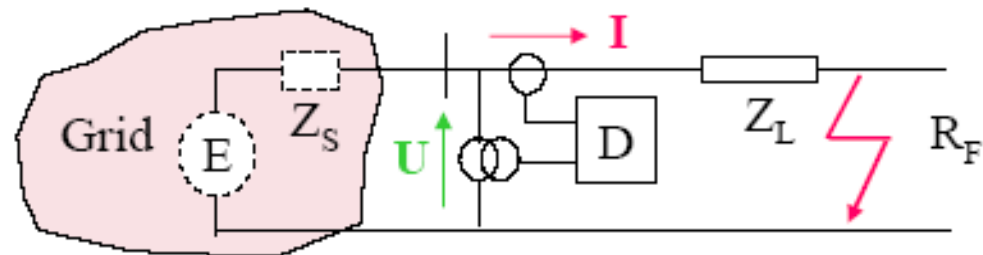


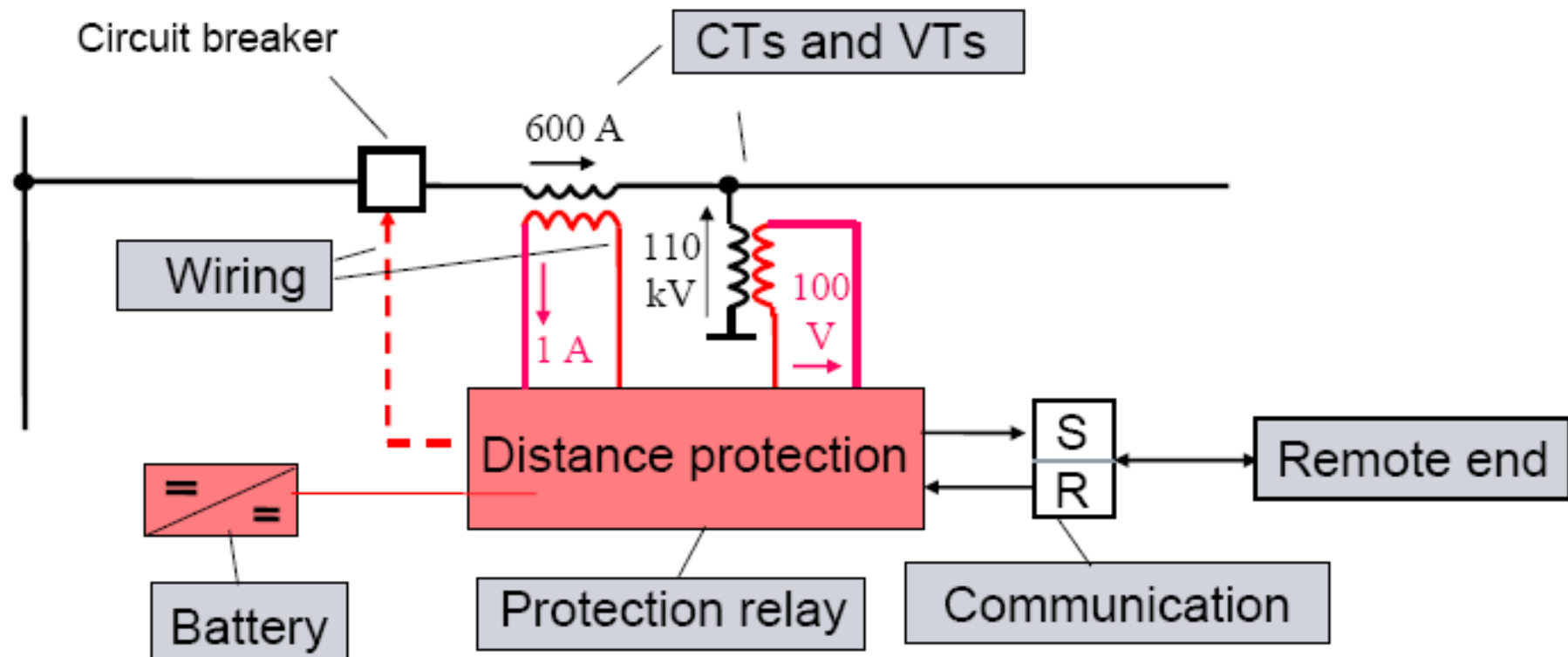
Tema 5:

Protección de Líneas de Transmisión con Relés de Impedancia

Criterio de Protección “Impedancia”

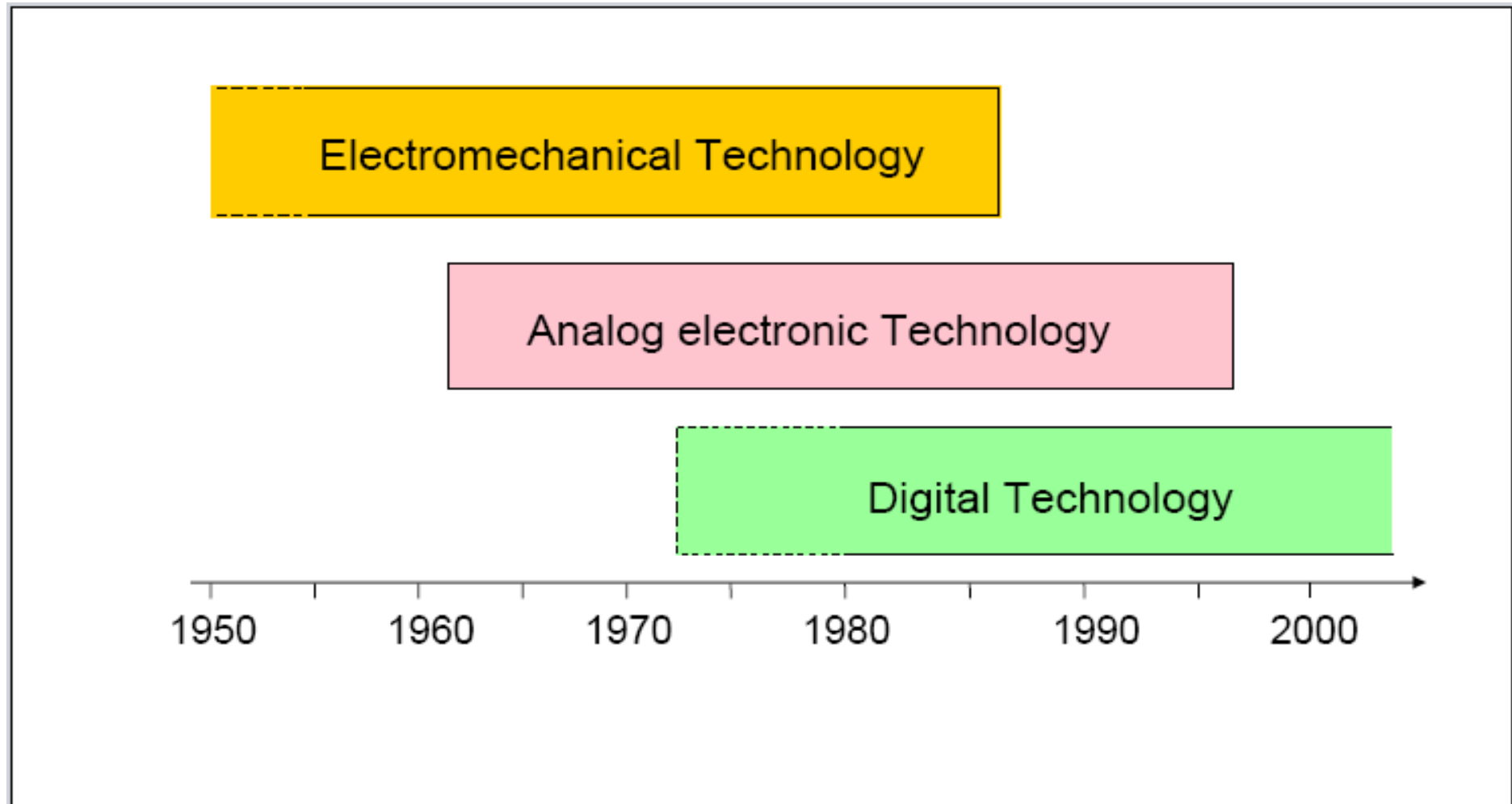
- El relé determina la impedancia: $Z = U/I$ a partir de la tensión y la corriente en la ubicación del relé.
- En caso de falla, la impedancia medida corresponde a la distancia a la falla
- El tiempo es utilizado como criterio adicional (para selectividad y backup)



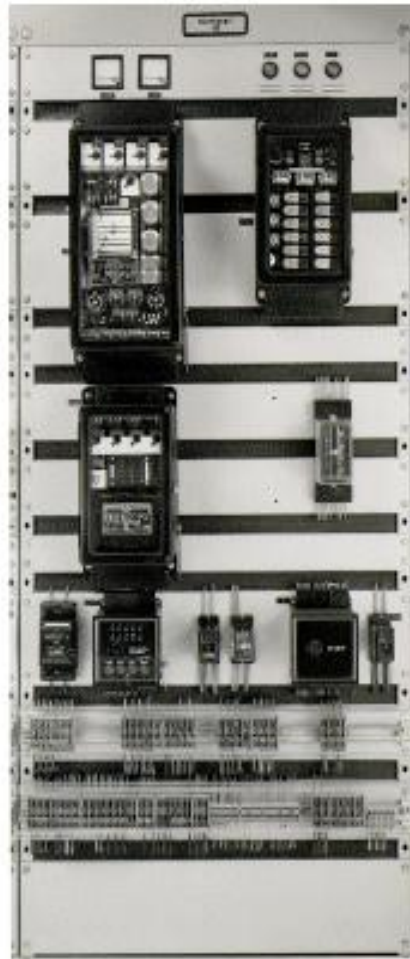


Cada sistema es solamente tan fuerte como su componente más débil !

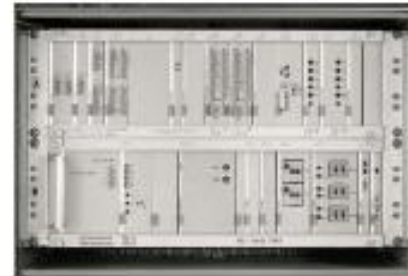
Historia de las Tecnologías aplicadas en Protección



Desarrollo Histórico del Diseño de Relés(HV)



electromechanical

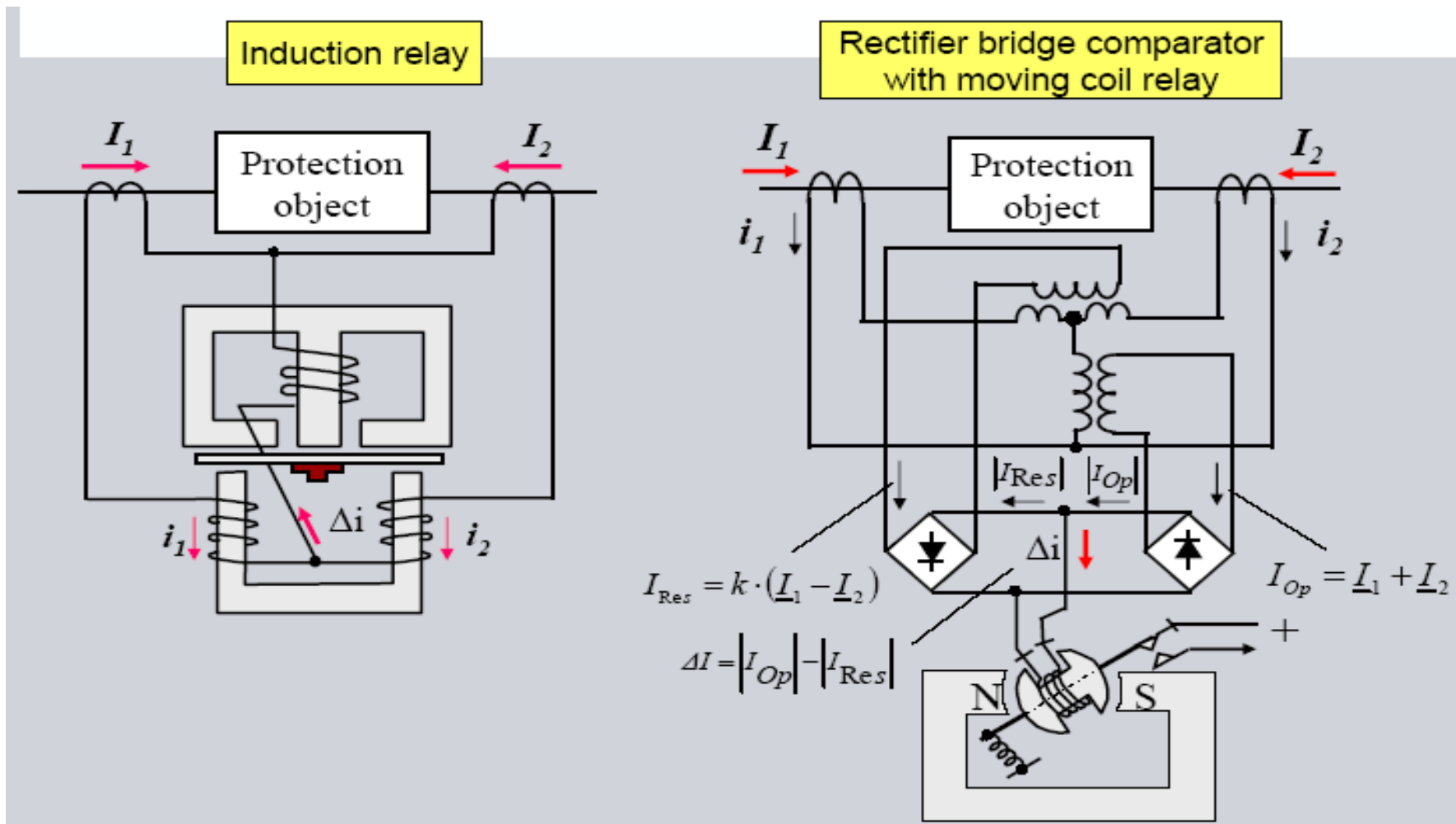


Static (analog electronic)

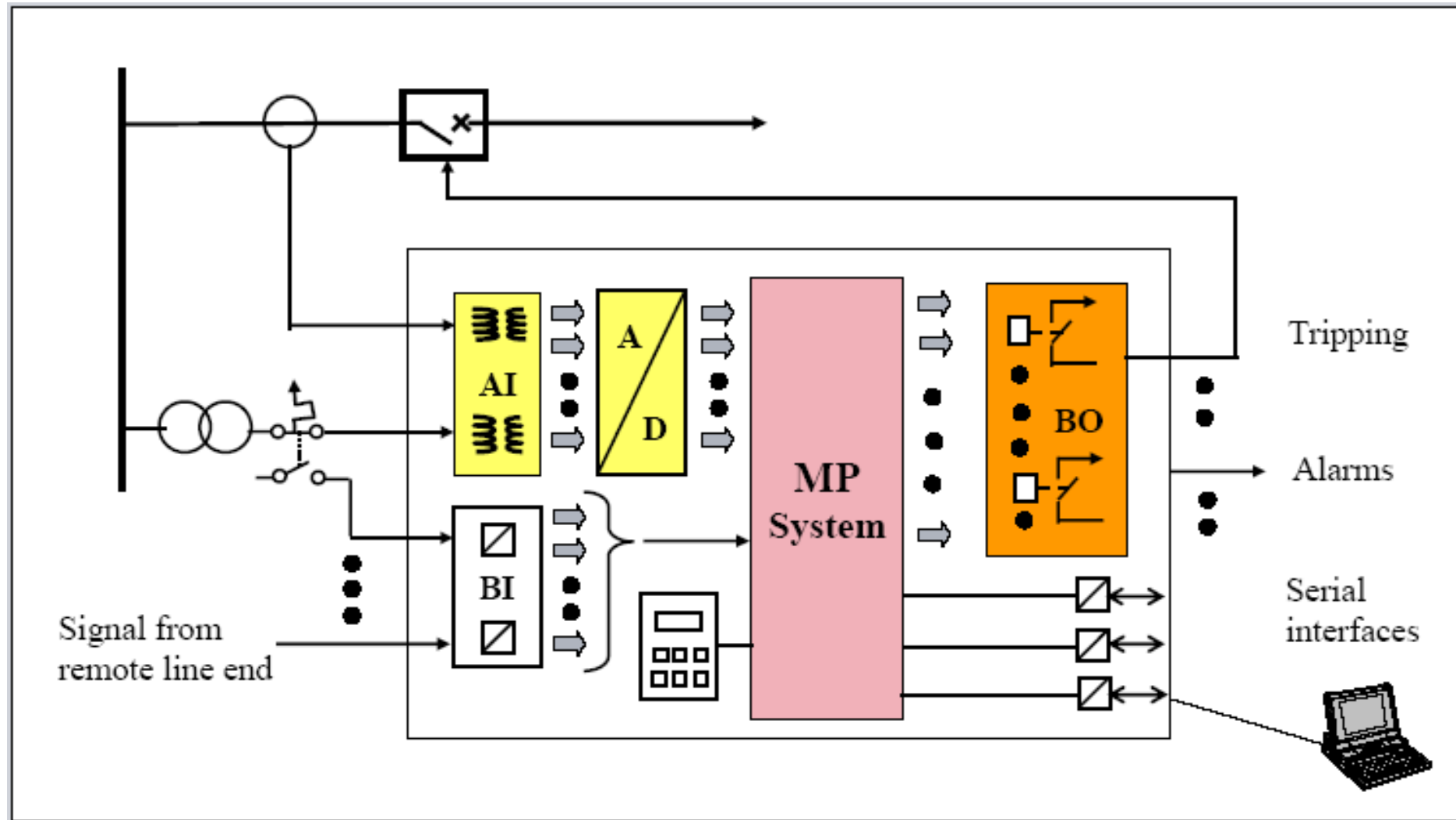


digital

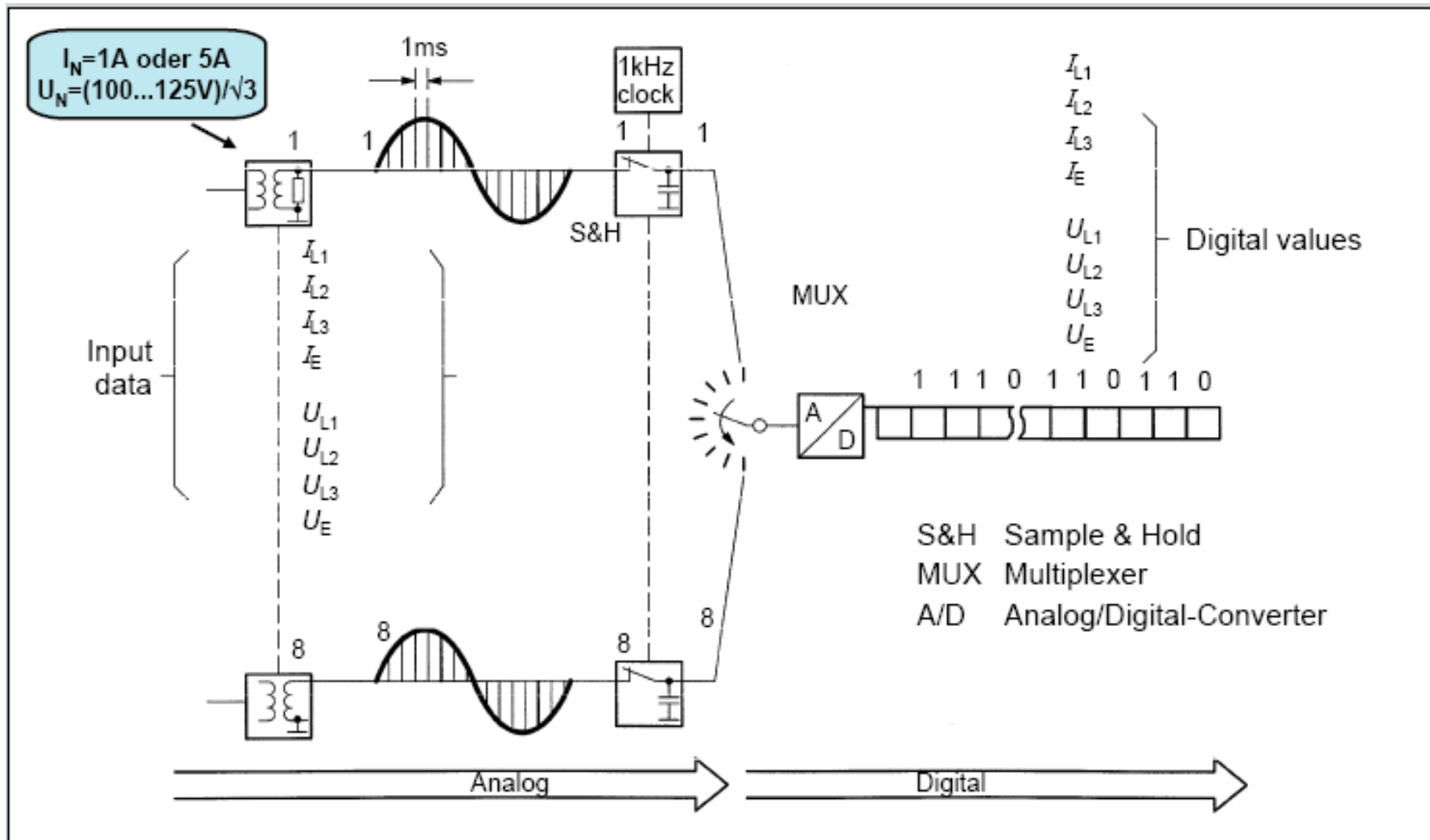
Tecnología de Protección Legada



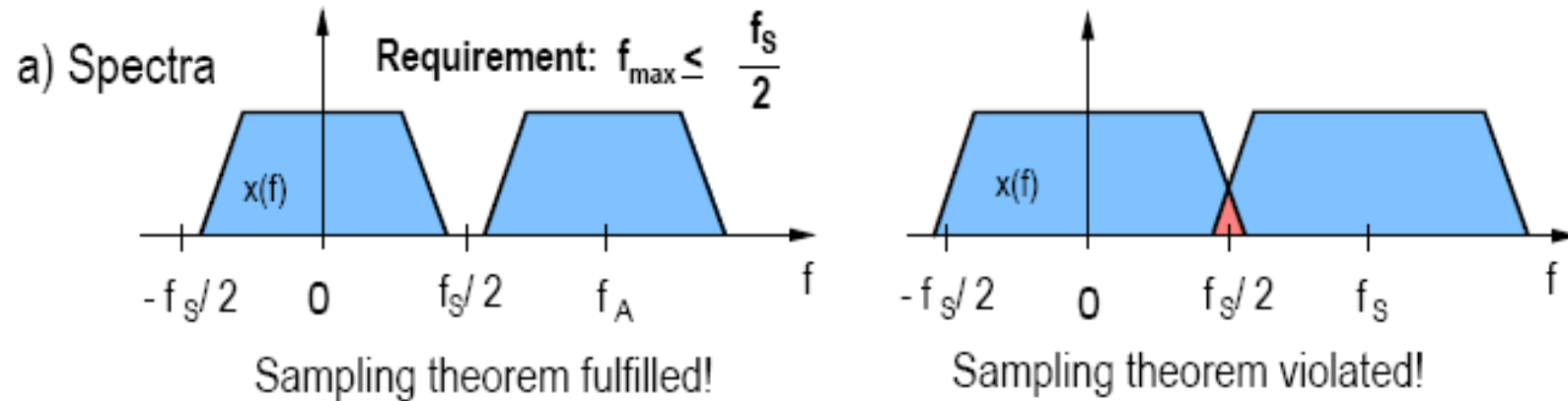
Estructura de un Relé Digital



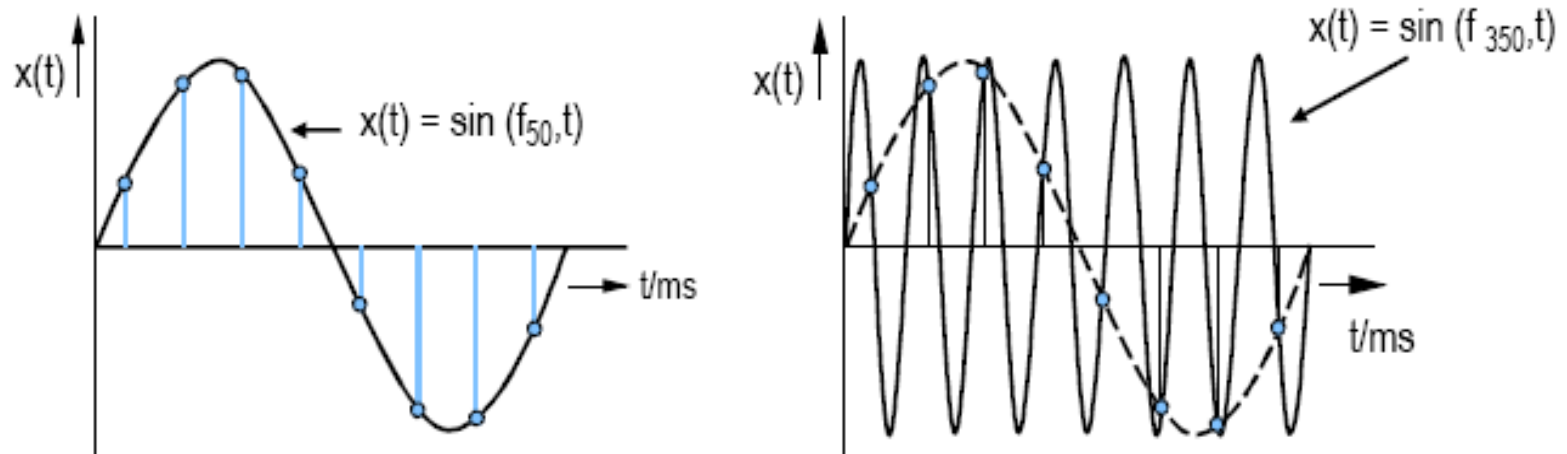
Captura de los Datos de Medición (principio)



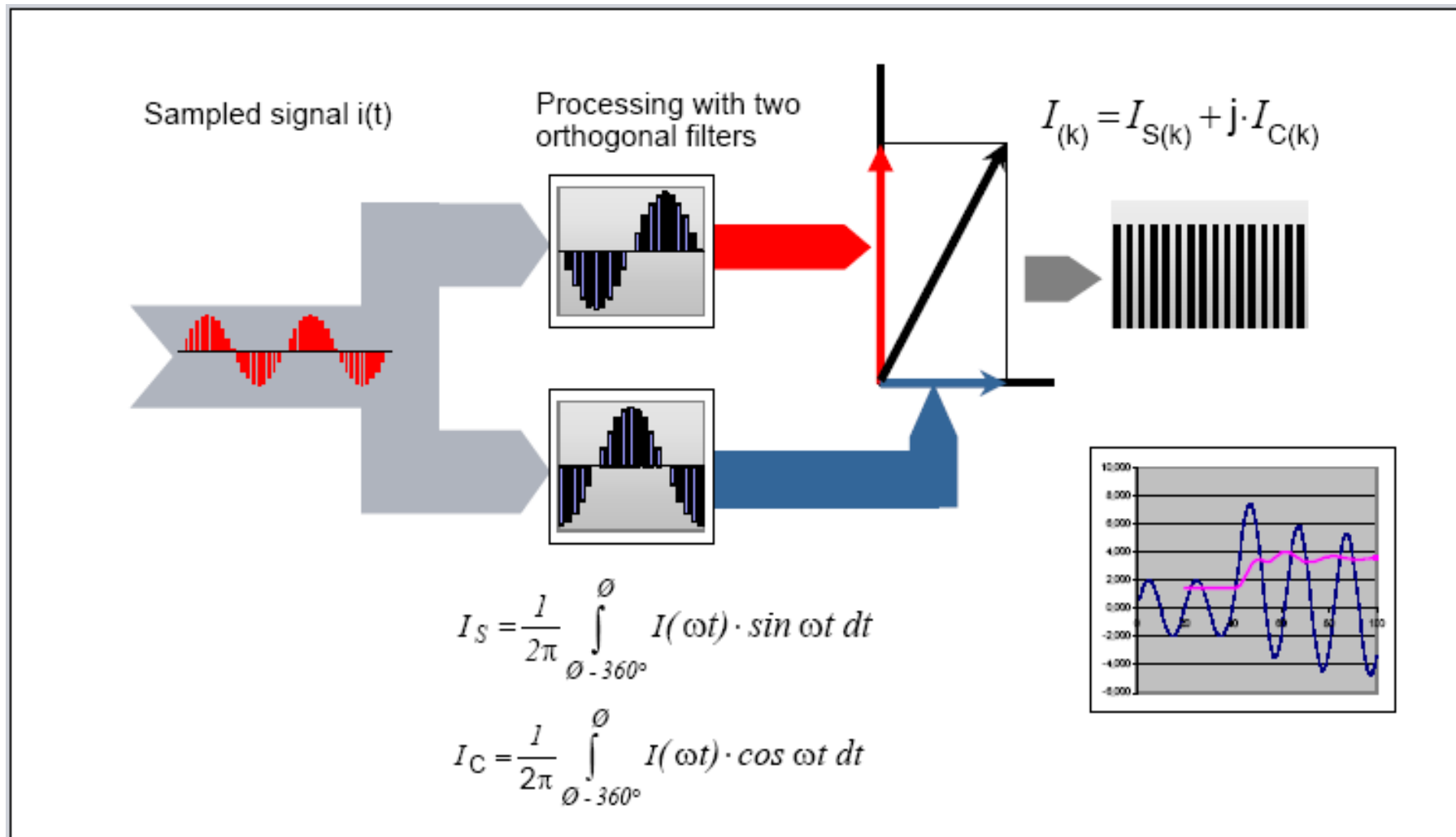
Teorema del Muestreo



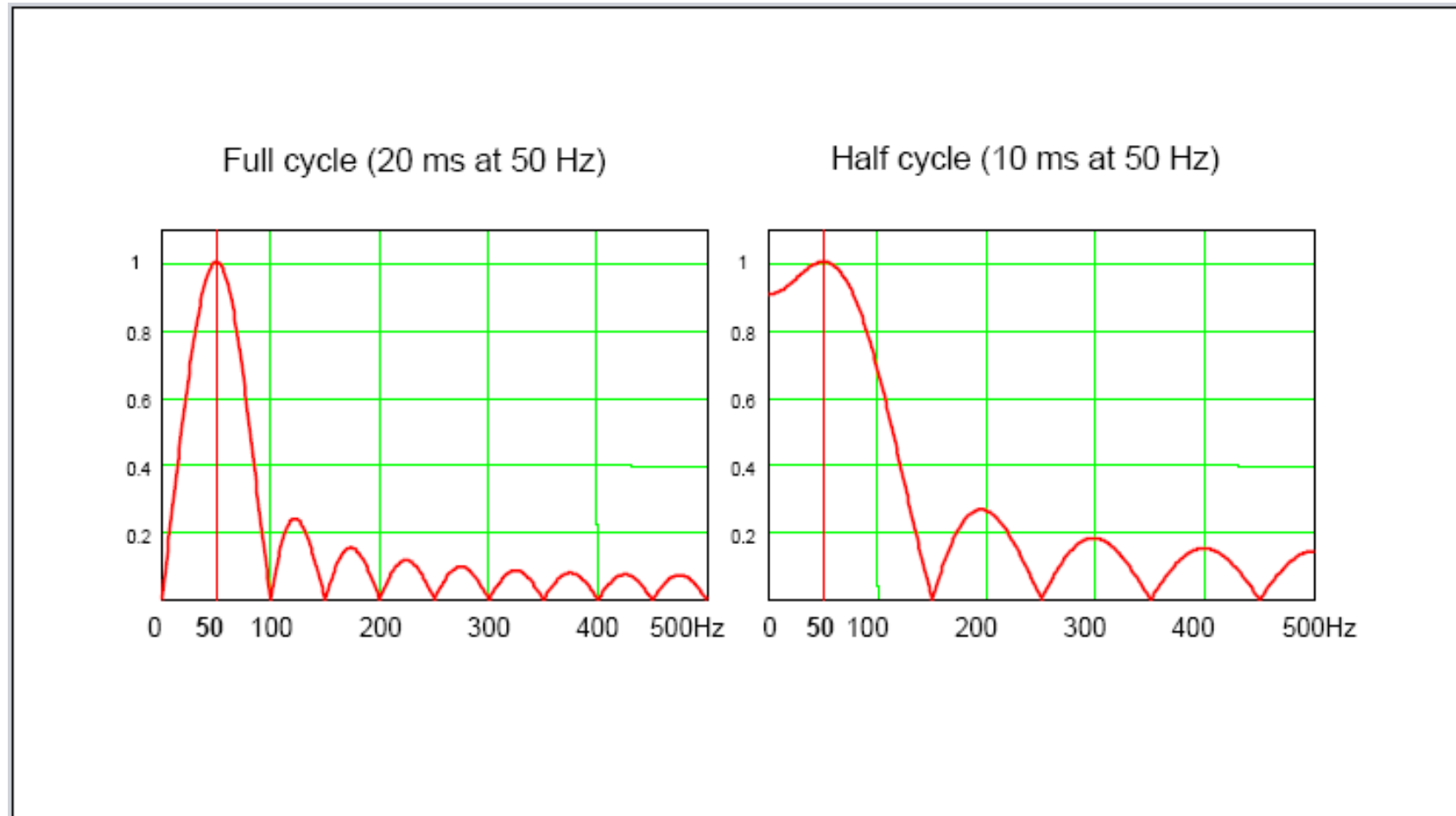
b) Sampling of different waveforms ($f_s = 400\text{Hz}$)



Análisis de Fourier de los Valores Medidos



Análisis de Fourier: Características de Filtrado



Transformada de Fourier

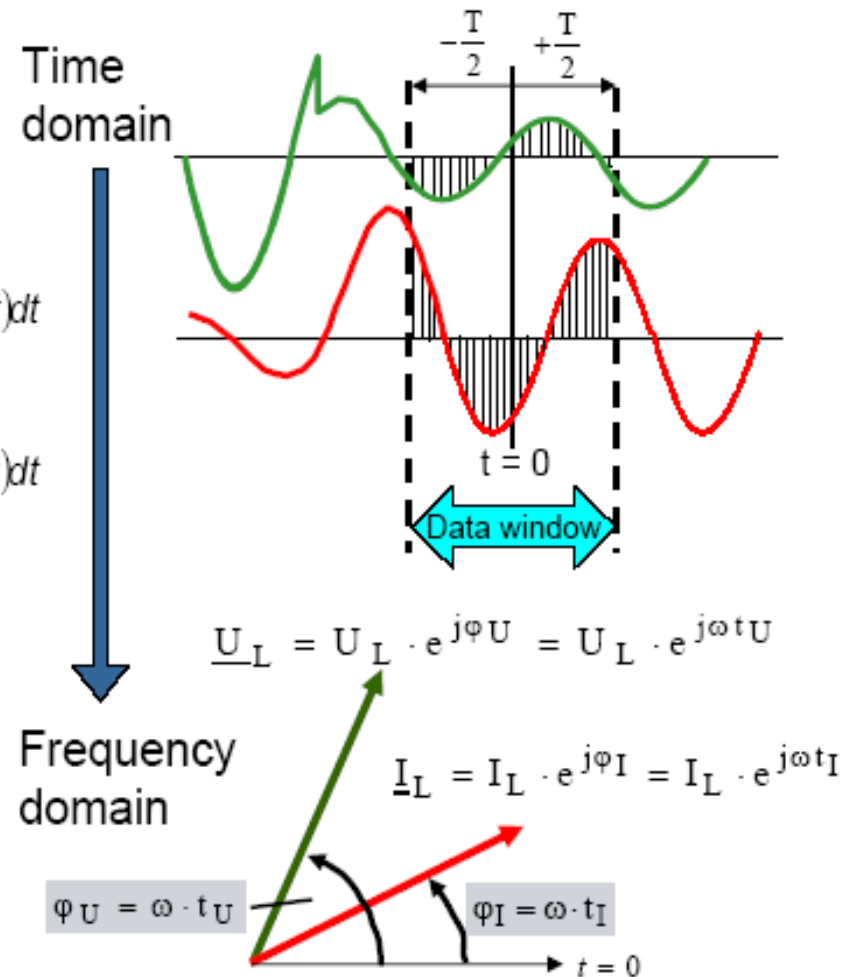
Determinación de los fasores de Tensión y Corriente

$$u_L(t) = R_L \cdot i_L(t) + L_L \cdot \frac{di_L(t)}{dt}$$

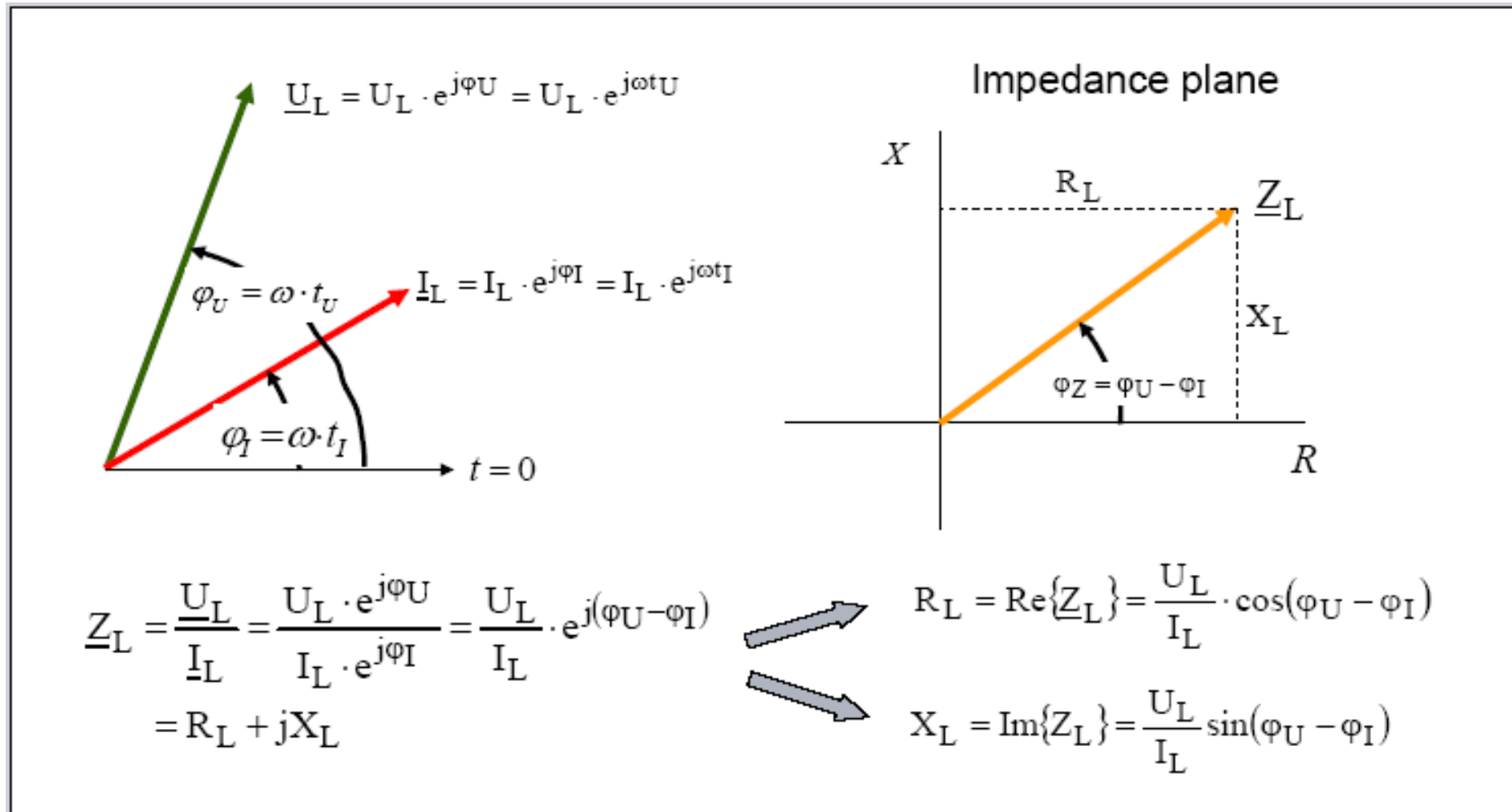
$$\left. \begin{aligned} \operatorname{Re}\{\underline{U}_L\} &= \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} u_L(t) \cdot \cos(\omega_0 \cdot t) dt \\ \operatorname{Im}\{\underline{U}_L\} &= \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} u_L(t) \cdot \sin(\omega_0 \cdot t) dt \\ \underline{U}_L &= \operatorname{Re}\{\underline{U}_L\} + j \operatorname{Im}\{\underline{U}_L\} \end{aligned} \right\} \left. \begin{aligned} \operatorname{Re}\{\underline{I}_L\} &= \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} i_L(t) \cdot \cos(\omega_0 \cdot t) dt \\ \operatorname{Im}\{\underline{I}_L\} &= \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} i_L(t) \cdot \sin(\omega_0 \cdot t) dt \\ \underline{I}_L &= \operatorname{Re}\{\underline{I}_L\} + j \operatorname{Im}\{\underline{I}_L\} \end{aligned} \right\}$$

$$\underline{U}_L = U_L \cdot [\cos(\omega \cdot t + \varphi_U) + j \sin(\omega \cdot t + \varphi_U)] = U_L \cdot e^{j(\omega t + \varphi_U)}$$

$$\underline{I}_L = I_L \cdot [\cos(\omega \cdot t + \varphi_I) + j \sin(\omega \cdot t + \varphi_I)] = I_L \cdot e^{j(\omega t + \varphi_I)}$$

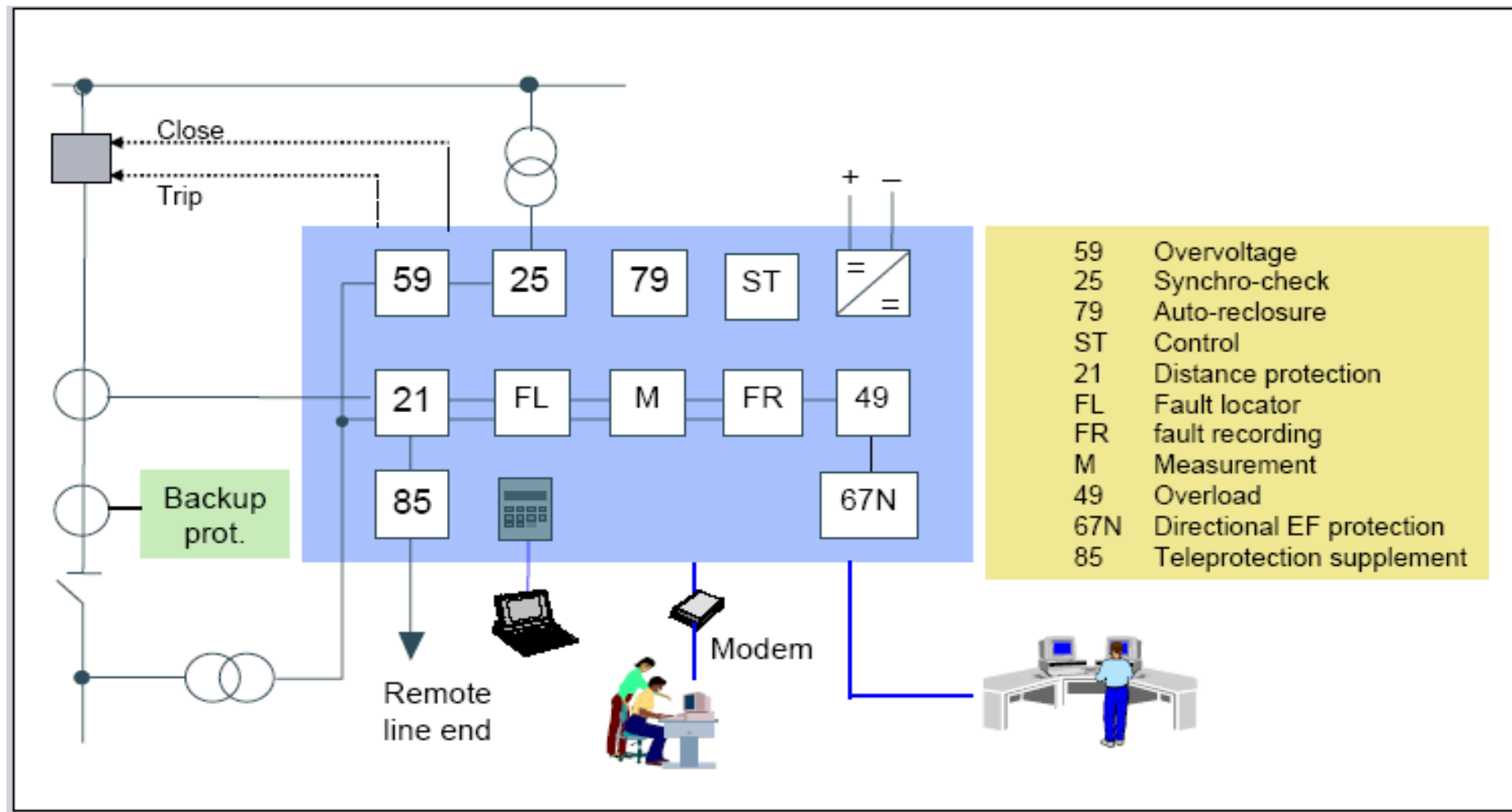


Cálculo de la Impedancia de Falla a partir de los Fasores Complejos U e I para Protección de Distancia



Relés Digitales Multi-función

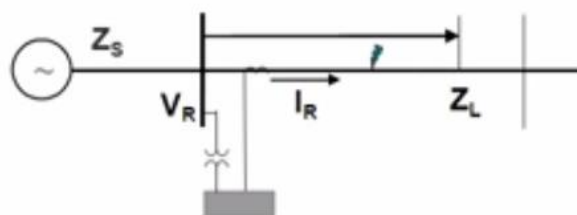
Ej. Feeder protection



Learning Objectives

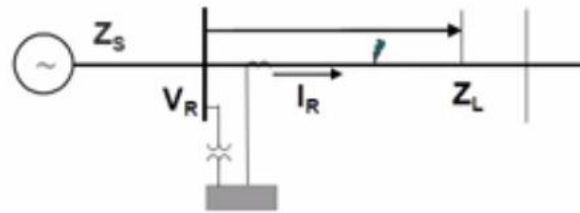
- Metodos y características de la medición de Distancia
- Impedancia aparente de los lazos de falla y diferencias en fase y mediciones a tierra
- La importancia de la selección de fase fallada
- Pasos de la protección de distancia
- Protección de línea usando esquemas de comunicaciones

Relevadores de Distancia e impedancia



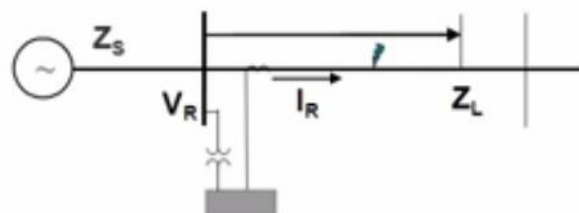
- Usan voltaje y corriente para determinar si una falla está dentro del ajuste de la zona de protección del relé
- Ajustes basados en las secuencias positiva y cero de la impedancia de la línea de transmisión
- Aplicaciones de líneas de dos y tres terminales
- Fallas de fase y tierra
- Cargas en derivación

Relevadores de Distancia e impedancia



- Usan voltaje y corriente para determinar si una falla esta dentro del ajuste de la zona de protección del rele
- Ajustes basados en las secuencias positiva y cero de la impedancia de la linea de transmision
- Aplicaciones de lineas de dos y tres terminales
- Fallas de fase y tierra
- Cargas en derivación

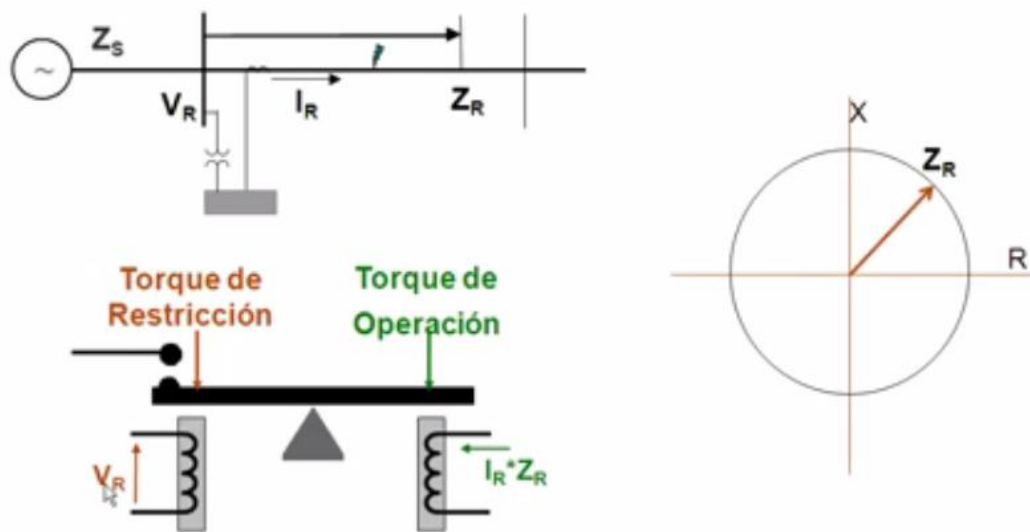
Historia de relevadores de distancia e impedancia



- 1921 – Sobrecorriente temporizada restringida por voltaje fue la primera forma de relevador de impedancia
- 1929 – Implementación de Relevadores impedancia de barra de equilibrio rele improved operating speed performance, pero era no direccional
- 1950 – Copa de induccion de comparator de fase dando la caracteristica de distancia mho
- 1965 – Implementaciones de estado solido
- 1984 – Implementaciones de Microprocesador

Rele de impedancia

Barra de equilibrio simple



Alcance del punto de balance = $V_R/I_R = Z_R$

Relevadores de distancia

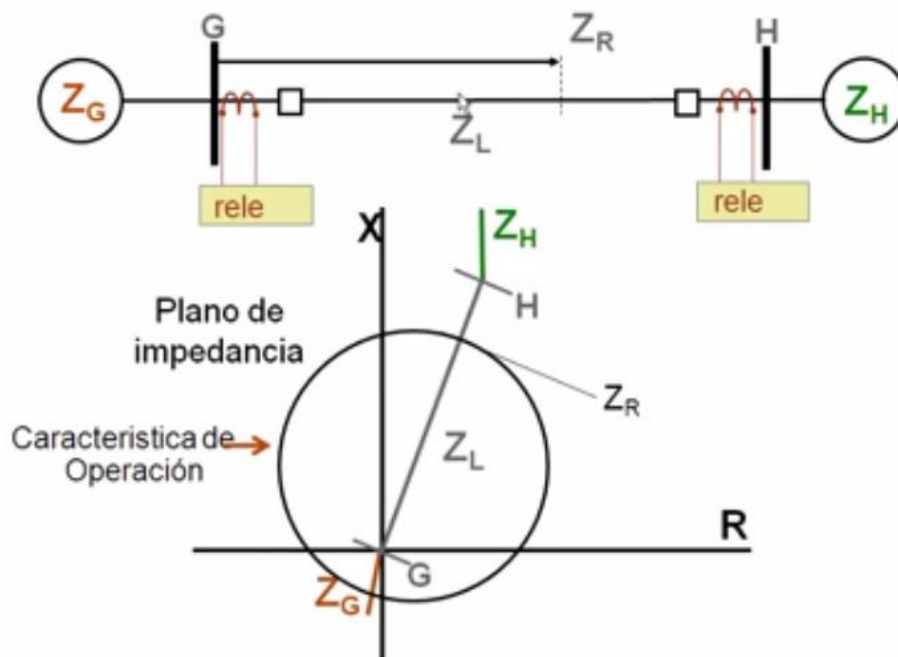
- Necesidad
 - Niveles de falla son mayores en líneas transmisión de alto voltaje
 - Las fallas necesitan ser despejadas rápidamente para evitar inestabilidad, y daño extenso
- Ventajas
 - La impedancia de zona tiene un alcance impedancia fijo
 - Gran cobertura de disparo instantáneo con seguridad
 - Gran sensibilidad
 - Fácilmente se calculan los ajustes y se coordina
 - Zonas fijas de protección que son relativamente independientes de los cambios en el sistema
 - Mayor independencia de la carga

Protección de Línea

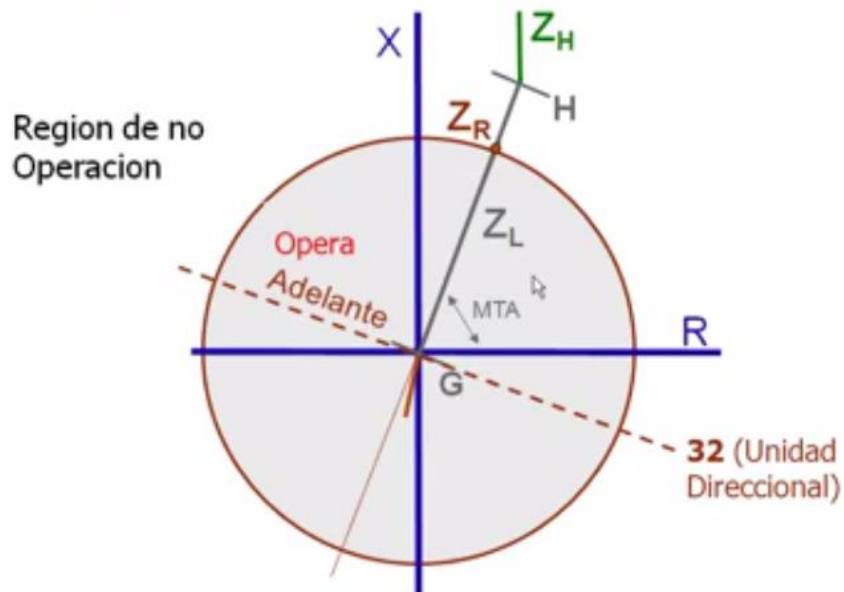
Aplicación of Protección de Distancia

- Porque:
 - Corriente y voltaje local : No necesita comunicación
- Falla en la Línea protegida : Alcance independiente del nivel de corriente falla
- Característica de Impedancia puede ser escogida con diferente alcance para diferentes ángulos de Impedancia de fase.
- Habilita protección remota de respaldo

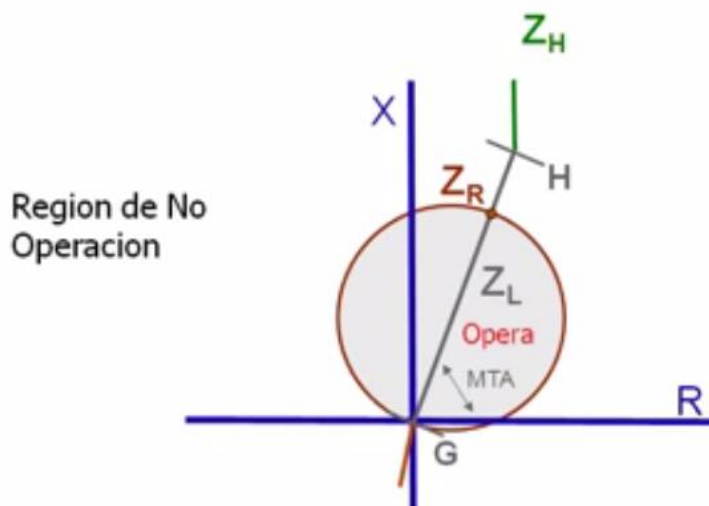
Aplicación de relevador de distancia



Características del relevador de distancia Impedancia

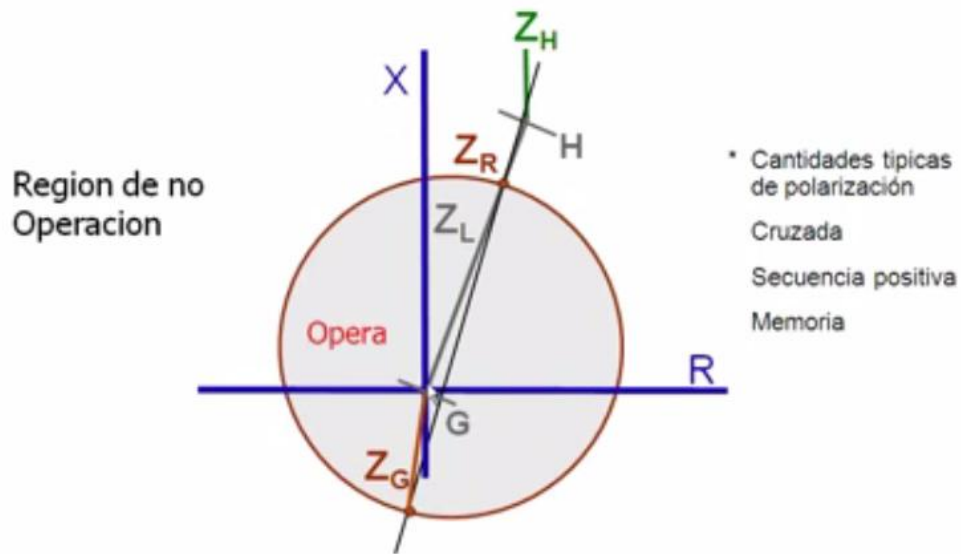


Características del relevador de distancia Distancia Mho, auto polarizada

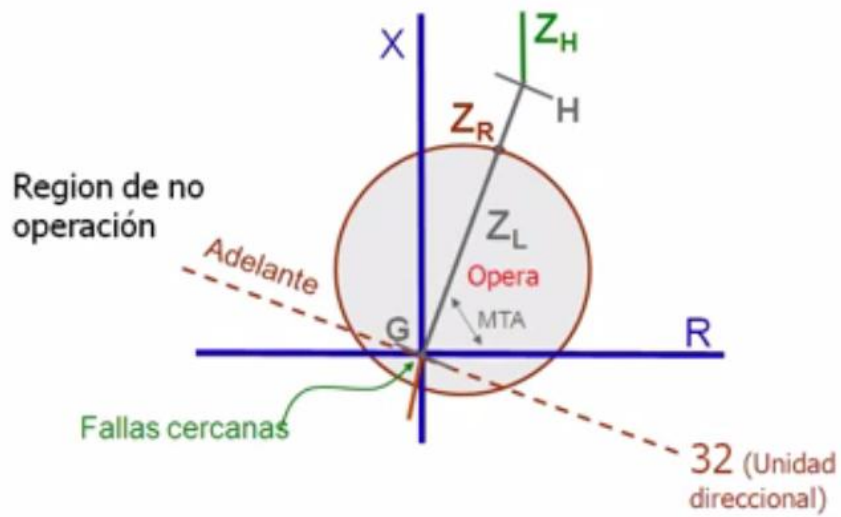


Características del rele de distancia

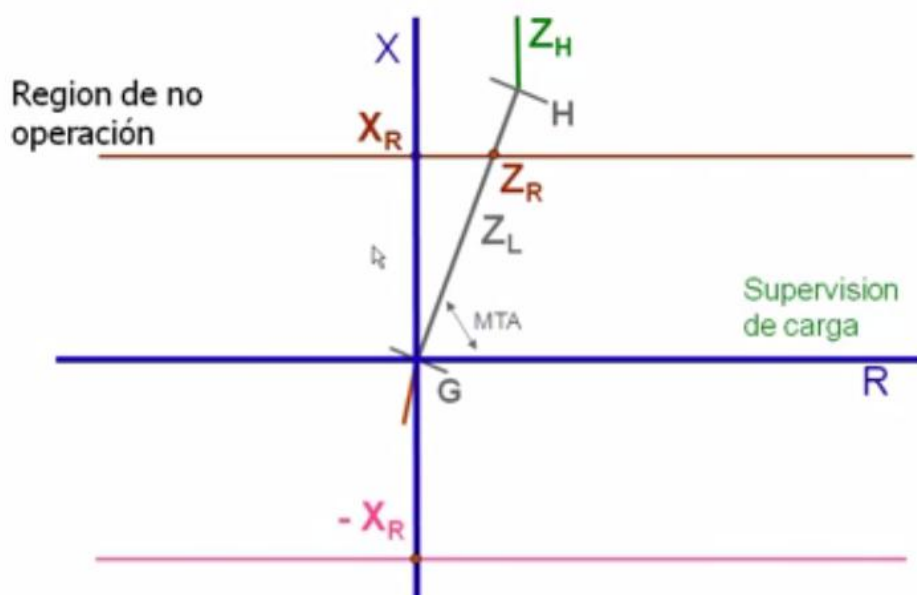
Distancia mho, polarización cruzada



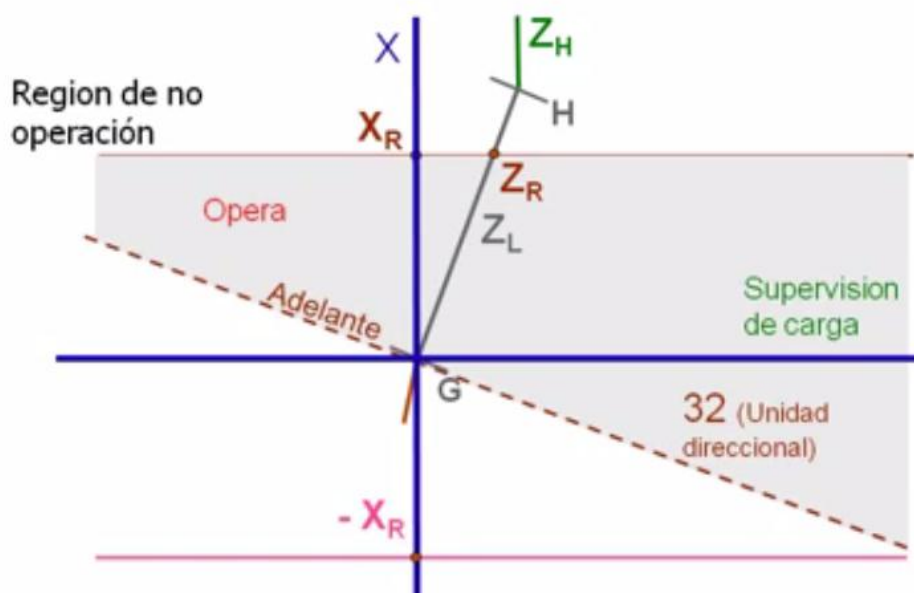
Características del rele de distancia



Características del rele de distancia Reactancia



Características del rele de distancia Reactancia



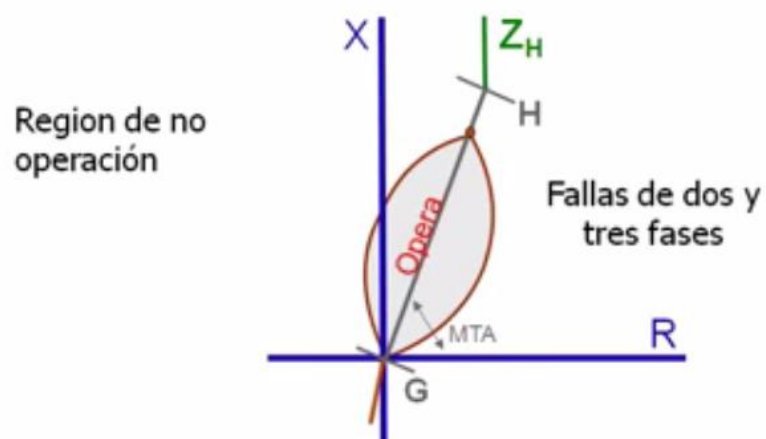
Region de no operación

El diagrama muestra un plano cartesiano con un eje vertical etiquetado como 'X' y un eje horizontal etiquetado como 'R'. Una región poligonal sombreada en gris está dividida en tres secciones horizontales etiquetadas como 'zona-1', 'zona-2' y 'zona-3' desde abajo hacia arriba. La zona-3 contiene el texto 'Opera' en rojo. La zona-1 se extiende por debajo del eje R. El texto 'Region de no operación' está ubicado a la izquierda del eje X.

Características del rele de distancia Distancia mho con reactancia conmutada



Características del rele de distancia Lenticular



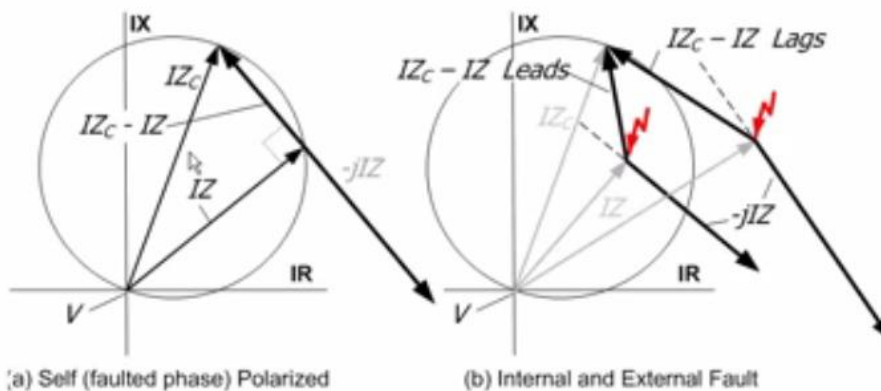
Comparadores de fase



Compara el ángulo de fase de las cantidades para determinar su operación.



Características del rele de distancia Distancia mho de fase principio comparador



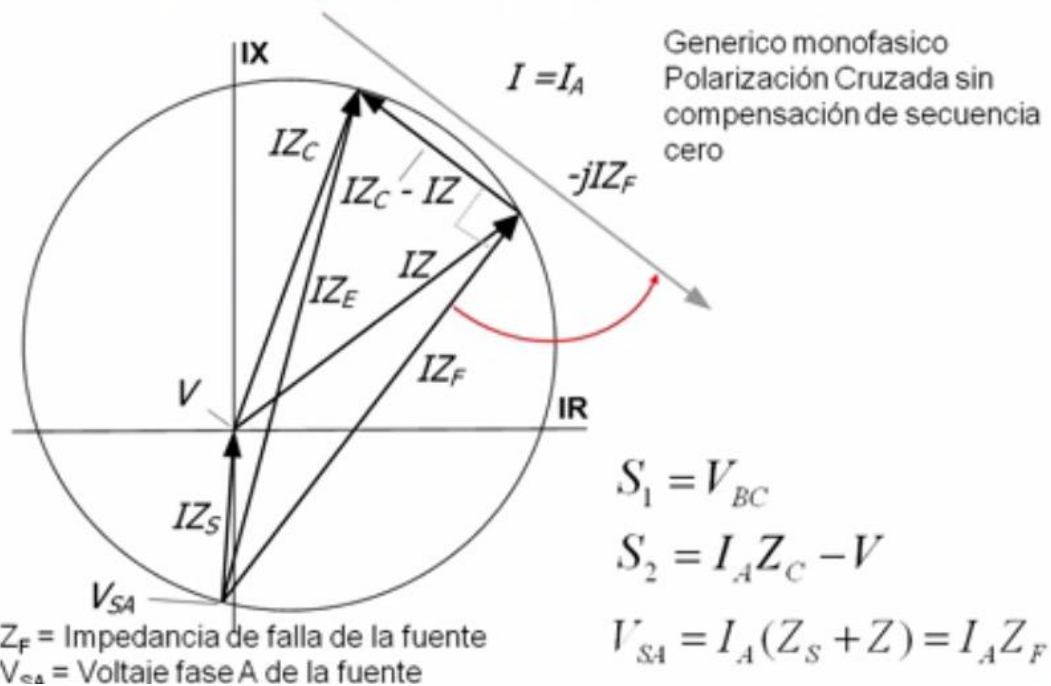
Generico monofasico auto polarizado
sin compensación de secuencia cero
 Z_c = Ajuste de alcance de impedancia
 Z = Impedancia de falla
 V = Voltaje de falla en el relevador
 I = Corriente de falla

$$S_1 = -jV = -jIZ$$

$$S_2 = IZ_c - V = IZ_c - IZ$$

Características del rele de distancia

Distancia mho comparador de fase – Polarización Cruzada



Características del rele de distancia

Comparador de magnitud



Compara la magnitud de las cantidades para determinar su operación.



Características del rele de distancia Comparador de magnitud

Comparador de fase

$$S_1 = V - IZ_C = (Z - Z_C)I$$

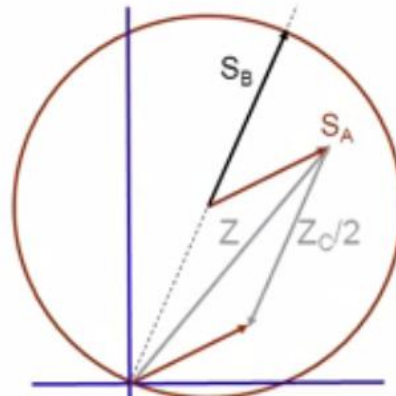
$$S_2 = V = ZI$$

Comparador de magnitud

$$S_A = (S_1 + S_2)/2 = Z - Z_C/2$$

$$S_B = (S_1 - S_2)/2 = Z_C/2$$

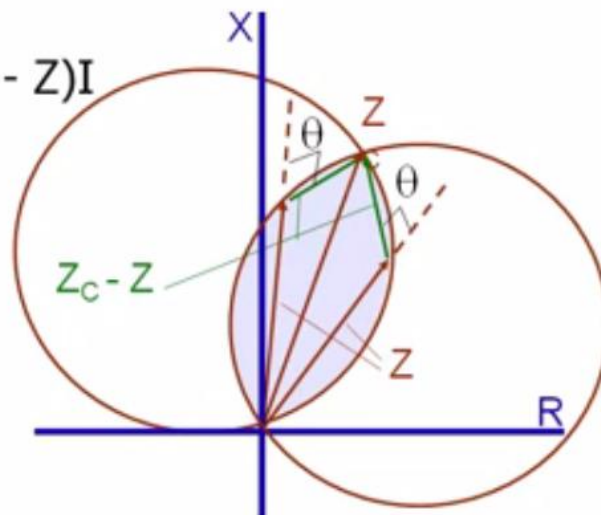
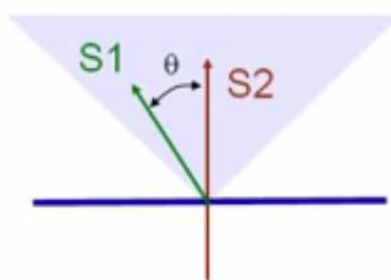
$S_A < S_B \Rightarrow$ No operación



Desarrollo de otras características de distancia Lens

$$S_1 = IZ_C - V = (Z_C - Z)I$$

$$S_2 = V = ZI$$

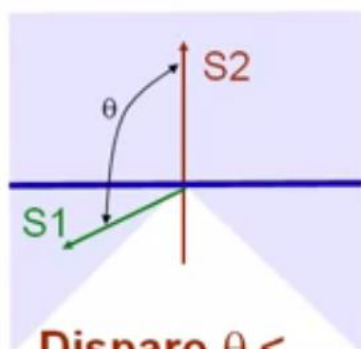


Disparo $\theta < 45^\circ$

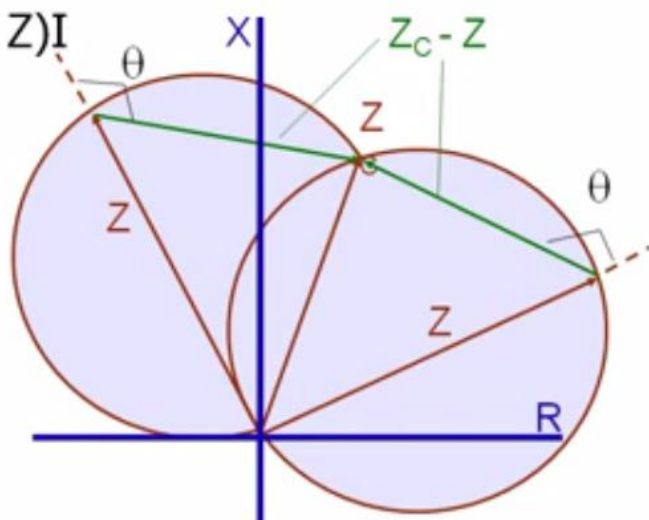
Desarrollo de otras características de distancia Tomate

$$S1 = IZ_C - V = (Z_C - Z)I$$

$$S2 = V = ZI$$



Disparo $\theta < 135^\circ$

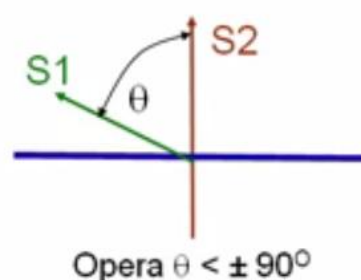


Desarrollo de otras características de distancia Reactancia (Cuadrilateral)

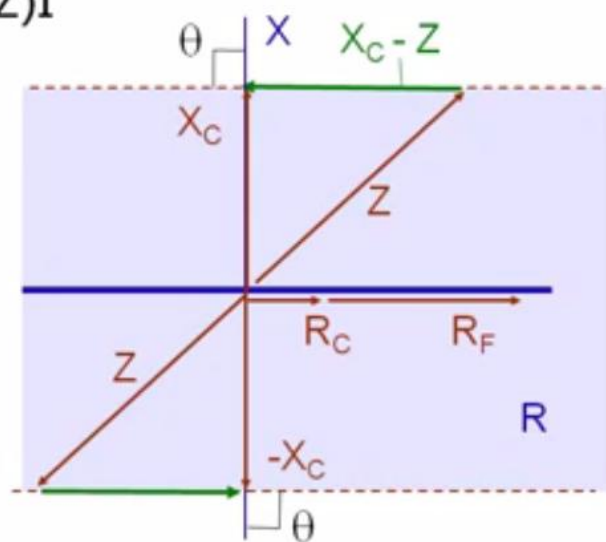
$$S1 = IZ_C - V = (X_C - Z)I$$

$$S2 = V_{POL} = X_C I$$

Solo el alcance hacia adelante de la línea puede ser definido, por lo tanto, debe ser direccionalmente supervizado



Opera $\theta < \pm 90^\circ$

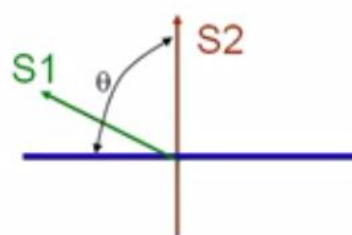


Polarizado por corriente

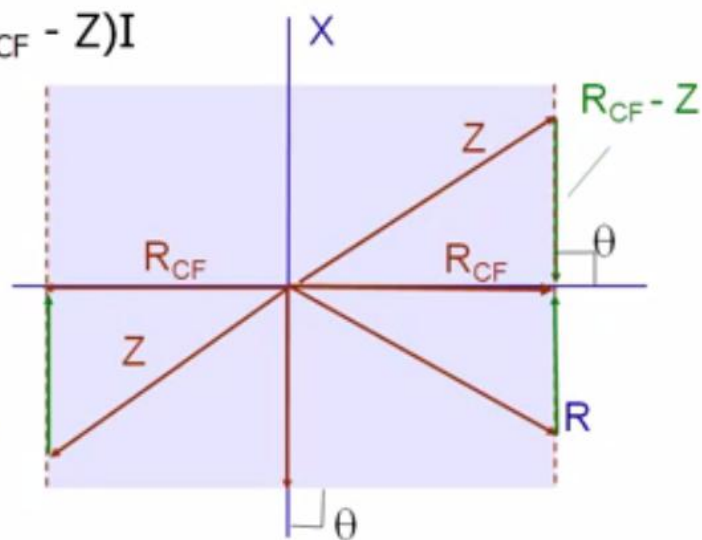
Desarrollo de otras características de distancia Resistencia (Cuadrilateral)

$$S1 = IR_{CF} - V = (R_{CF} - Z)I$$

$$S2 = V_{POL} = R_{CF}I$$

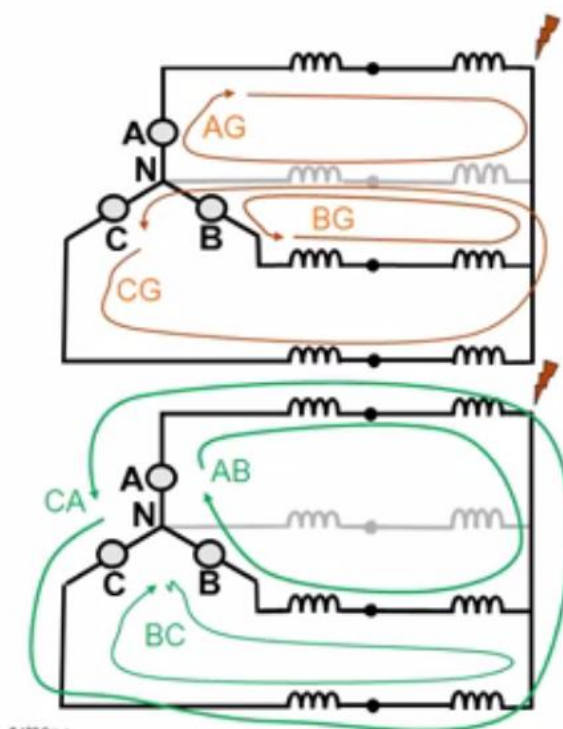


Opera $\theta < \pm 90^\circ$



Polarizadi por corriente

Impedancia aparente de lazos de falla

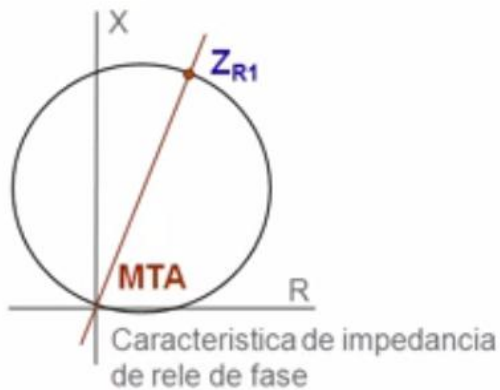


6 lazos de falla medidos
para cada zona

Tipos de falla

- Fase-a-tierra
- Fase-a-fase
- Dos fases-a-tierra
- Tres fases

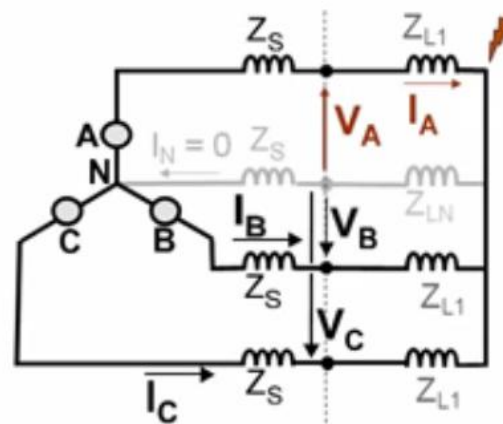
Impedancia aparente de lazos de falla Tres fases



Impedancia aparente
(por fase)

$$V_A = I_A Z_{L1}$$

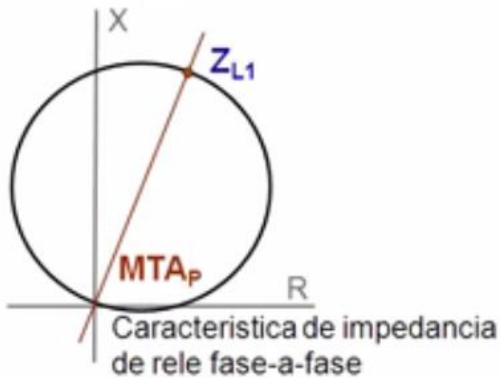
$$Z_{3P} = Z_{L1} = V_A / I_A$$



Falla aplicada en la línea a Z_{L1}

Alcance de fase está ajustado en términos de Secuencia positiva impedancia, Z_{L1}

Impedancia aparente de lazos de falla Fase-a-fase

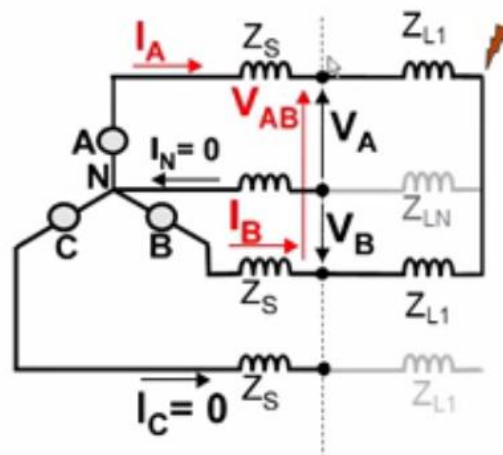


Impedancia aparente, Z_{PP}

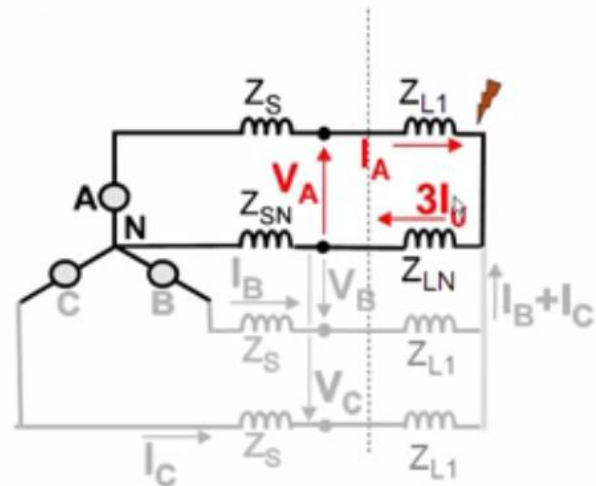
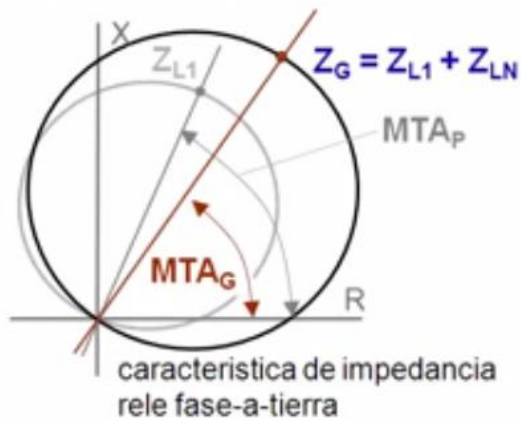
$$V_{AB} = (I_A - I_B) Z_{L1} = 2I_A Z_{L1}$$

$$Z_{PP} = Z_{L1} = V_{AB} / (I_A - I_B) = (V_A - V_B) / (I_A - I_B)$$

alcance de fase está ajustado en términos de impedancia de Secuencia positiva, Z_{L1}



Impedancia aparente lazos de falla Fase-a-tierra



Impedancia aparente (no carga $I_A = 3I_0$)

$$V_A = I_A Z_{L1} + 3I_0 Z_{LN} = I_A (Z_{L1} + Z_{LN})$$

$$Z_G = (Z_{L1} + Z_{LN}) = V_A / I_A$$

$$MTA_G = \text{Argumento} (Z_{L1} + Z_{LN})$$

Impedancia aparente de lazos de falla Fase-a-tierra



Impedancia aparente

$$Z_G = (Z_{L1} + Z_{LN})$$

$$Z_{LN} = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3$$

$$Z_G = (2Z_{L1} + Z_{L0}) / 3 \text{ (lazo de tierra)}$$

Z_{L1} con compensación residual $3I_0$

$$Z_G = Z_{L1} (2 + Z_{L0} / Z_{L1}) / 3$$

$$Z_G = Z_{L1} (2 + 1 + Z_{L0} / Z_{L1} - 1) / 3$$

$$Z_G = Z_{L1} (1 + K_N); K_N = (Z_{L0} - Z_{L1}) / 3Z_{L1}$$

$$MTA_G = \text{Arg}(Z_G)$$

Impedancia aparente de lazos de falla Fase-a-tierra

Dos factores usados por diferentes relevadores y fabricantes

Compensación de corriente Residual
[neutral] I_0

$$V_A = Z_{L1} \left[I_A + 3I_0 \left(\frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \right) \right]$$

K_N compensa para $3I_0$

$$K_N = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}}$$

Compensación de corriente secuencia
cero

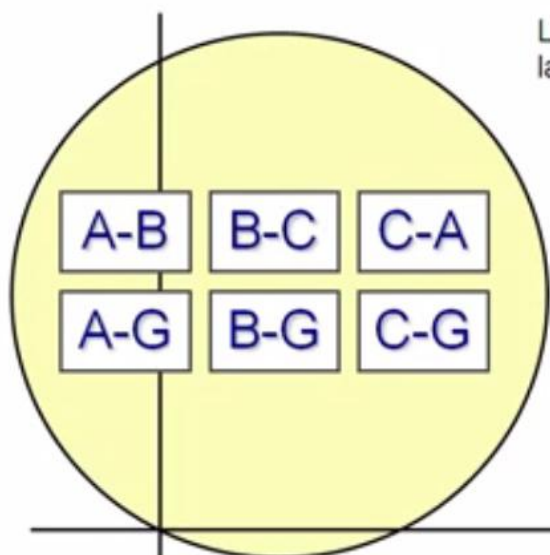
$$V_A = Z_{L1} \left[I_A + I_0 \left(\frac{Z_{L0}}{Z_{L1}} - 1 \right) \right]$$

K_0 compensa para I_0

$$K_0 = \frac{Z_{L0}}{Z_{L1}} - 1$$

Alcance a tierra esta ajustado en terminos of Z_{L1} and K_N : $Z_G = Z_{L1} (1 + K_N)$

Selección de Fase fallada

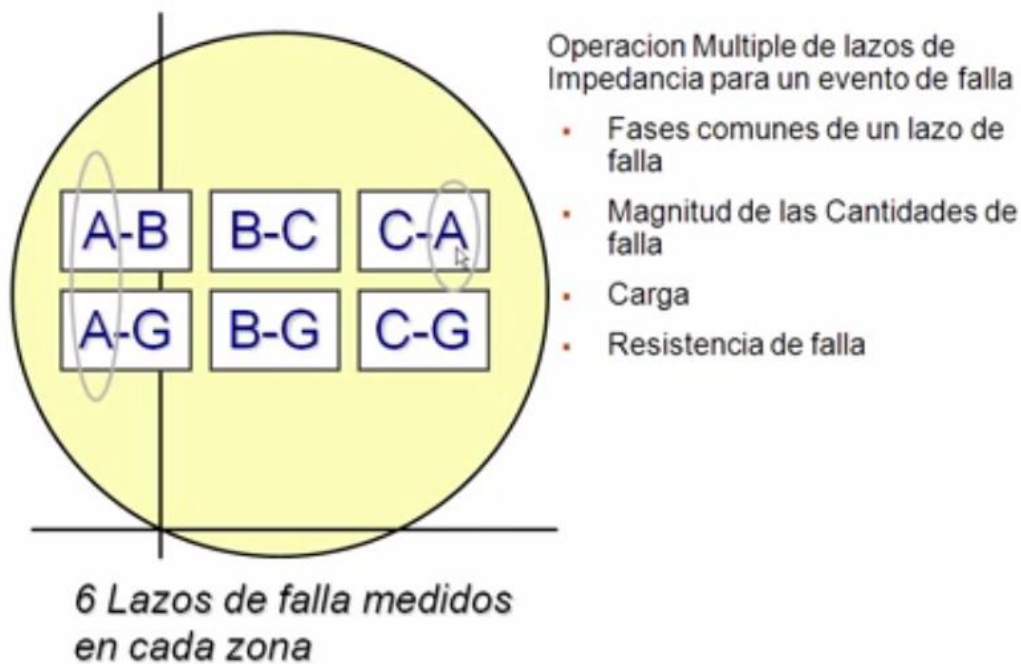


*6 Lazos de falla medidos
en cada zona*

Liberación o identificación correcta del
lazo de Impedancia

- Disparo Tripolar seguro
- Disparo monopolar
- Registro de Eventos
- Localización de falla

Selección de Fase fallada - Cuestiones



Cuestiones de Selección de Fase Fallada

- La unidad $\Phi\Phi$ puede operar para fallas cercanas atrás $\Phi\Phi$, $\Phi\Phi G$, o ΦG
- La unidad $\Phi\Phi$ puede operar para fallas cercanas adelante ΦG
- Las unidades ΦG pueden operar para fallas cercanas atrás ΦG
- La unidad $\Phi\Phi$ de un lazo no fallado puede operar para fallas $\Phi\Phi G$ con alta resistencia
 - Ej. Unidad CA para una falla BCG
 - La operación CA ocurrirá con la esperada operación BC dando la apariencia de una falla Trifásica.

Selección de Fase

- Propósito:
 - Liberar las zonas de Medición para un Disparo selectivo de Fase
 - Dar una indicación de Fases falladas
- Metodos complementarios se proveen para asegurar selección de Fase confiable de alta velocidad
 - Metodo Delta
 - Metodo de componentes Simetricas

Selección de fase fallada Referencia

E. Price, T. Einarsson, "The Performance of failed phase Selectors used in transmission Line aplicaciones," 62nd Annual Georgia Tech Protective relaying Conference, Atlanta, Georgia, 2008.



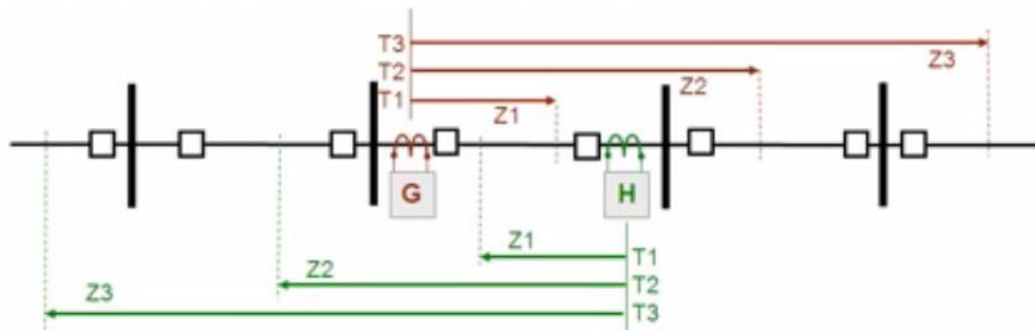
Aplicacion Localizacion de tc's and tv's



- El alcance del rele de distancia es medido desde el punto de localizacion del transformador de voltaje
- La detección direccional ocurre desde el punto de localizacion del transformador de corriente
- En la mayoría de las aplicaciones tv's y tc's estan usualmente en la misma localizacion (no es medible la impedancia entre ellos)
- Su localizacion debe ser siempre considerada especialmente para aplicaciones con lineas de transmision terminadas en transformadores

Aplicacion

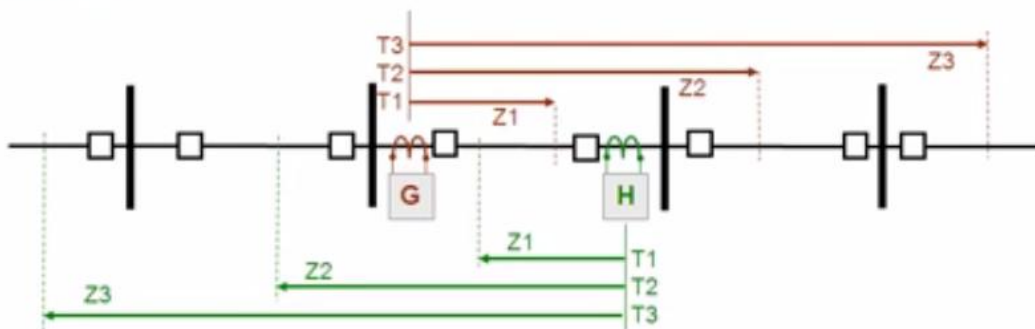
Pasos de protección de distancia



- zona 1 ajustada al 80 - 90 % de la impedancia de línea
- zona 2 ajustada al 100% de la línea más 25 - 50% de la línea adyacente más corta desde el bus remoto
- zona 3 ajustada al 100% de ambas líneas más 25% de la línea adyacente más corta desde el bus remoto

Pasos de protección de distancia

Zona 1



- No se quiere que zona 1 alcance mas alla del bus remoto
- 10 al 20% es factor de seguridad
- Imprecisiones
 - Relevadores
 - Transformadores de corriente y Potencial
 - Impedancias de Linea

Pasos de protección de distancia Zona 2

- ### Pasos de protección de distancia
- #### Zona 3
-
- Diagrama de protección de distancia en Zona 3. Muestra una línea de transmisión con tres secciones. La primera sección tiene un interruptor y un relé T1. La segunda sección tiene un interruptor y un relé T2. La tercera sección tiene un interruptor y un relé T3. Se muestran tres zonas de protección: Z1 (rojo), Z2 (verde) y Z3 (azul). Z1 cubre la primera sección y parte de la segunda. Z2 cubre la segunda sección y parte de la tercera. Z3 cubre la tercera sección y parte de la cuarta. Se muestran también los límites de las zonas: Z1 (rojo), Z2 (verde) y Z3 (azul). Se muestran los relés T1, T2 y T3. Se muestran los interruptores. Se muestran los límites de las zonas: Z1 (rojo), Z2 (verde) y Z3 (azul). Se muestran los relés T1, T2 y T3. Se muestran los interruptores.

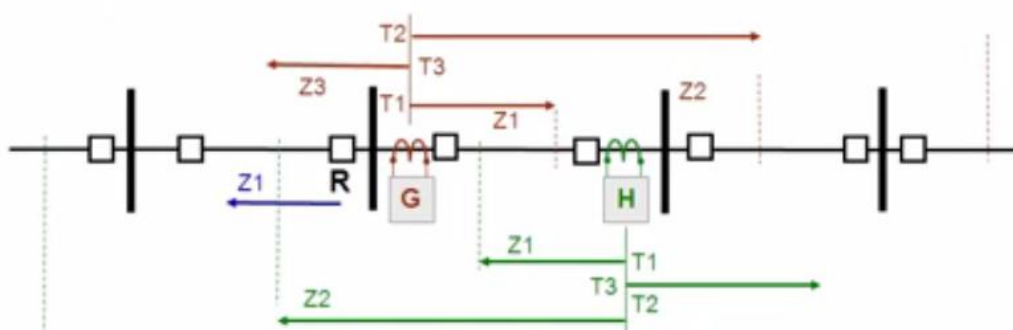
Pasos de protección de distancia

Zona 3

Diagrama de protección de distancia en Zona 3. Muestra una línea de transmisión con tres subestaciones. La primera subestación tiene un generador G y un relé T1. La segunda subestación tiene un relé T2 y T3. La tercera subestación tiene un relé H. La cuarta subestación tiene un relé R. Se muestran tres zonas de protección: Z1 (rojo), Z2 (azul) y Z3 (verde). Z1 cubre la línea entre T1 y T2. Z2 cubre la línea entre T2 y H. Z3 cubre la línea entre H y R. Se indican también los límites de las zonas de protección en la línea de transmisión.

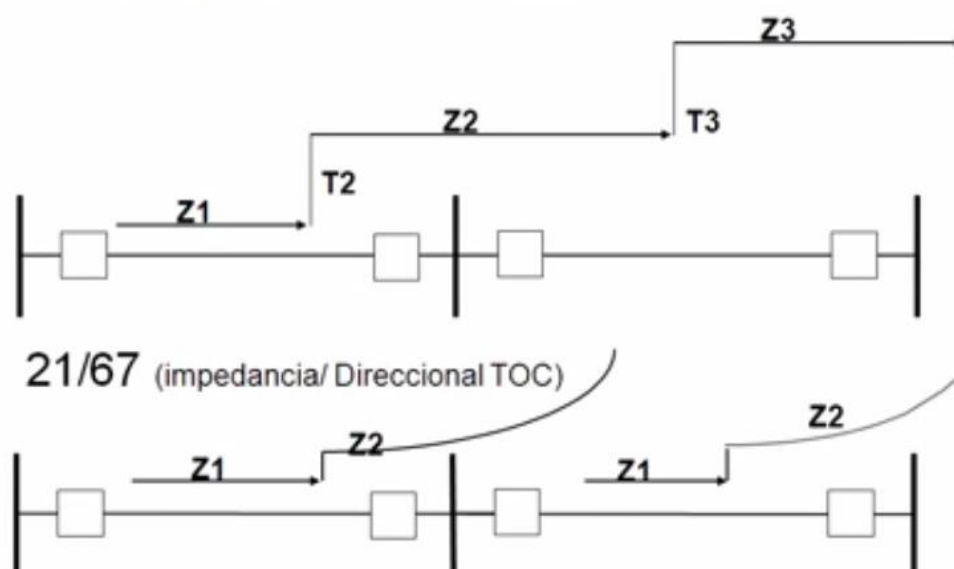
- Opera en un tiempo (T3)
- Tiempo ajustado para Coordinacion Intervalo de tiempo (CTI) que permite a la zona 2 [Z2] del rele remoto e interruptores [en H y R] Operar con margin antes que zona 3 [Z3] del rele
- Z3 en G es tambien respaldo remoto para Z1 y Z2 en H

Pasos de protección distancia Zona 3

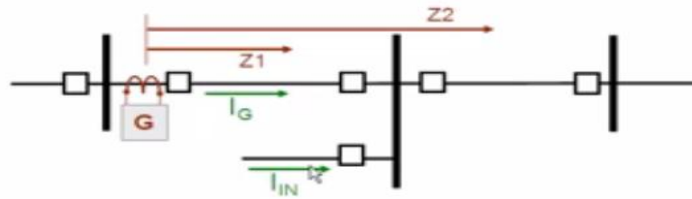


- Zona 3 [Z3] del rele puede ser aplicada viendo hacia atrás para logica del sistema de comunicación sin temporización
- Zona 3 [Z3] del rele puede ser aplicada viendo hacia atrás para protección de respaldo del bus atrás
 - Temporización permite que la zona 1 [Z1] del rele hacia atrás e interruptor [en G] operen con un margen antes que la zona 3 [Z3] del rele

Pasos de protección de distancia Perfil de tiempo de Operación

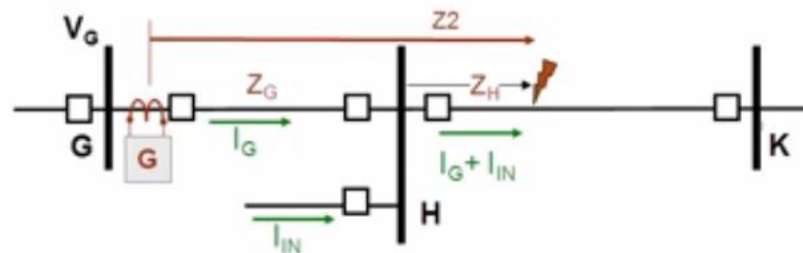


Pasos de protección de distancia Aportación [del bus remoto]



- Reduce el alcance aparente medido por los relevadores de distancia
- Depende de la Relación entre la corriente a travez del rele (I_G) y la corriente de la aportación (I_{IN})
- Usualmente no es un factor en zona 1 [$Z1$] del rele a menos que haya una derivación en la línea [o una apreciable resistencia de falla para fallas a tierra]
- Mayormente afecta zona 2 alcanzando el bus remoto

Pasos de protección de distancia Aportación [del bus remoto]



Con voltaje de falla cero y $Z2 = Z_G + Z_H$

$$V_G = I_G Z_G + (I_G + I_{IN}) Z_H$$

$$Z_{A(\text{aparente})} = V_G / I_G$$

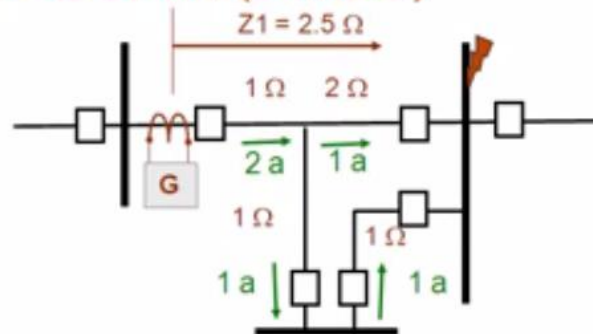
$$Z_A = Z_G + (1 + I_{IN}/I_G) Z_H$$

$$Z_A = Z_G + Z_H + (I_{IN}/I_G) Z_H \text{ (Aumento en la Impedancia aparente)}$$

$Z2$ debe ser ajustado para sobre alcanzar el bus H para aportación en el bus H y no sobre alcanza el bus K sin aportación en bus H

Pasos de protección de distancia

Aportación de salida (Outfeed)



Usualmente asociada con aplicaciones de línea de Tres terminales y paralelaje de un segmento de línea

Ejemplo

$$V_G = 2(1) + 2(1) = 4$$

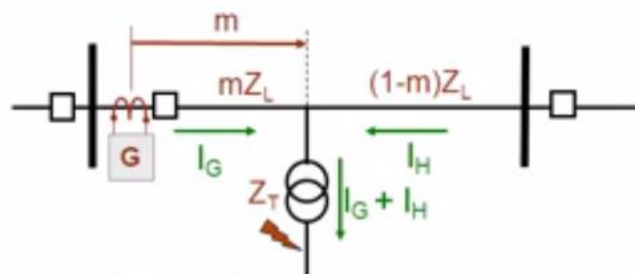
$$Z_{G(\text{aparente})} = V_G / I_G$$

$$Z_G = 4/2 = 2 \Omega$$

Z1 sobre alcanzará y verá la falla

Pasos de protección de distancia

Transformadores en derivación y cargas



$$V_G = I_G m Z_L + (I_G + I_H) Z_T$$

$$Z_{G(\text{aparente})} = V_G / I_G$$

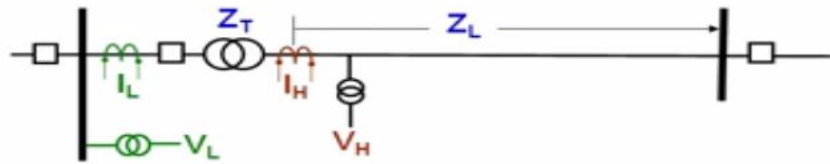
$$Z_G = m Z_L + (1 + I_H / I_G) Z_T$$

$$Z_G = m Z_L + Z_T + I_H / I_G Z_T \text{ (Incrementa la Impedancia aparente)}$$

La Impedancia aparente será mayor que la impedancia de falla

Pasos de protección de distancia

Lineas terminadas en transformadores



- I_H y V_H preferidos para la protección de línea
- Uso de V_L y/o I_L afecta la medida de impedancia y requiere ajustar la Relación de t_c y/o t_v
- El transformador debe siempre ser protegido separadamente

Referencia

E. Price, R. Hedding, "Protecting transmission Lines Terminated into transformers," 63rd Annual Georgia Tech Protective relaying Conference, Atlanta, Georgia, 2009.

Relación de impedancia de fuente

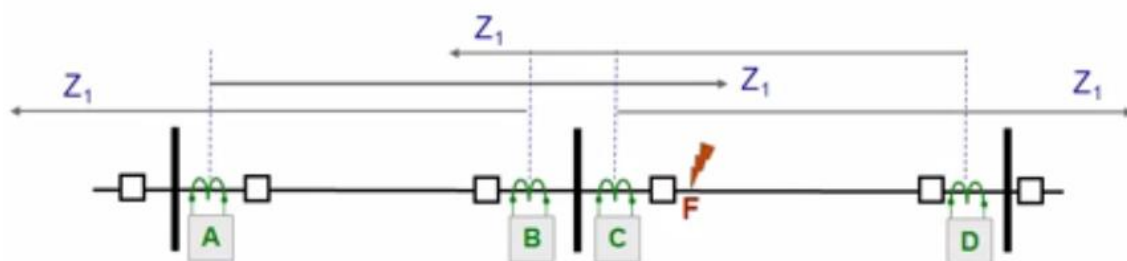
- Relación de impedancia de fuente a impedancia de línea
- SIR para el rele es la Relación de impedancia de fuente al ajuste de impedancia de zona
- Entre mayor el SIR más compleja la protección de línea en zona 1
 - Medición de errores son mas pronunciados
 - Error de transformadores de corriente y voltaje
 - Transitorios de CVT
 - Protección de corriente diferencial preferido
 - Puede no ser recomendado en muchas aplicaciones

Relación de impedancia de fuente Aplicaciones recomendadas

- Línea corta $SIR > 4.0$
 - Corriente Diferencial
 - Comparación de fase
 - Esquema de Com. (POTT, DCB)
- Línea Media $4.0 > SIR > 0.5$
 - Las anteriores
 - Distancia
- Línea Larga $0.5 > SIR$
 - Las anteriores
 - Distancia

IEEE Guía para aplicaciones de reles de Protección en
Líneas de transmisión - IEEE Std C37.113-1999

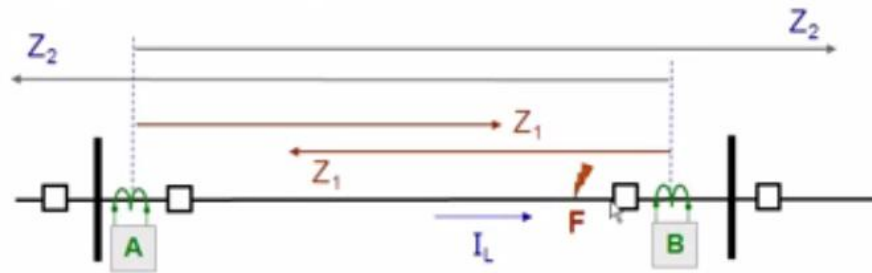
Aplicaciones sin comunicación Extension de zona 1



- Alcance de Z_1 es inicialmente ajustado para sobrealcance del bus remoto
- Interruptores controlados por los relevadores A, C, & D disparan para una falla en F
- El alcance de Z_1 es reducido para no sobre alcanzar el bus remoto
- Recierre de Alta velocidad

Aplicaciones sin comunicación

Disparo por pérdida de carga



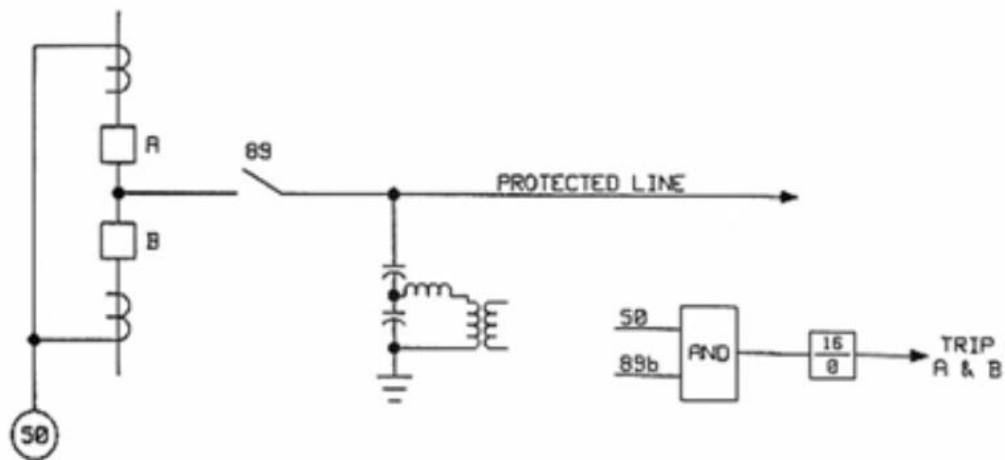
- Falla desbalanceada ocurre en F
- El interruptor controlado por el relé B Dispara instantáneamente en Z1
- Carga de corriente balanceada, I_L , es interrumpida
- Logica LLT en A
 - Detecta pérdida de corriente balanceada y Dispara inmediatamente
 - No Opera para falla Trifásica

Logica de Cierre con falla



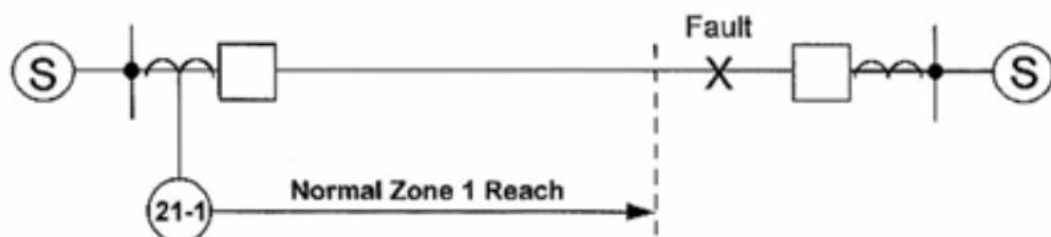
- La logica determina que el interruptor ha sido abierto y ajusta la logica SOTF
 - Posicion de interruptor
 - Logica de linea muerta
- Cuando el interruptor controlado por el relé A cierra SOTF se activa :
 - I y no V, y/o
 - ZSOTF Opera
 - Se ajusta ZSOTF, sobrealcanzando la linea y abajo de la minima impedancia de carga

Logica de protección de Zona muerta (Stub Bus)



Esquemas de comunicación en Reles de Linea

Meta – Disparos Simultaneos de alta velocidad para todas las terminales para fallas internas



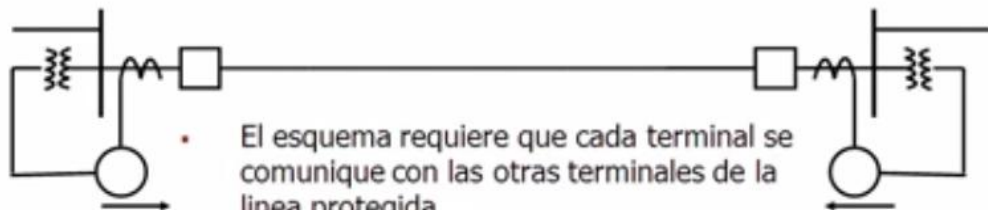
Comparación direccional

- Usa relevadores direccionales para determinar fallas en la línea protegida en cada terminal y comunica esa información a la terminal remota
- Los requerimientos del canal de Comunicación dependen del tipo de lógica aplicada en la comparación direccional, usualmente necesitan solo comunicaciones simples

Esquemas de comparación direccional

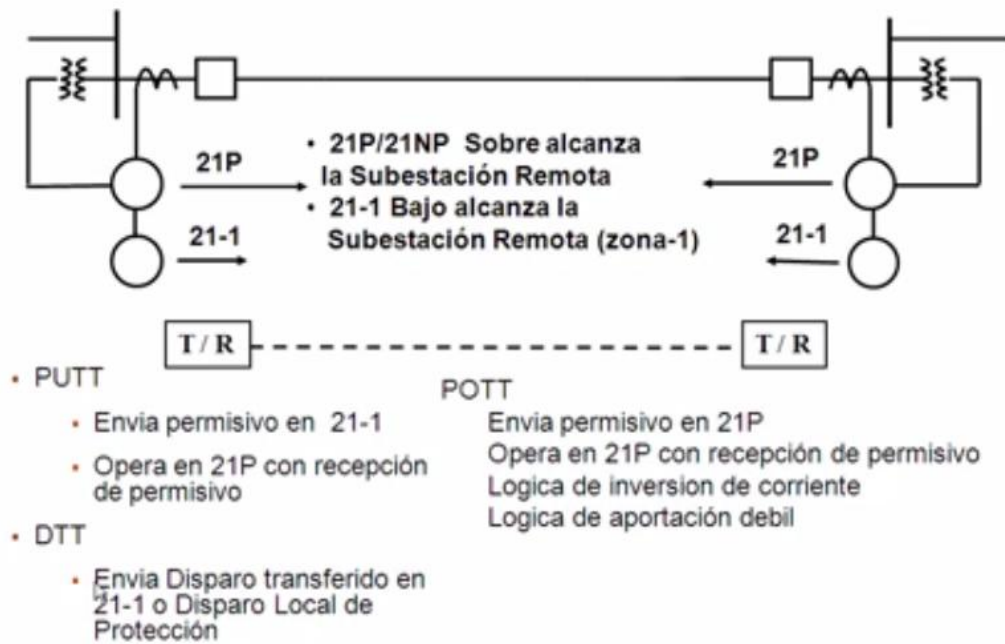
- Disparo de sobrealcance transferido directo [DUTT]
- Disparo transferido permisivo de bajo alcance [PUTT]
- Disparo transferido permisivo de sobrealcance [POTT]
- Comparación direccional de Bloqueo [DCB]
- Comparación direccional de desbloqueo [DCUB]

Comparación direccional Canales de Comunicación

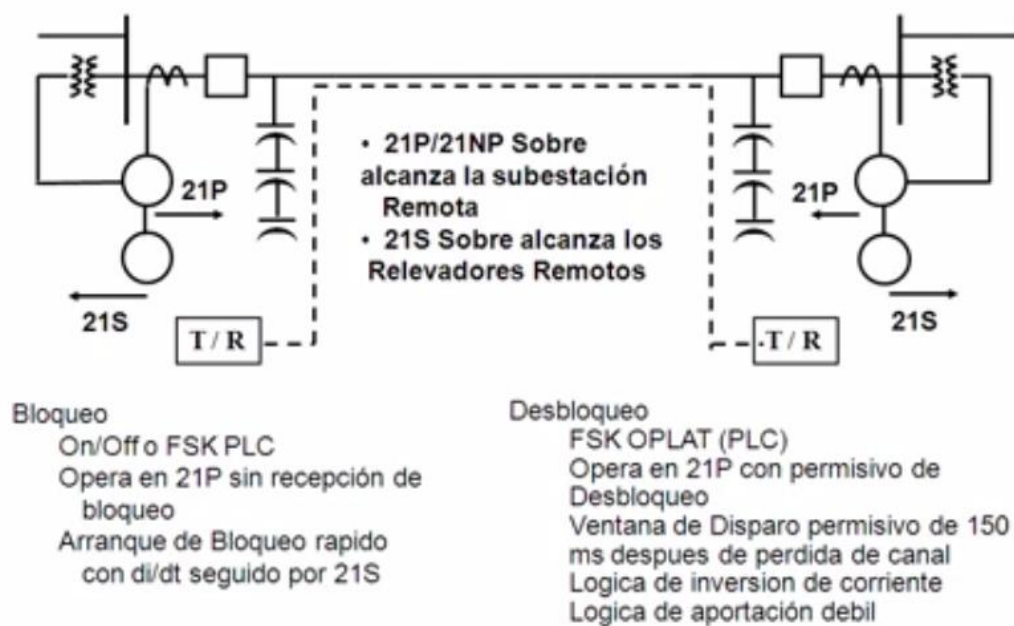


- El esquema requiere que cada terminal se comunique con las otras terminales de la línea protegida
- Canales usualmente son:
 - Onda Portadora
 - Microondas (analógica)
 - Digital
 - Hilos Piloto

Esquemas de comunicación



Esquemas de comunicación con OPLAT



Comunicaciones con LDCM

192 señales binarias
POTT, PUTT, DTT
Otras

Fibra Directa (multi modo)

Multiplexada

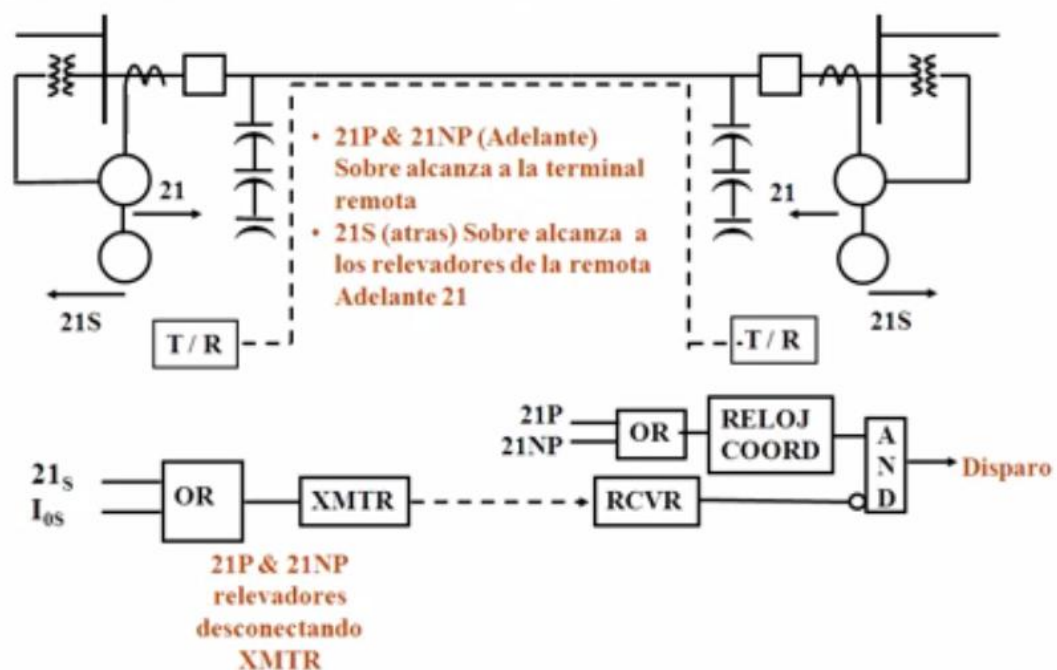
Normas: C37.94, X21, G7.03, G7.03E1, V.35

Canales Redundantes



Esquemas de comunicación de relevadores

Comparación direccional bloqueo (DCB, Bloqueo)



- Ventajas
 - Muy confiable
 - No requiere canal para Disparo
 - Puede usar distancia o sobrecorriente relevadores
 - Puede usar llaveo en Onda portadora
 - Inherentemente maneja interruptor abierto y aportación debil
- Desventajas
 - Menos seguro, tiende al sobre-Disparo
 - Canal lento
 - Perdida de canal
 - Canal normalmente apagado y requiere verificación periodica

• 21P & 21NP (Adelante) sobre alcance a terminal remota

• Perdida de canal permite Disparo por 150 ms

• Bloqueo es transmitido normalmente

Desbloqueo
Bloqueo

Disparo A

Disparo B

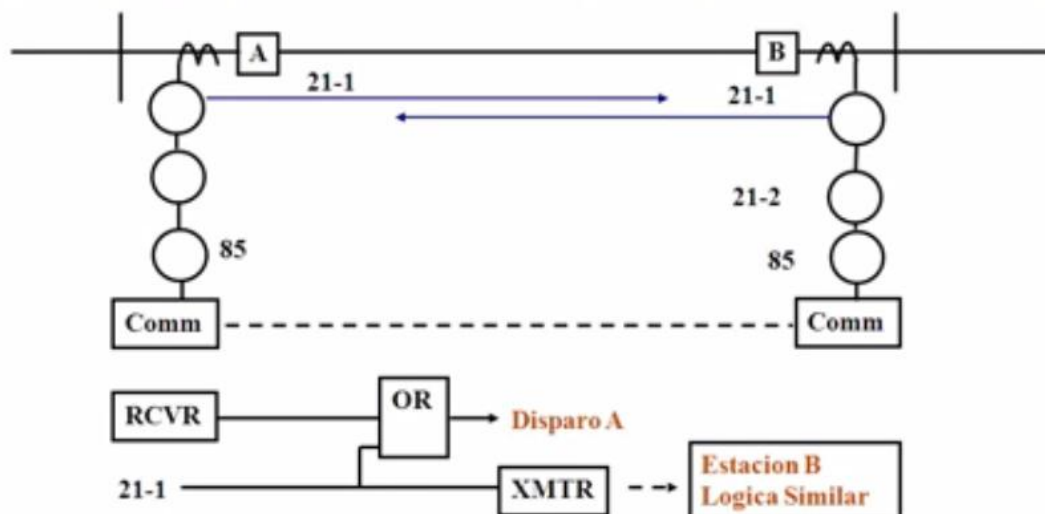
Esquemas de comunicación de relevadores

Comparación direccional unbloqueo (DCUB, desbloqueo)

- Ventajas
 - Puede usar relevadores de distancia o sobrecorriente, particularmente para fallas a tierra
 - Muy seguro - Debe recibir señal de desbloqueo
 - Monitoreo continuo de canal con ventana de Disparo de 150 ms. Después de pérdida de canal
- Desventajas
 - Requiere esquemas especiales para manejar aportación débil o situaciones de interruptor abierto

Esquemas de comunicación de relevadores

Disparo Transferido Directo de bajo alcance (DUTT)



21-1 debe ser ajustado para alcance corto de la terminal remota, pero debe traslapar al alcance de los 21-1 de la terminal remota.

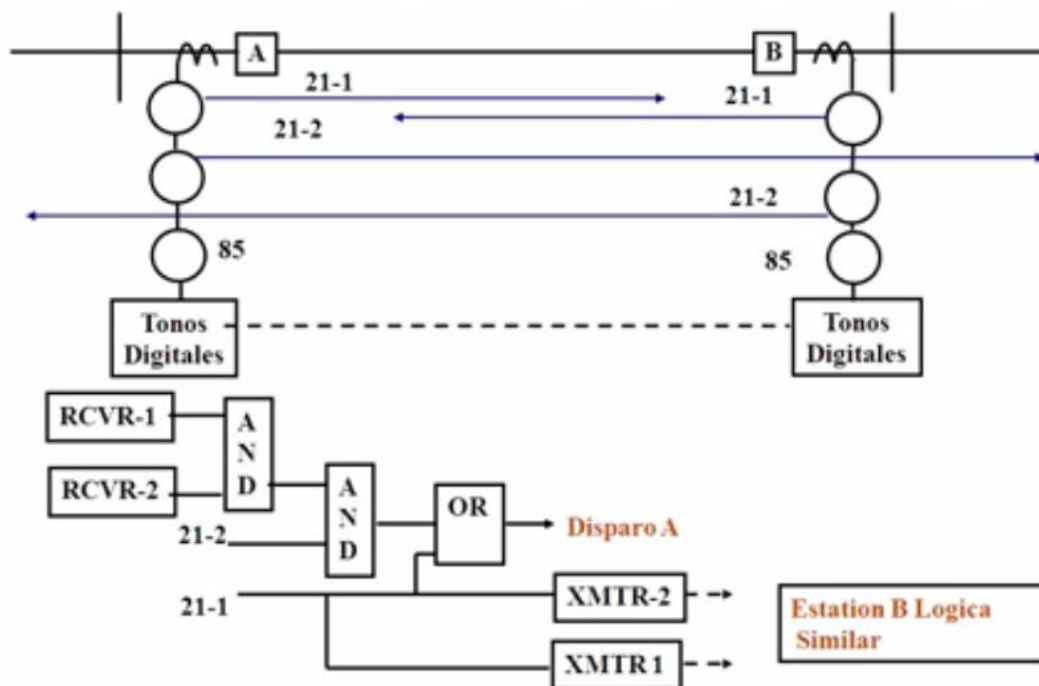
Esquemas de comunicación de relevadores

Direct undercance transfer Disparo (DUTT, InterDisparo)

- Ventajas
 - Seguro con buenos canales de comunicaciones
- Desventajas
 - No protege toda la línea si una terminal esta abierta
 - Requiere comunicaciones duales o "buen" canal para buena seguridad (FSK or digital)
 - Requiere relevadores de distancia a tierra para alcance preciso

Esquemas de comunicación de relevadores

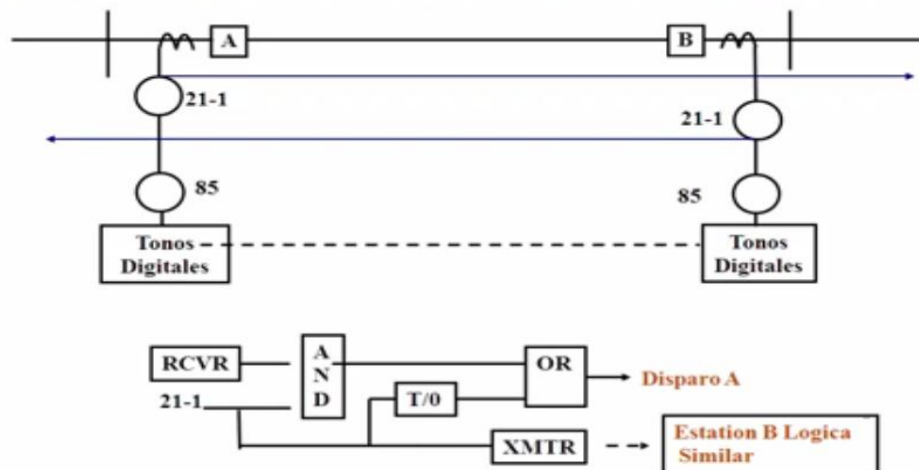
Disparo permisivo transferido de bajo alcance (PUTT)



Esquemas de comunicación de relevadores Disparo permisivo transferido de bajo alcance (PUTT)

- Ventajas
 - Mas seguro que DUTT
- Desventajas
 - No protege toda la linea si una terminal esta abierta
 - Requiere relevadores de distancia a tierra para alcance preciso

Esquemas de comunicación de relevadores Disparo transferido permisivo de sobrealcance (POTT)

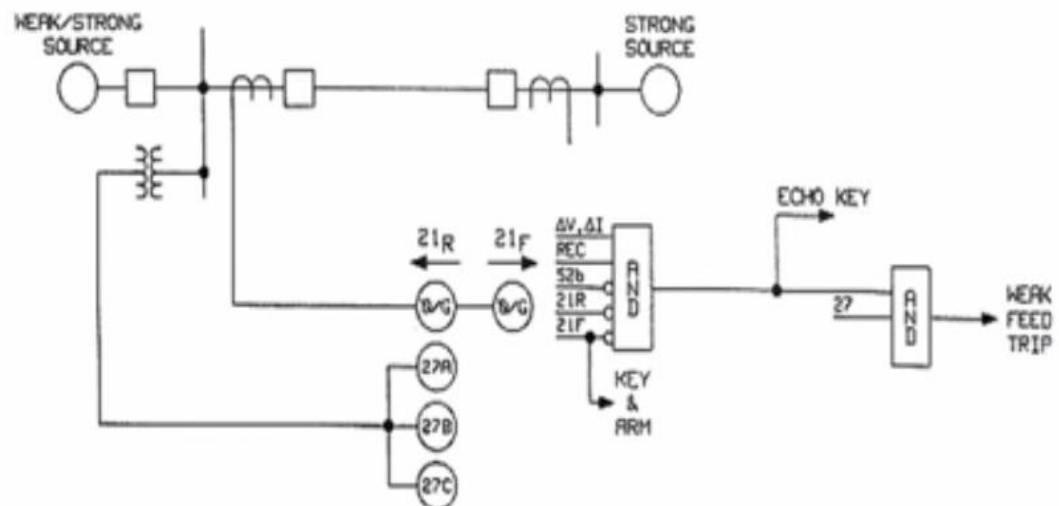


Esquemas de comunicación de relevadores Disparo permisivo transferido de bajo alcance (PUTT)

- Ventajas
 - Puede usar relevadores de distancia o sobrecorriente, particularmente para fallas a tierra
 - Muy seguro. Debe recibir permisivo
 - Monitoreo continuo de canal
- Desventajas
 - No disparara para fallas internas con perdida de canal
 - Requiere esquemas especiales para manejar aportación debil o situaciones de interruptor abierto

Esquemas de comunicación de relevadores Logica de aportación debil

- Aplica a esquemas POTT y desbloqueo

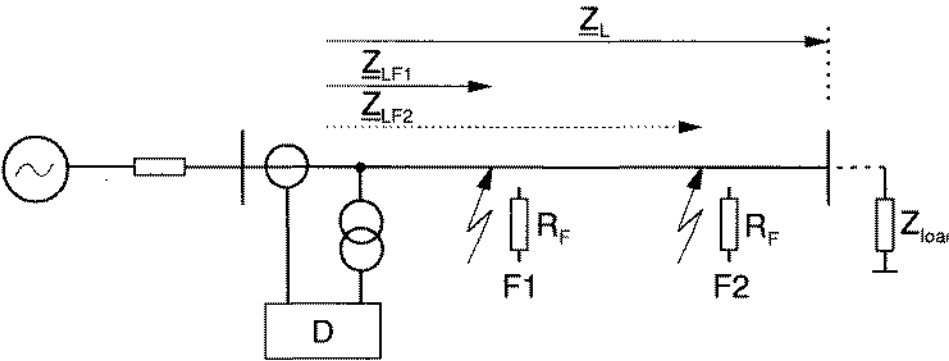
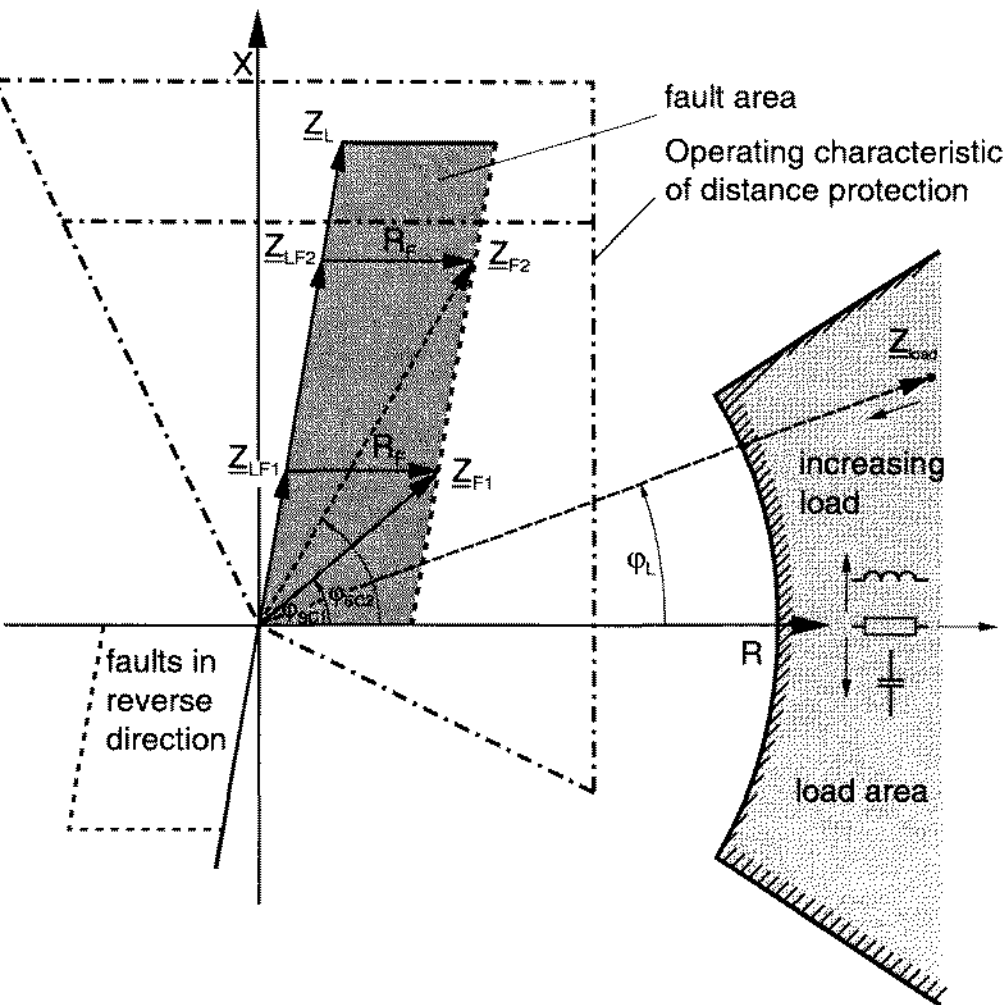


Referencias

1. IEEE Guia para aplicaciones de relevadores de proteccion a Lineas transmision, IEEE Std. C37-113, 1999.
2. W. A. Elmore, *Protective relaing: Teoria y Aplicación*, Marcel Decker, Inc., New York, 1994.

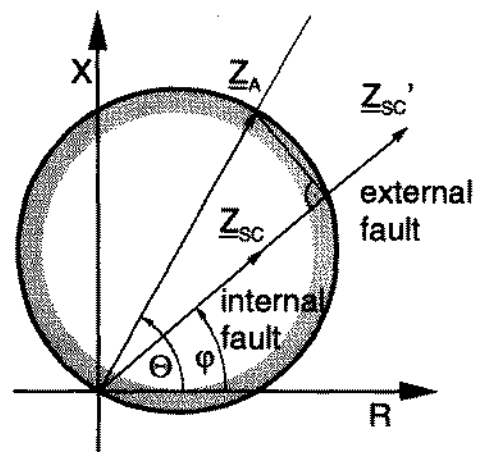
Distance Protection

Load and Short-circuit Impedance

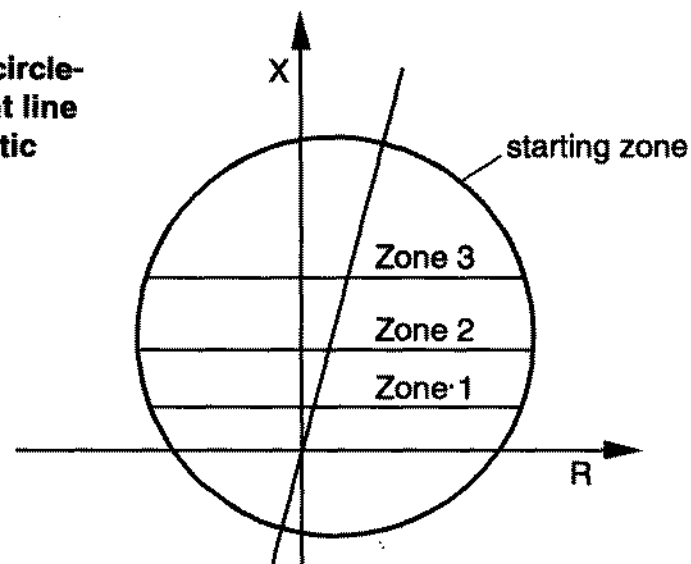


Typical Distance Zone Characteristics

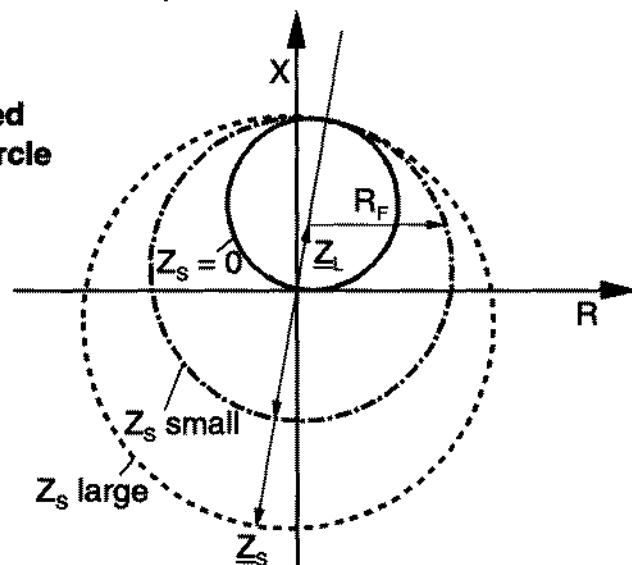
MHO-circle



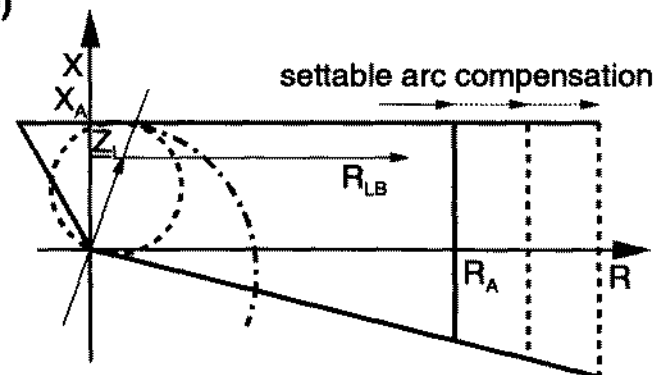
**combined circle-
and straight line
characteristic**



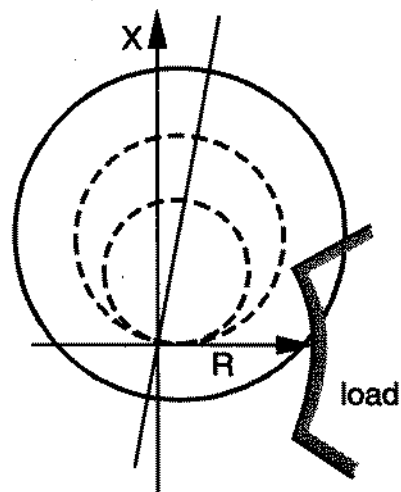
**polarised
MHO-circle**



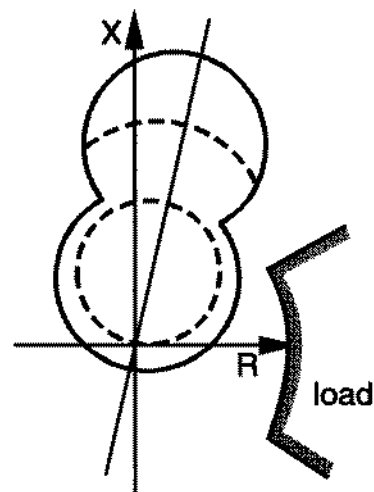
**polygonal tripping
characteristic
(quadrilateral)**



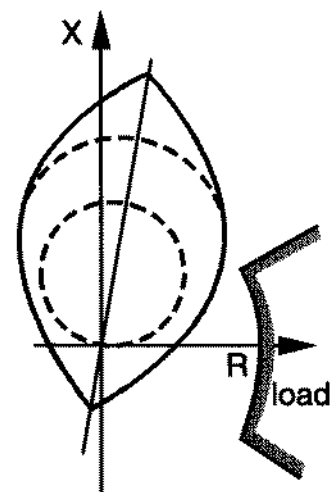
Applied Fault Discrimination Characteristics



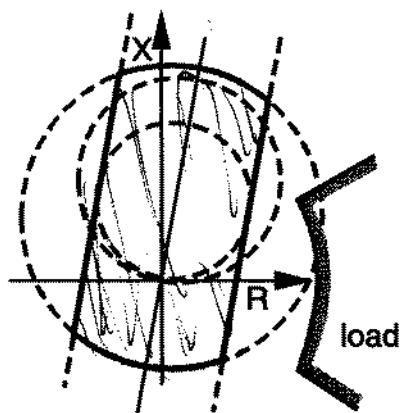
offset MHO-circle



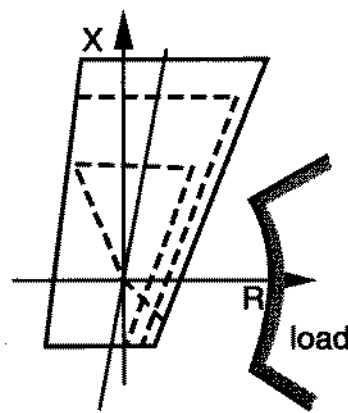
eight ("Peanut")



lense



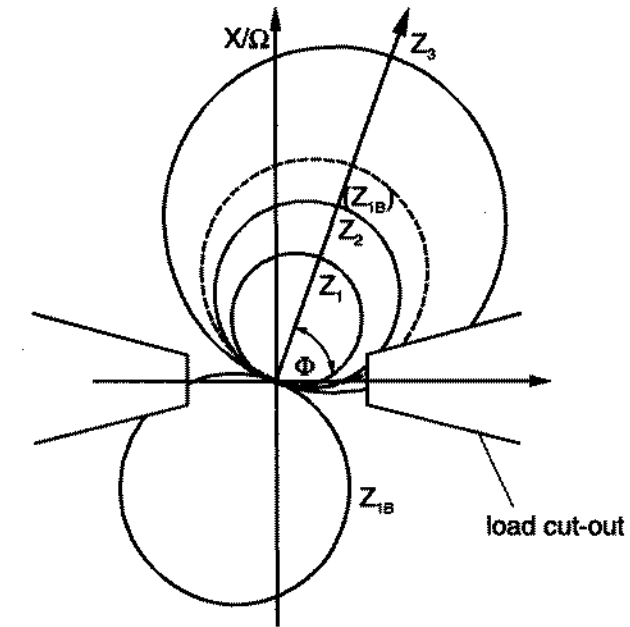
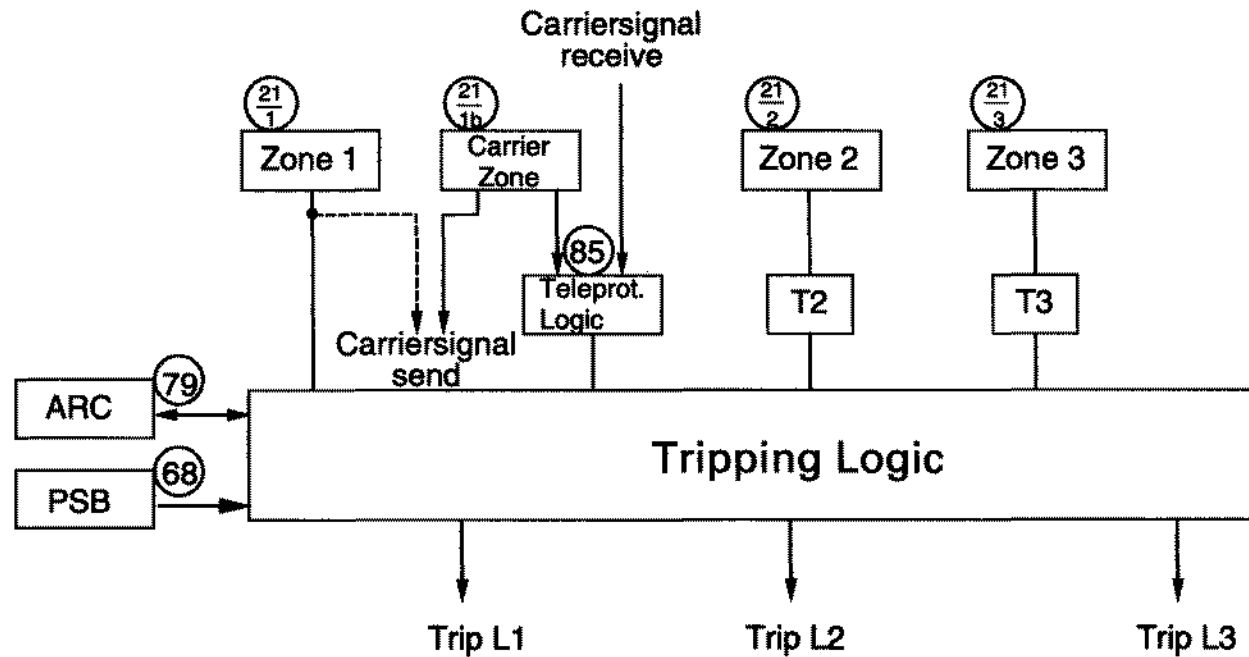
offset MHO-circle with blinders



quadrilateral

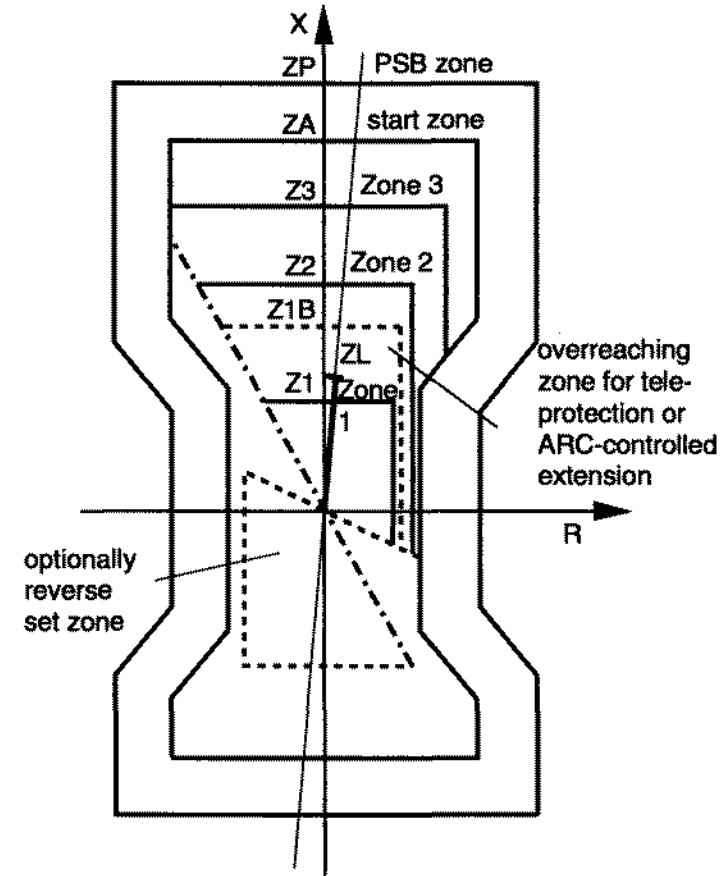
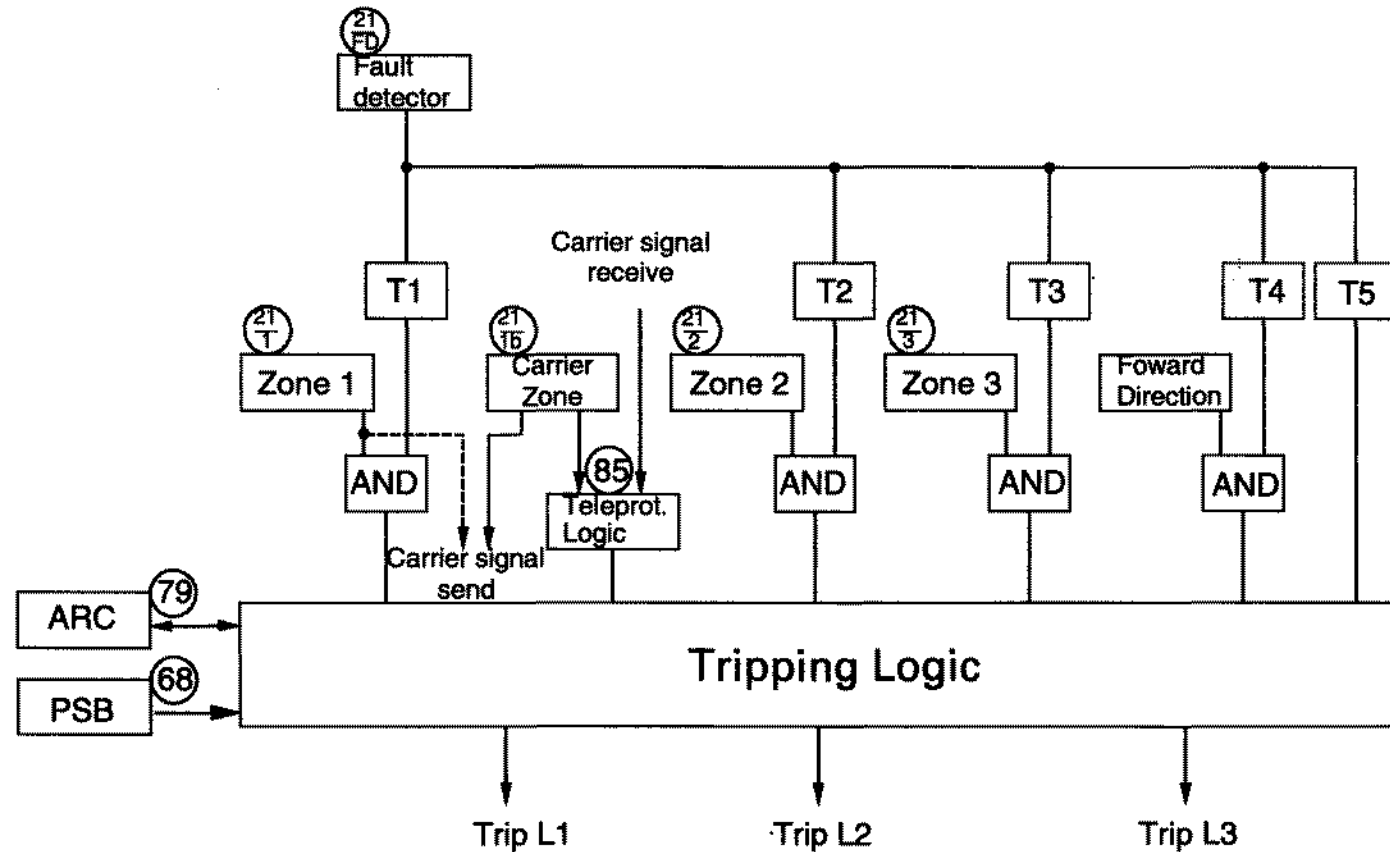
Distance Protection with Zone Dedicated Time Control („Zone Packaged“ Design)

7SA522



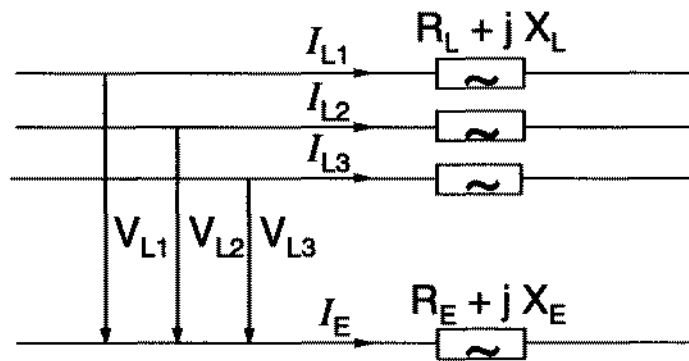
Distance Relay, Fault Detector Controlled Timing and Tripping Logic

75A513



Distance Measurement

Fault Loop Equations



Phase-to-Ground Loop:

$$\underline{V}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot (R_L + jX_L) - \underline{I}_E \cdot (R_E + jX_E)$$

$$\underline{V}_{L1} = R_L \left(\underline{I}_{L1} - \frac{R_E}{R_L} \cdot \underline{I}_E \right) + jX_L \left(\underline{I}_{L1} - \frac{X_E}{X_L} \cdot \underline{I}_E \right)$$

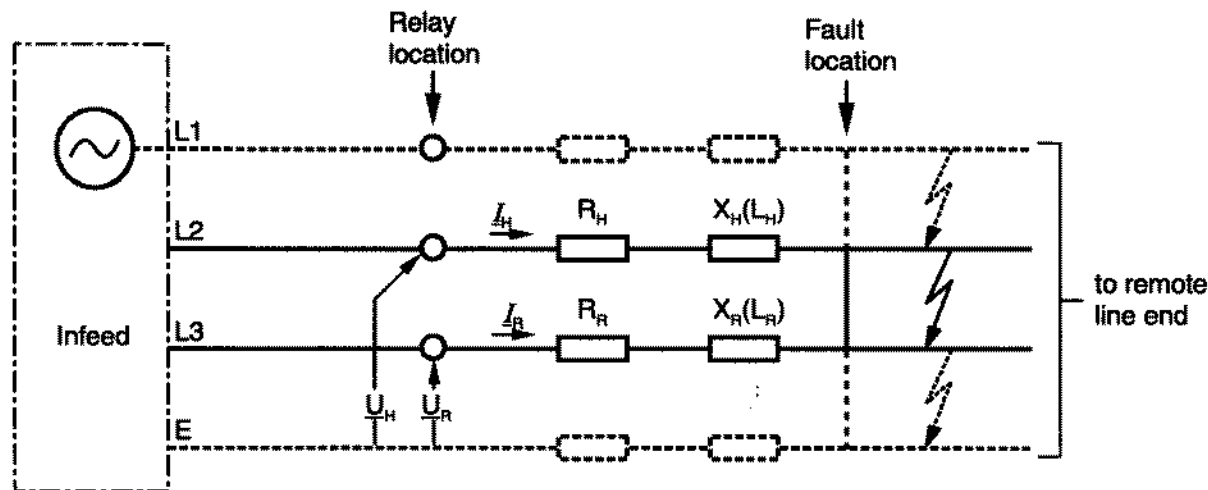
$\underline{I}_{L1}, \underline{I}_E$ measured currents
 $\underline{V}_{L1}$ measured voltage

Phase-to-Phase Loop:

$$\underline{V}_{L1-L2} = (R_L + jX_L) (\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2})$$

$(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2})$ measured current
 $\underline{V}_{L1-L2}$ measured voltage

Numerical Impedance Calculation, Ph-Ph-Loop

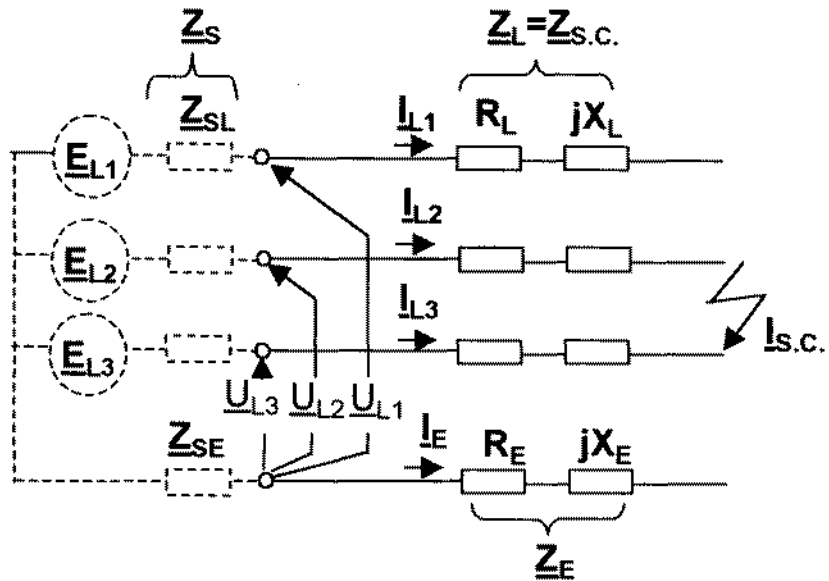


$$Z_{L2-L3} = \frac{\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}}{\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}}$$

$$R_{L2-L3} = \operatorname{Re} \left\{ \frac{\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}}{\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}} \right\} = \frac{U_{L2-L3} [I_{L2} \cdot \sin(\varphi_{UL2-L3} - \varphi_{IL2}) - I_{L3} \cdot \sin(\varphi_{UL2-L3} - \varphi_{IL3})]}{I_{L2}^2 - 2 \cdot I_{L2} \cdot I_{L3} \cdot \cos(\varphi_{IL2} - \varphi_{IL3}) + I_{L3}^2}$$

$$X_{L2-L3} = \operatorname{Im} \left\{ \frac{\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}}{\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}} \right\} = \frac{U_{L2-L3} [I_{L2} \cdot \cos(\varphi_{UL2-L3} - \varphi_{IL2}) - I_{L3} \cdot \cos(\varphi_{UL2-L3} - \varphi_{IL3})]}{I_{L2}^2 - 2 \cdot I_{L2} \cdot I_{L3} \cdot \cos(\varphi_{IL2} - \varphi_{IL3}) + I_{L3}^2}$$

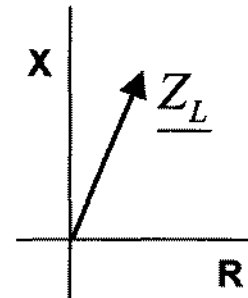
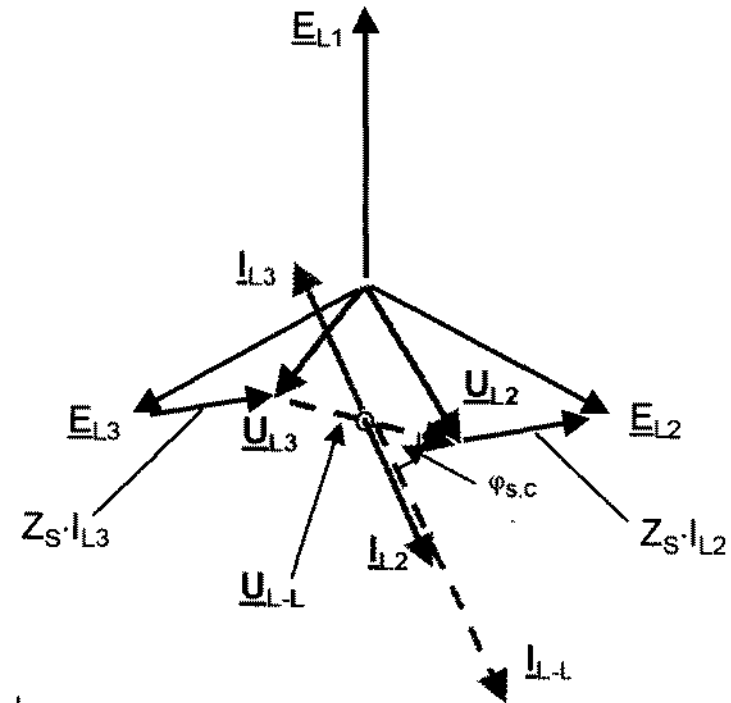
Impedance measurement, Phase-to-phase fault



$$\underline{U}_{L-L} = \underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3} = \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_L - \underline{I}_{L3} \cdot \underline{Z}_L = 2 \cdot \underline{I}_{S.C.} \cdot \underline{Z}_L$$

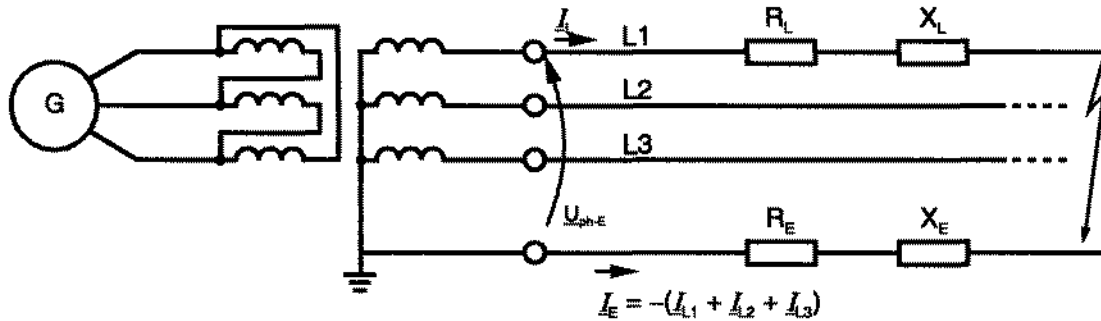
$$\underline{I}_{L-L} = \underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3} = 2 \cdot \underline{I}_{S.C.}$$

$$\underline{Z}_{L2-L3} = \frac{\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}}{\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}} = \frac{\underline{U}_{L-L}}{\underline{I}_{L-L}} = \frac{2 \cdot \underline{I}_{S.C.} \cdot \underline{Z}_L}{2 \cdot \underline{I}_{S.C.}} = \underline{Z}_L$$



The impedance diagram is generally drawn on basis of single line impedances (positive sequence impedances).

Numerical Impedance Calculation, Ph-E-Loop



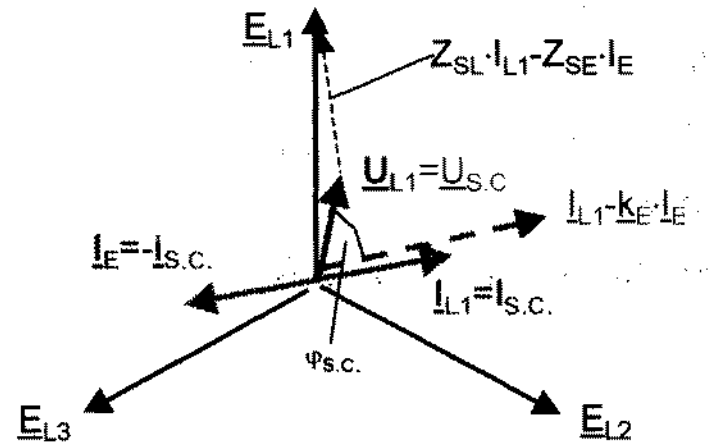
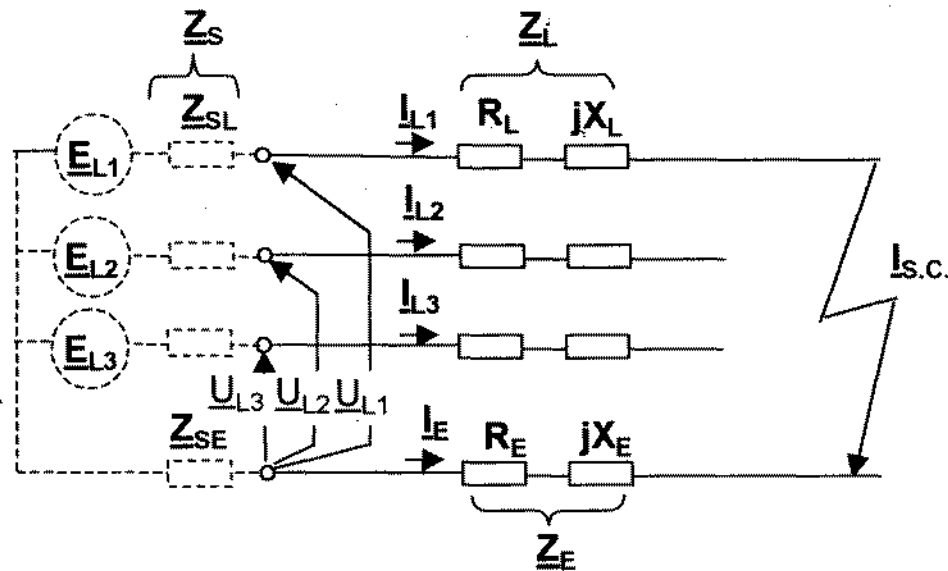
$$\underline{Z}_{Ph-E} = \frac{\underline{U}_{Ph-E}}{\underline{I}_{Ph} - \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_{OL} - \underline{Z}_L}{3 \cdot \underline{Z}_L}$$

$$X_{Ph-E} = \text{Im}[\underline{Z}_{Ph-E}] = \frac{U_{Ph-E}}{I_L} \cdot \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_L} \cdot \frac{R_E}{R_L} \cdot \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E}{X_L} + \frac{R_E}{R_L} \right) \cdot \frac{I_E}{I_L} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{X_E}{X_L} \cdot \left(\frac{I_E}{I_L} \right)^2}$$

$$R_{Ph-E} = \text{Re}[\underline{Z}_{Ph-E}] = \frac{U_{Ph-E}}{I_L} \cdot \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E}{I_L} \cdot \frac{X_E}{X_L} \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E}{X_L} + \frac{R_E}{R_L} \right) \cdot \frac{I_E}{I_L} \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{X_E}{X_L} \cdot \left(\frac{I_E}{I_L} \right)^2}$$

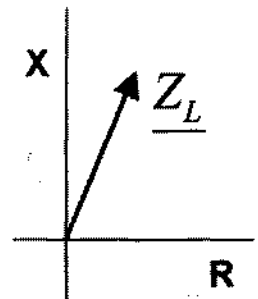
Impedance measurement, Phase-to-Earth fault



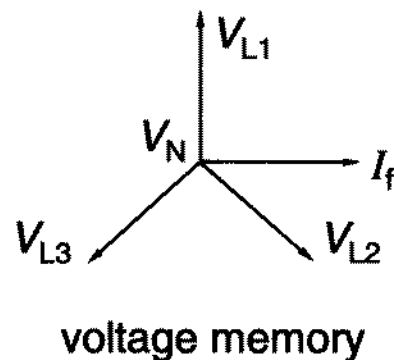
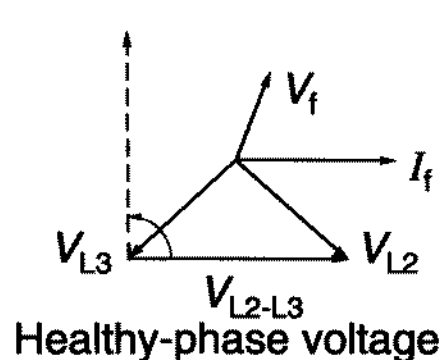
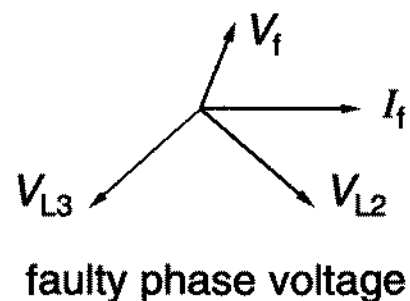
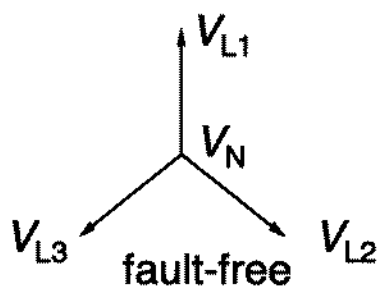
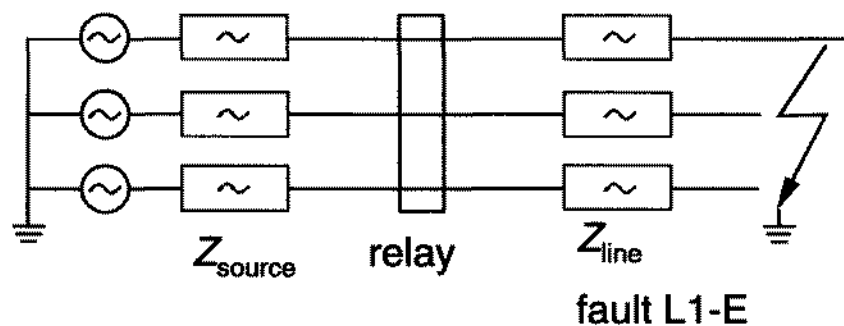
$$\underline{U}_{\text{Relais}} = \underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_L - \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E = \underline{Z}_L \cdot \left(\underline{I}_{L1} - \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} \cdot \underline{I}_E \right)$$

$$\underline{I}_{\text{Relais}} = \underline{I}_{L1} - k_{E\text{-Relais}} \cdot \underline{I}_E$$

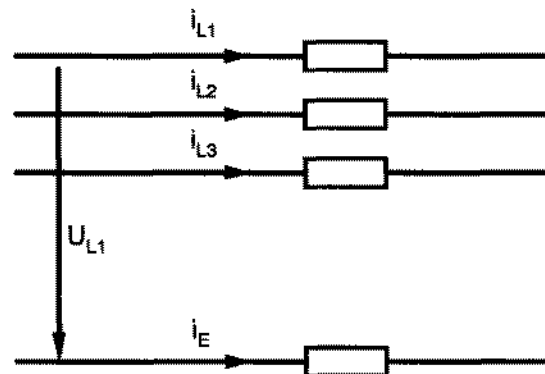
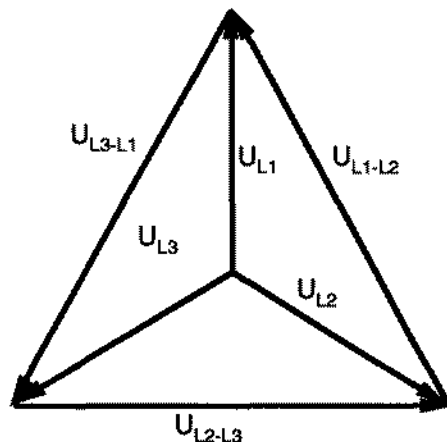
$$\underline{Z}_{L1} = \frac{\underline{U}_{\text{Relais}}}{\underline{I}_{\text{Relais}}} = \underline{Z}_L \cdot \frac{\underline{I}_{L1} - \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} \cdot \underline{I}_E}{\underline{I}_{L1} - k_{E\text{-Relais}} \cdot \underline{I}_E} = \underline{Z}_L \text{ if } k_{E\text{-Relais}} = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} = \left| \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} \right| \cdot e^{j\varphi_E}$$



Directional Measurement, Alternatives for the Polarizing Voltage



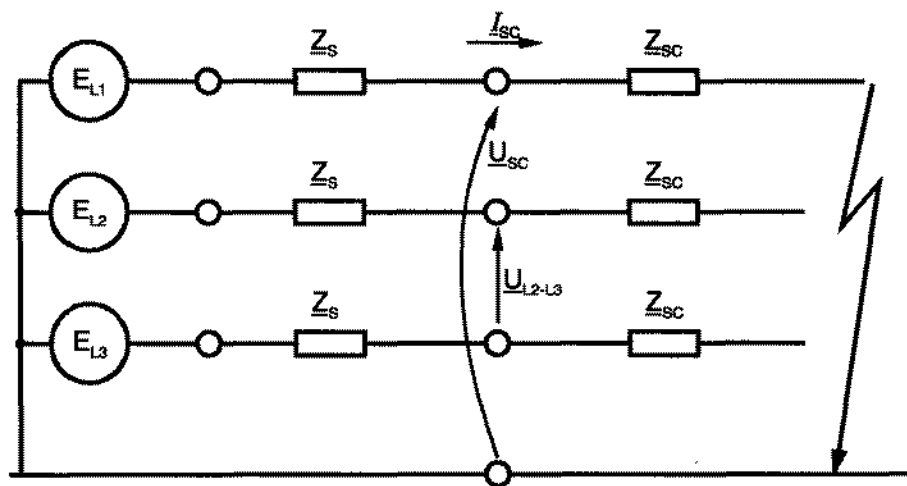
Directional Measurement, with Healthy-Phase Voltages



Measuring quantities for directional determination

fault loop	currents	voltages
L1 - E	$i_{L1} - k_0 i_E$	U_{L2-L3}
L2 - E	$i_{L2} - k_0 i_E$	U_{L3-L1}
L3 - E	$i_{L3} - k_0 i_E$	U_{L1-L2}
L1 - L2	$i_{L1} - i_{L2}$	$U_{L2-L3} - U_{L3-L1}$
L2 - L3	$i_{L2} - i_{L3}$	$U_{L3-L1} - U_{L1-L2}$
L3 - L1	$i_{L3} - i_{L1}$	$U_{L1-L2} - U_{L2-L3}$

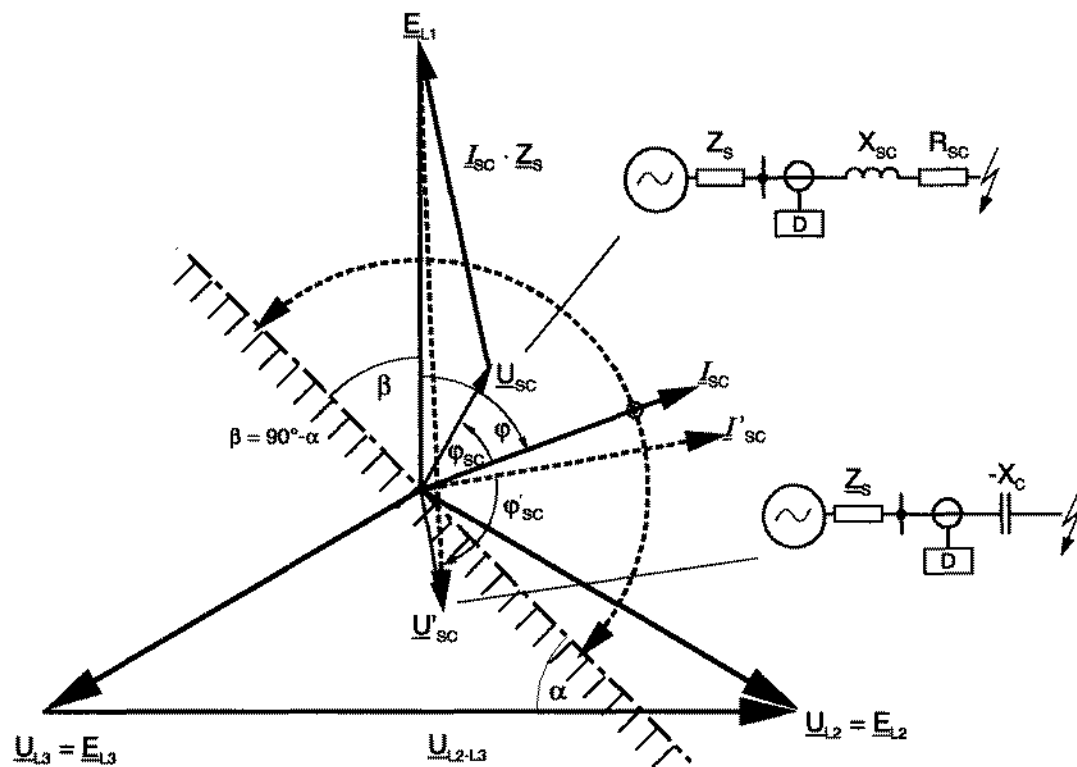
Directional Determination with Healthy Phase Loop Voltages (Cross-polarisation)



$$E_{L1} = U_{SC} + Z_S \cdot I_{SC}$$

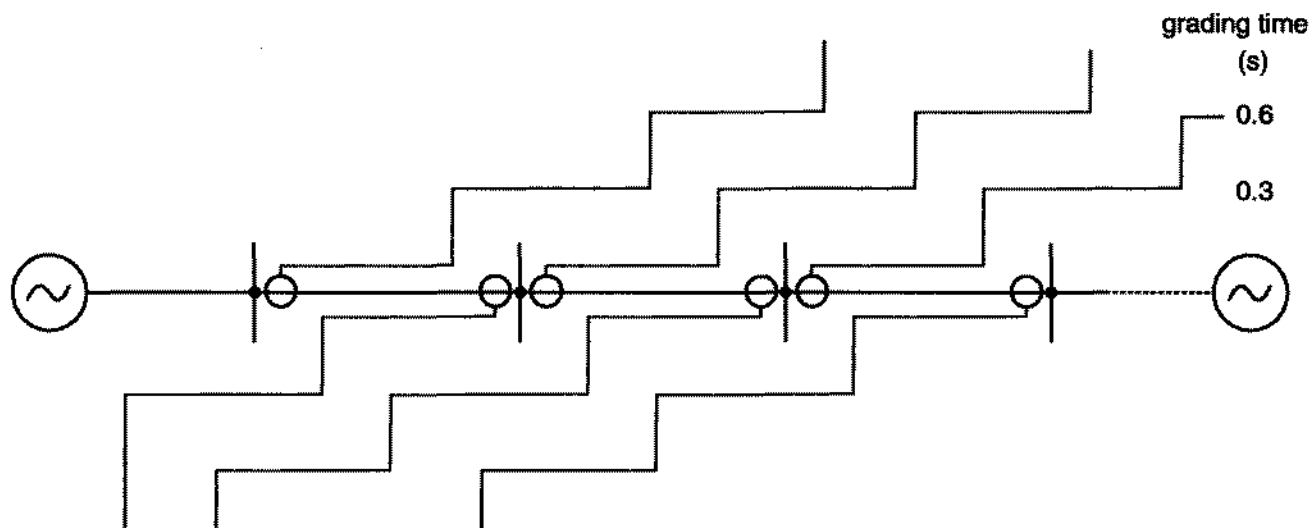
$$U_{L2-L3} = E_{L2-L3} = E_{L1} \cdot \sqrt{3} \cdot e^{-j90^\circ}$$

equivalent circuit



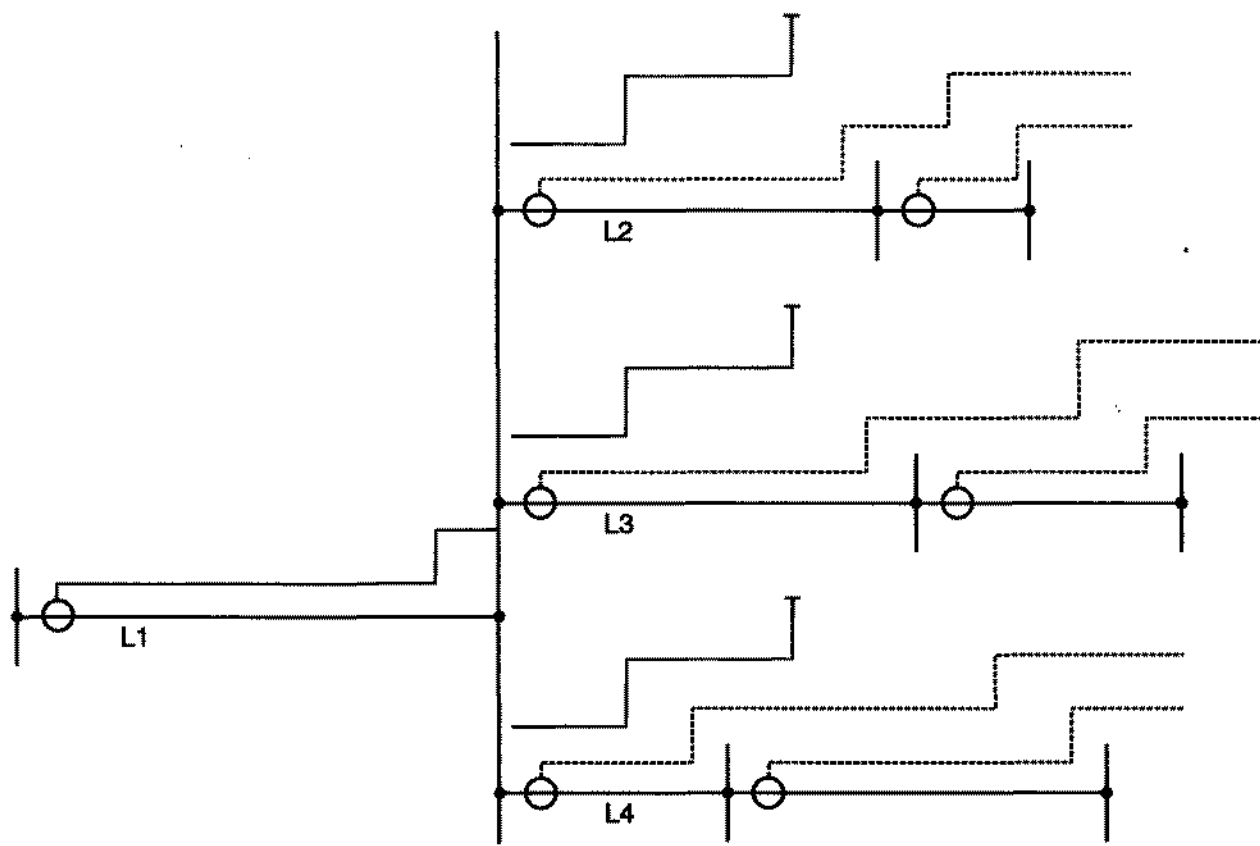
voltage diagram

Grading of Distance Zones, Line with double Infeed

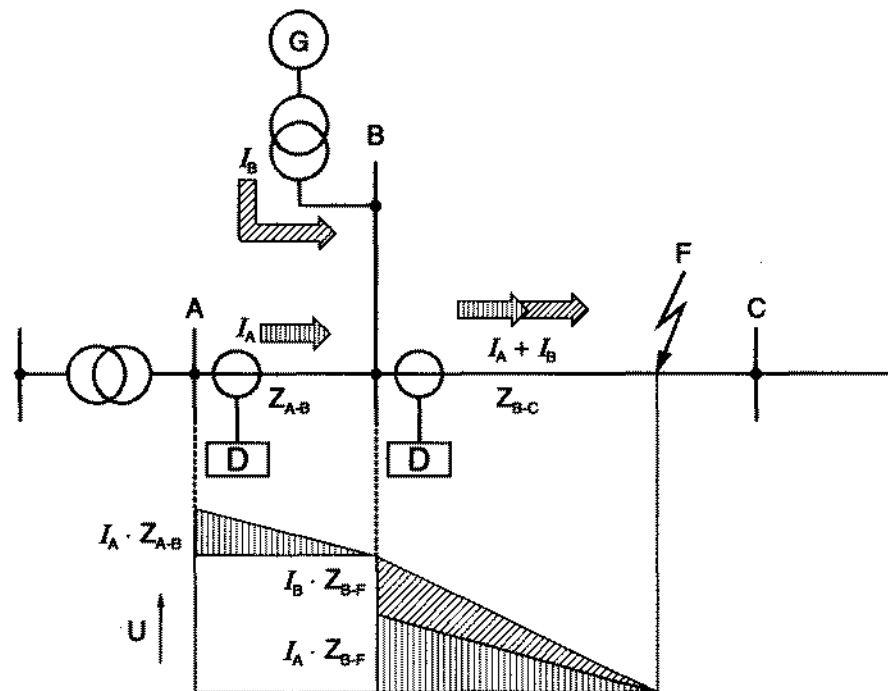


Ring feeder with grading against opposite end

Grading in a branched Radial System



Effect of the Intermediate Infeeds on Distance Measurement

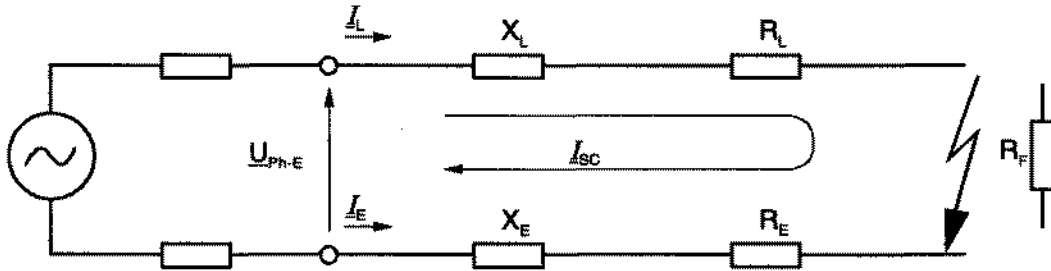


$$\begin{aligned}\underline{U}_A &= I_A \cdot Z_{AB} + (I_A + I_B) \cdot Z_{BF} \\ &= I_A (Z_{AB} + Z_{BF}) + I_B \cdot Z_{BF}\end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{\text{relay}} = \frac{\underline{U}_A}{I_A} = Z_{AB} + Z_{BF} + \underbrace{\frac{I_B}{I_A} \cdot Z_{BF}}_{\Delta Z \text{ (measuring error)}}$$

ΔZ (measuring error)

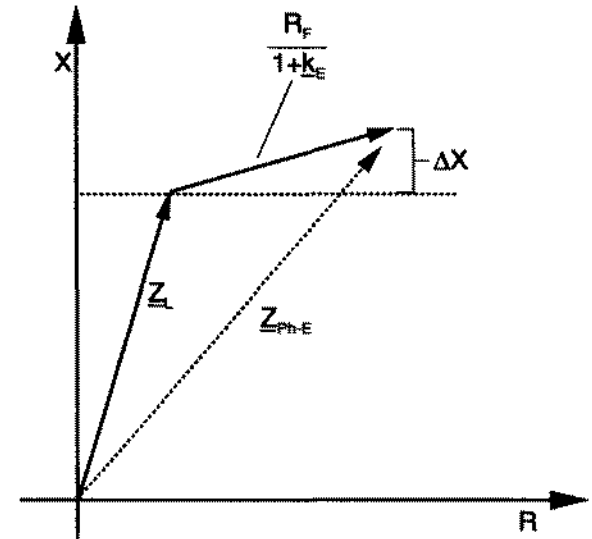
Distance Measurement (Ph-E-Loop), Impact of Fault Resistance



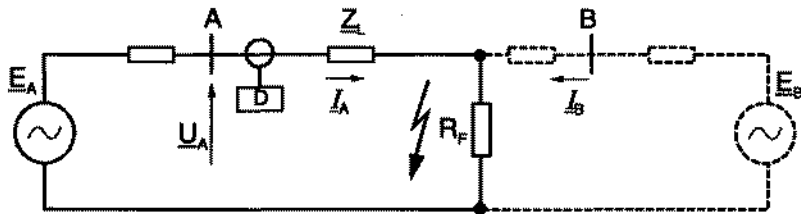
$$\underline{U}_{Ph-E} = \underline{I}_L (\underline{Z}_L + \underline{Z}_E) + R_F \cdot \underline{I}_L$$

$$\underline{Z}_{Ph-E} = \frac{\underline{U}_{Ph-E}}{I_{Ph} + k_E \cdot \underline{I}_E} = \underline{Z}_L \cdot \frac{1 + \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L}}{1 + k_E} + \frac{R_F}{1 + k_E}$$

$$\text{if } k_E \text{ set to } \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L}, \text{ then } \underline{Z}_{Ph-E} = \underline{Z}_L + \frac{R_F}{1 + \frac{\underline{Z}_F}{\underline{Z}_L}} = \underline{Z}_L + \frac{R_F}{1 + \left| \frac{\underline{Z}_F}{\underline{Z}_L} \right| \cdot e^{j(\varphi_F - \varphi_L)}}$$



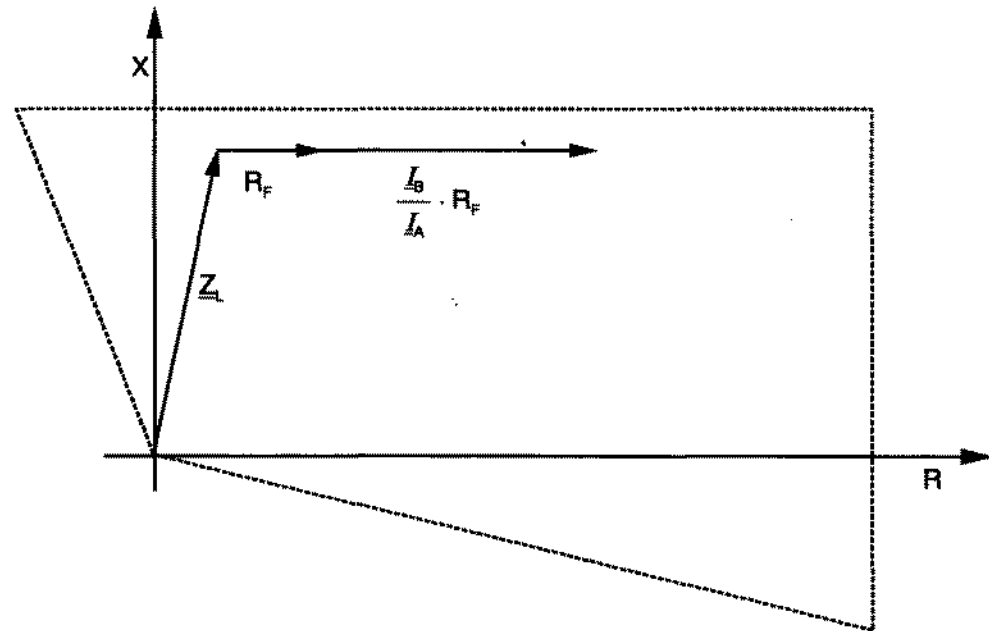
Distance Measurement, Impact of remote Infeed on Appearing Fault Resistance



$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot \underline{Z}_L + (\underline{I}_A + \underline{I}_B) \cdot R_F$$

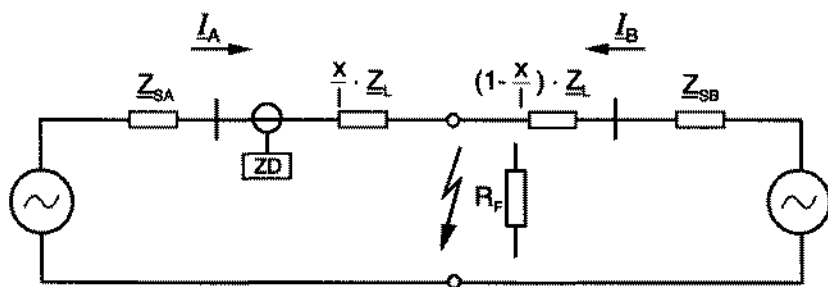
$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot (\underline{Z}_L + R_F) + \underline{I}_B \cdot R_F$$

$$\underline{Z}_A = \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A} = \underline{Z}_L + R_F + \frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_A} \cdot R_F$$



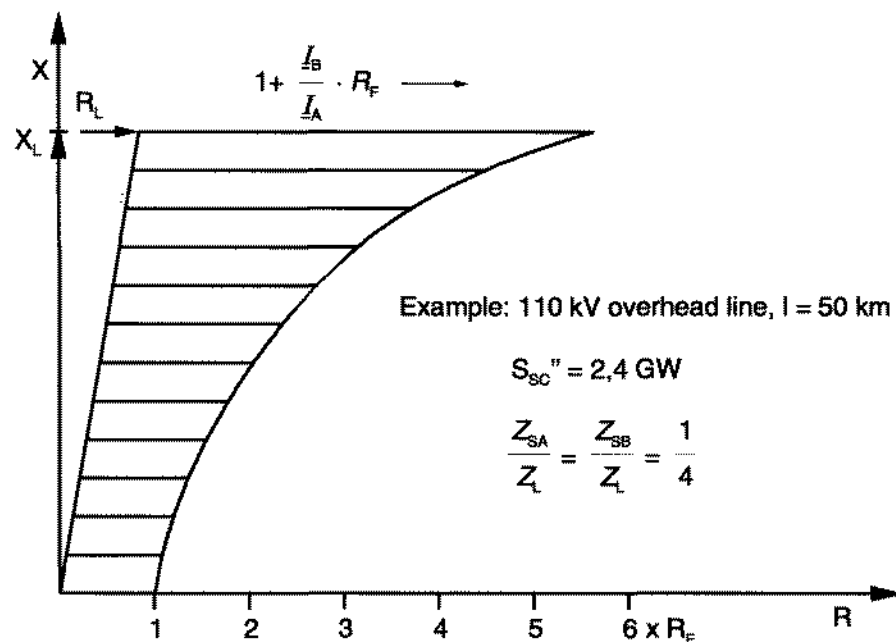
Apparent fault Resistance Dependent on Fault Location

(influence of the resistance R_F on the short-circuit current neglected)

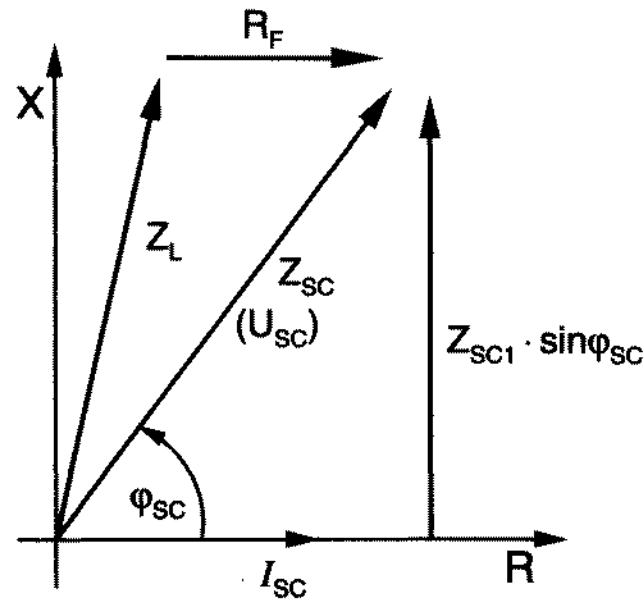
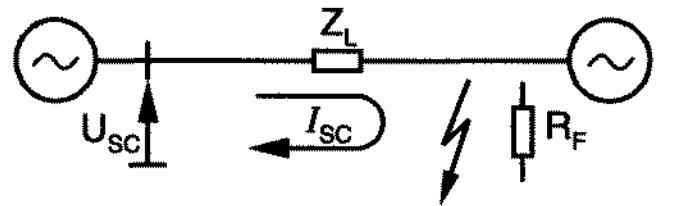


$$\frac{I_B}{I_A} = \frac{\frac{\underline{Z}_{SA}}{\underline{Z}_L} + \frac{x}{l}}{\frac{\underline{Z}_{SB}}{\underline{Z}_L} + 1 - \frac{x}{l}}$$

$$\underline{Z}_D = x \cdot \underline{Z}_L + \frac{I_B}{I_A} \cdot R_F$$

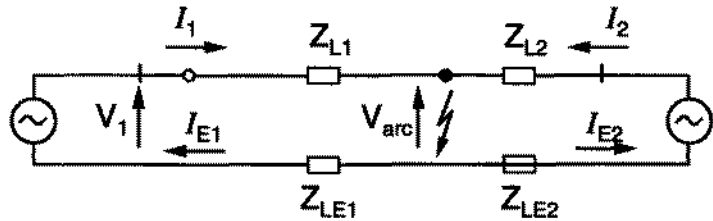


Distance to Fault Measurement with Arc Compensation



$$L_{sc} \text{ prop } X_{sc} = \frac{\hat{U}_{sc}}{\hat{I}_{sc}} \cdot \sin \varphi_{sc} = Z_{sc} \cdot \sin \varphi_{sc}$$

Impact of Arc Resistance on Distance Measurement (Ph-E-Fault)

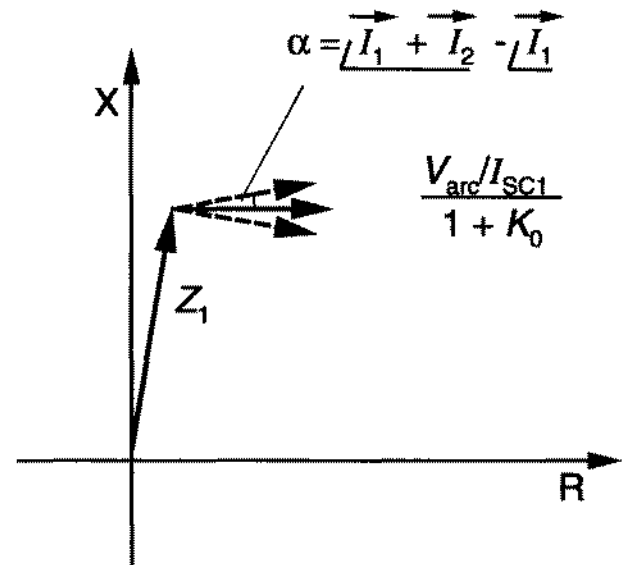


$$Z_{Rel} = Z_{L1} + \frac{V_{arc}}{(1 + K_0) \cdot I_{SC1}}$$

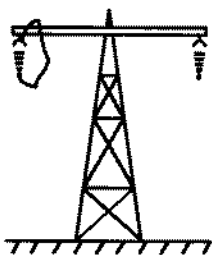
$$V_1 = I_1 \cdot Z_{L1} + I_{E1} \cdot Z_{E1} + V_{arc}$$

$$Z_{Rel} = \frac{V_1}{I_1 + K_0 \cdot I_{E1}} = \frac{I_1 \cdot Z_{L1} + I_{E1} \cdot Z_{E1}}{I_1 + K_0 \cdot I_{E1}} + \frac{V_{arc}}{I_1 + K_0 \cdot I_{E1}}$$

$$\text{For : } I_1 = I_{E1} = I_{S.C.1} \text{ and } K_0 = \frac{Z_{LE}}{Z_L} = \frac{Z_{L0} - Z_L}{3 \cdot Z_L}$$



Arc-tolerance of Distance Relays

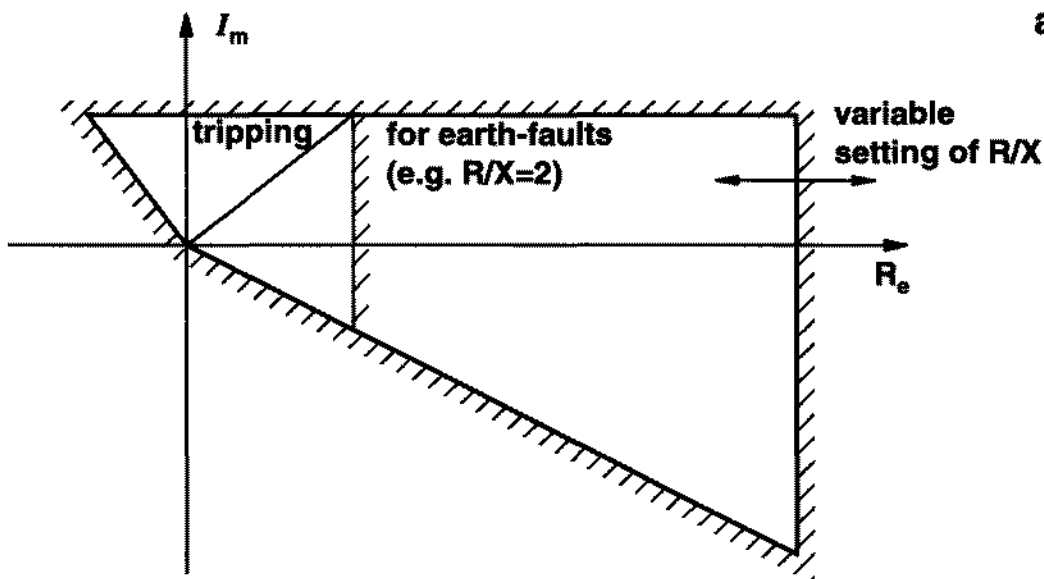


Worrington Formula:

$$R_A = \frac{28700}{I^{1.4}} \Omega/\text{m}$$

or more practical:
arc-voltage 25 V/cm

$$R_A = \frac{25 \text{ V/cm} \cdot d}{I_F} \Omega$$

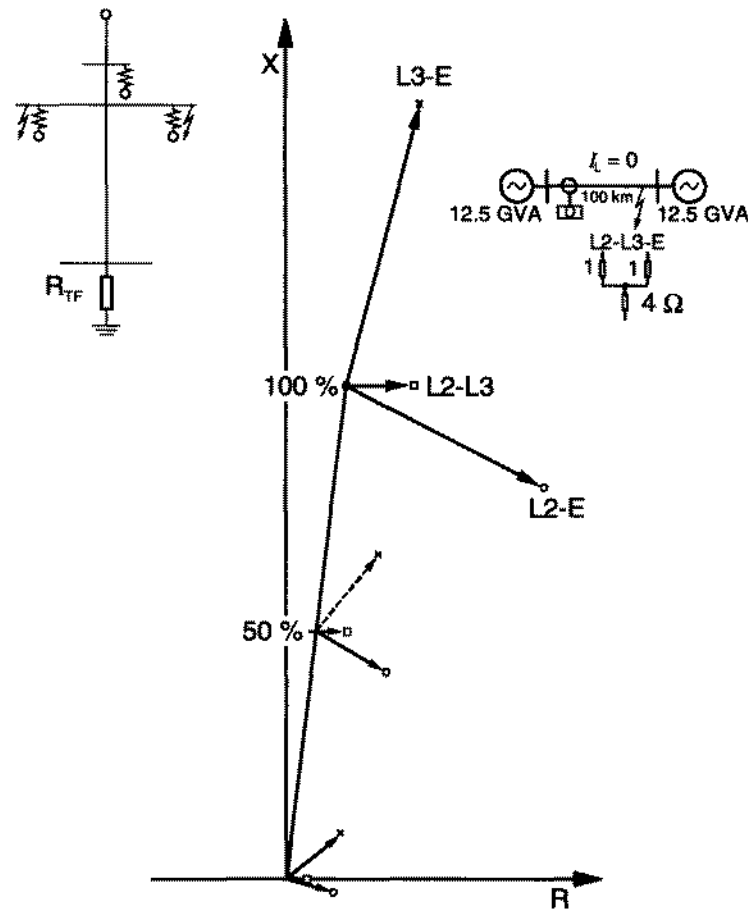


Tripping characteristic
(shown for $R/X = 1$ and $R/X > 1$)

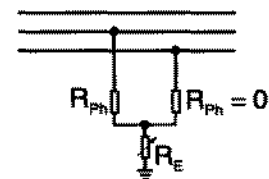
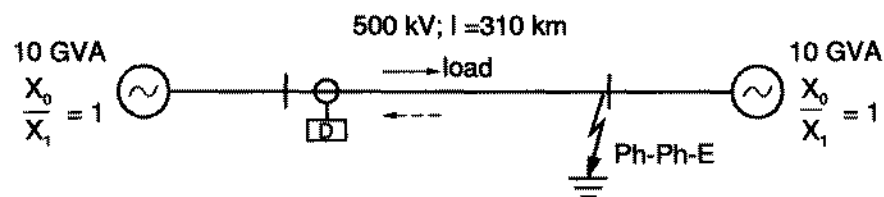
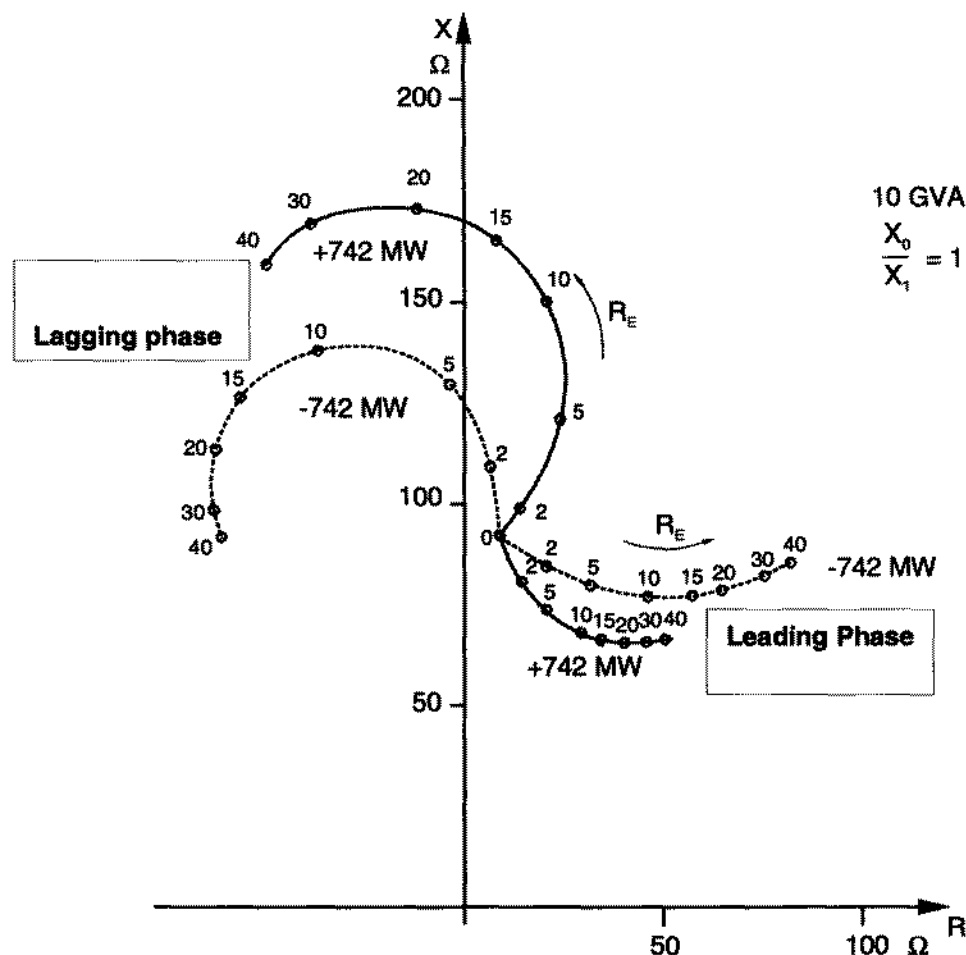
distances conductor to earth

d =	400 cm	(110 kV)
d =	600 cm	(220 kV)
d =	940 cm	(400 kV)

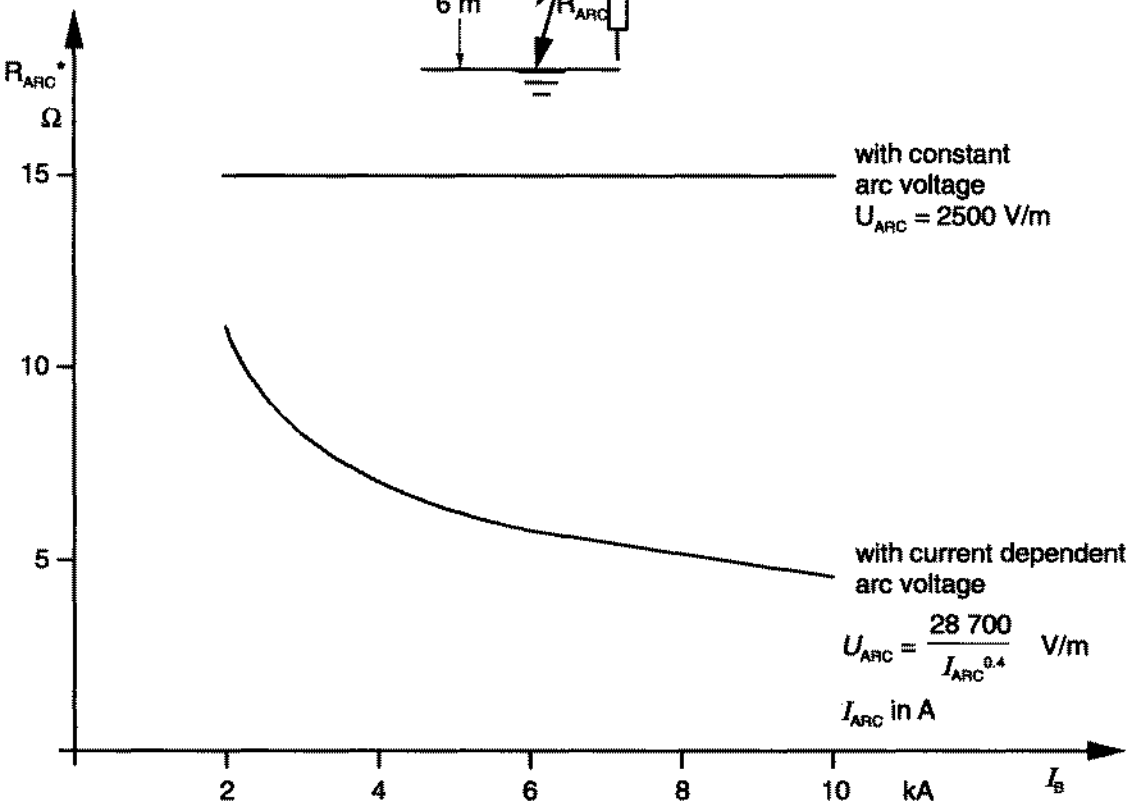
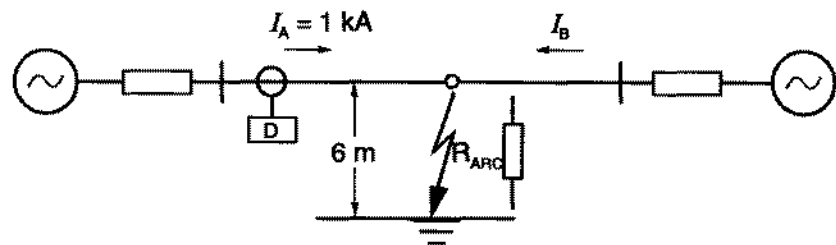
Ph-PH-E Short-circuit with Fault Resistances at the Fault Location. Measured Loop Impedances Depending on the Fault Location



Loop Impedances during Ph-Ph-E Short-circuit, Impact of Fault Resistance and Load Transfer Conditions

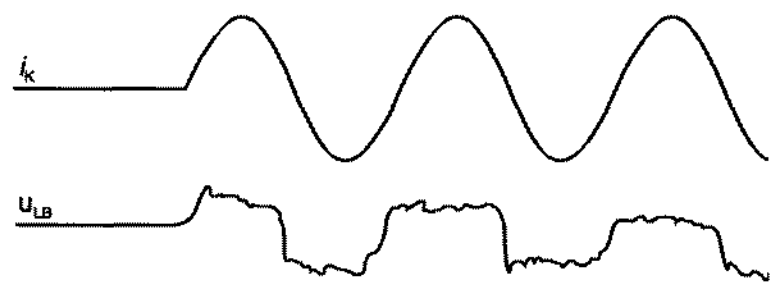


Effective Arc-resistance “seen” by the Distance Relay with Double-sided Infeed (Example)

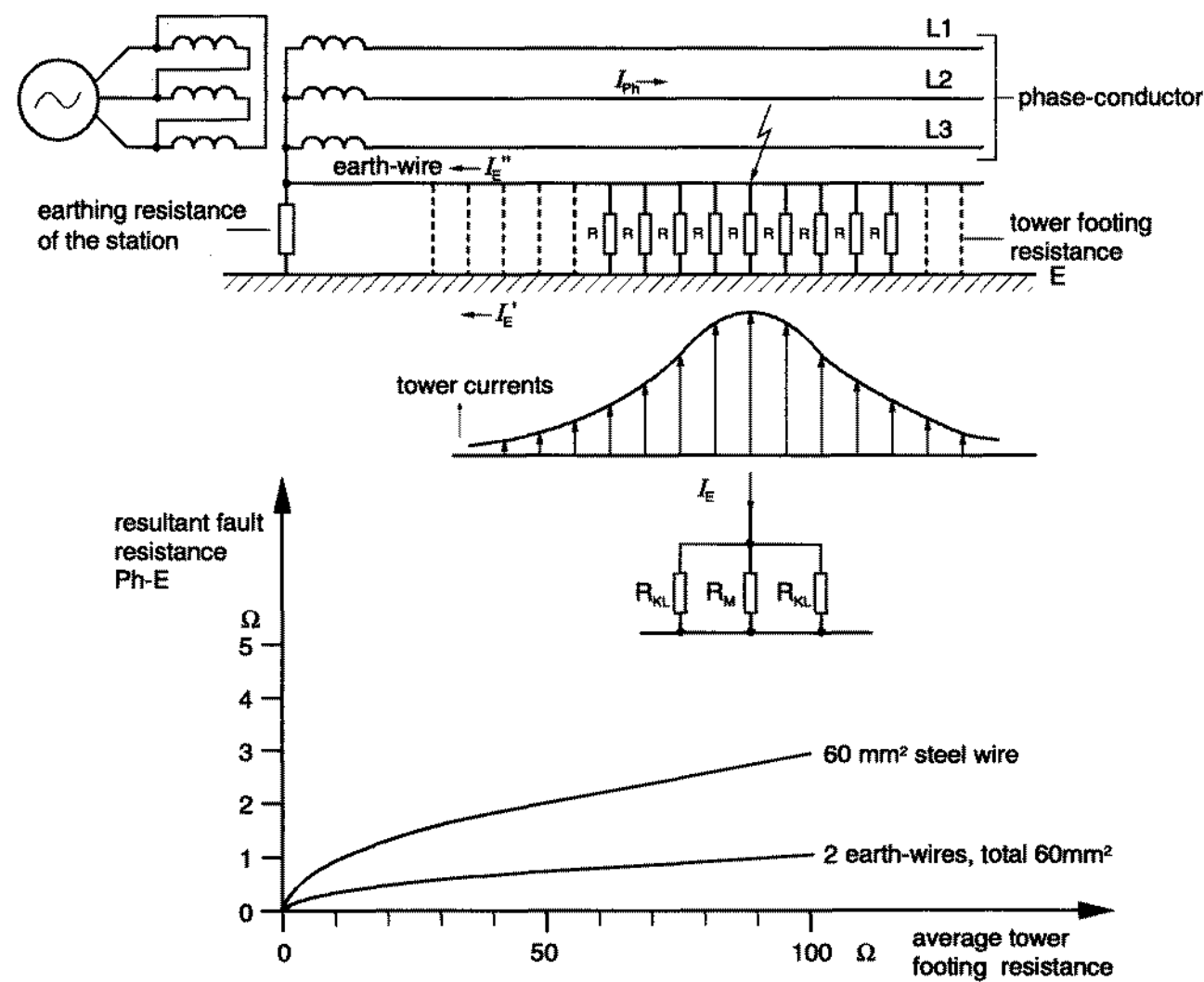


$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot \underline{Z}_L + \underline{U}_{ARC}$$

$$\underline{Z}_A = \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A} = \underline{Z}_L + \frac{\underline{U}_{ARC}}{\underline{I}_A}$$

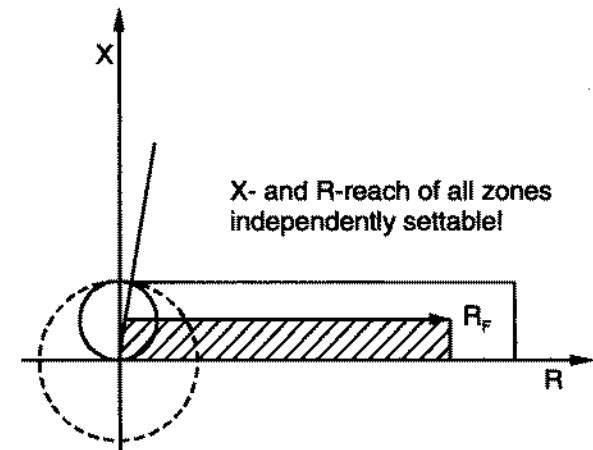


Impact of OH-groundwires on Appearing Fault Resistance

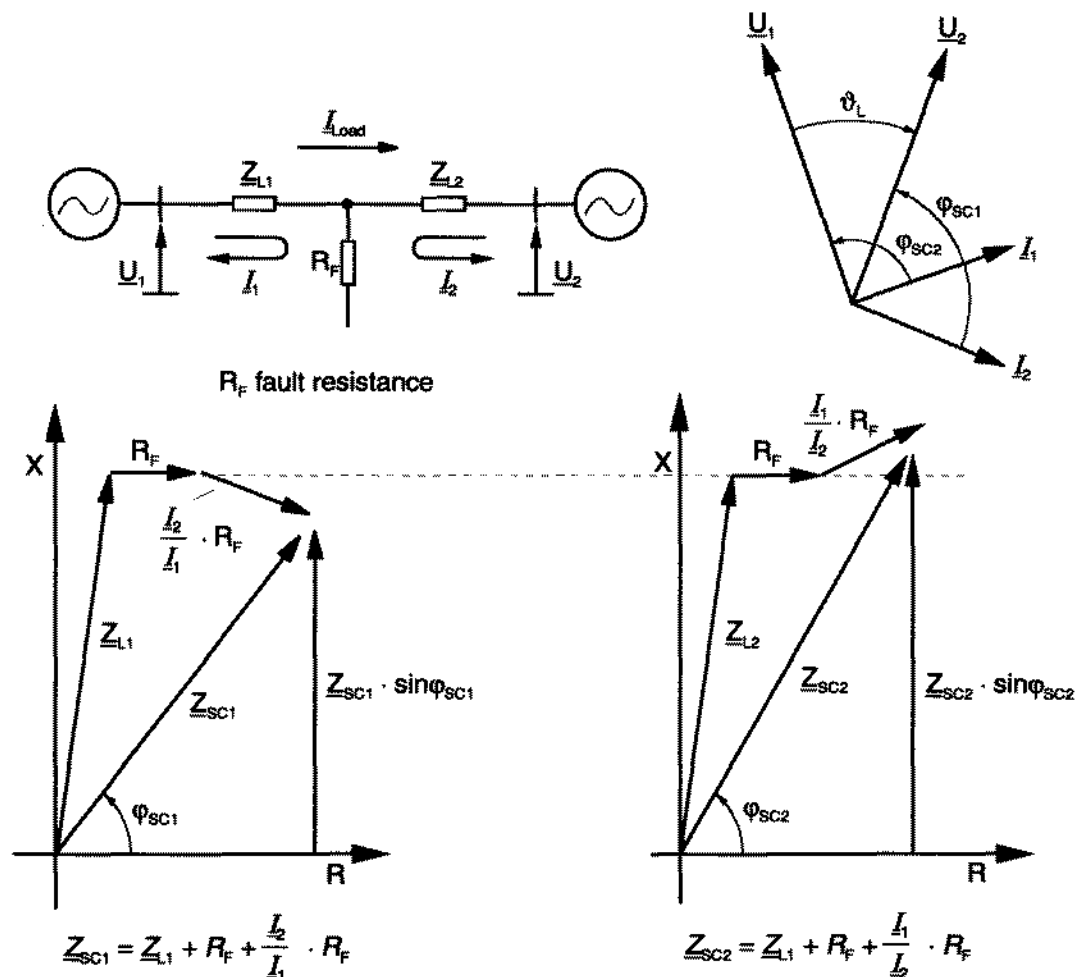


Shaped Quadrilateral Characteristic Application Benefits

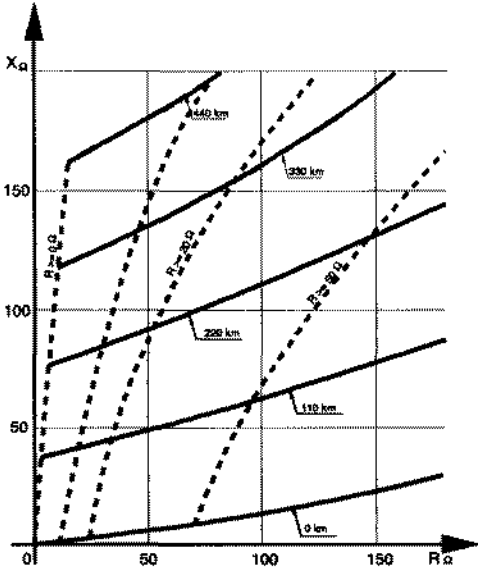
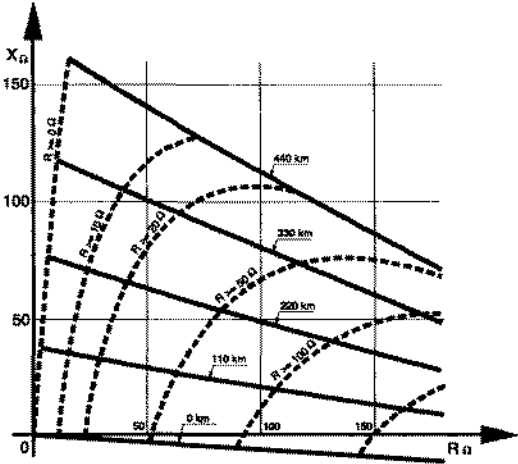
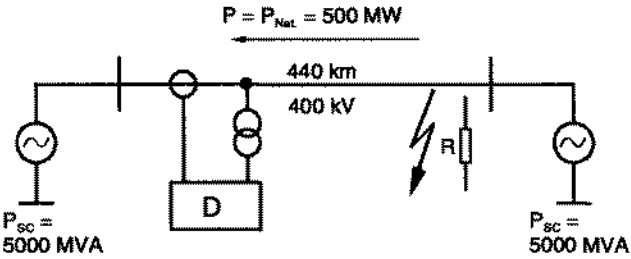
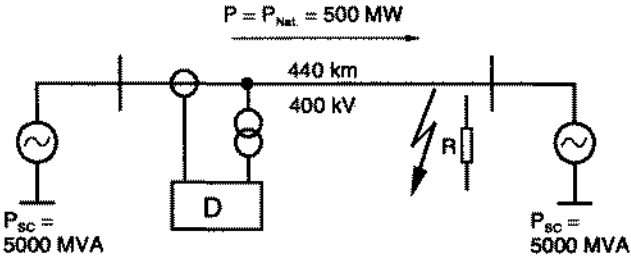
- **High fault resistance coverage even with shortest lines**



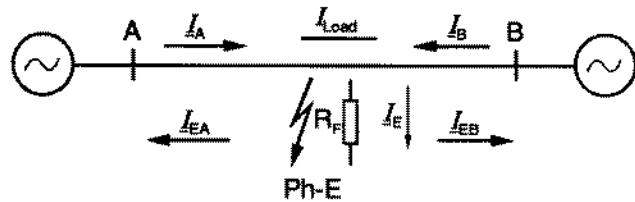
Influence of Load Flow and Fault Resistance on Distance Measurement



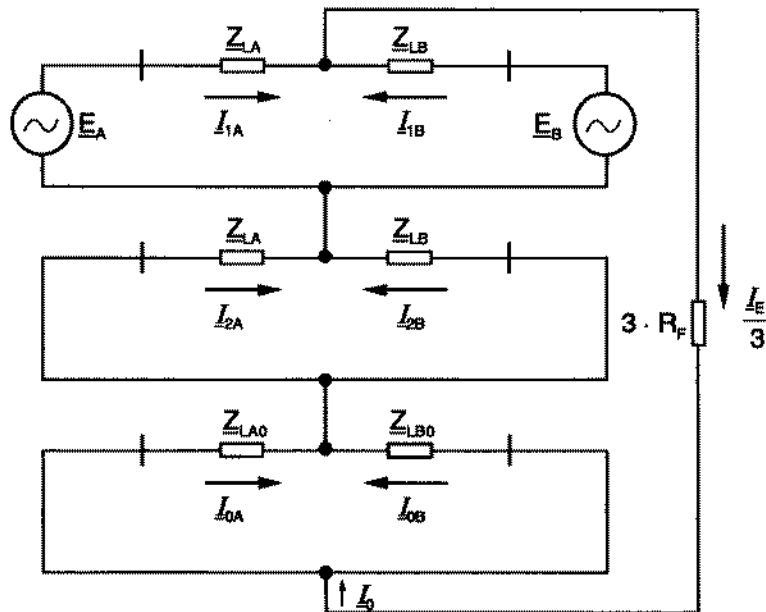
Distance Protection, Measuring Error due to Fault Resistance under Load Flow Conditions



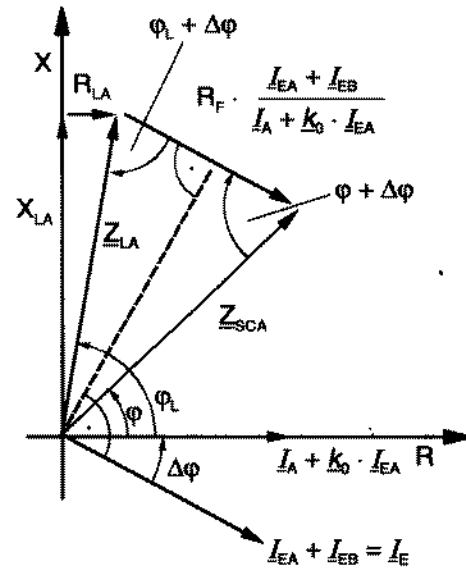
Distance Measurement with fault Resistance, Correction of the Load Transfer Impact



system configuration



symmetrical component representation



$$Z_{SCA} = \frac{U_{Ph-E}}{(I_A + K_0 \cdot I_{EA})}$$

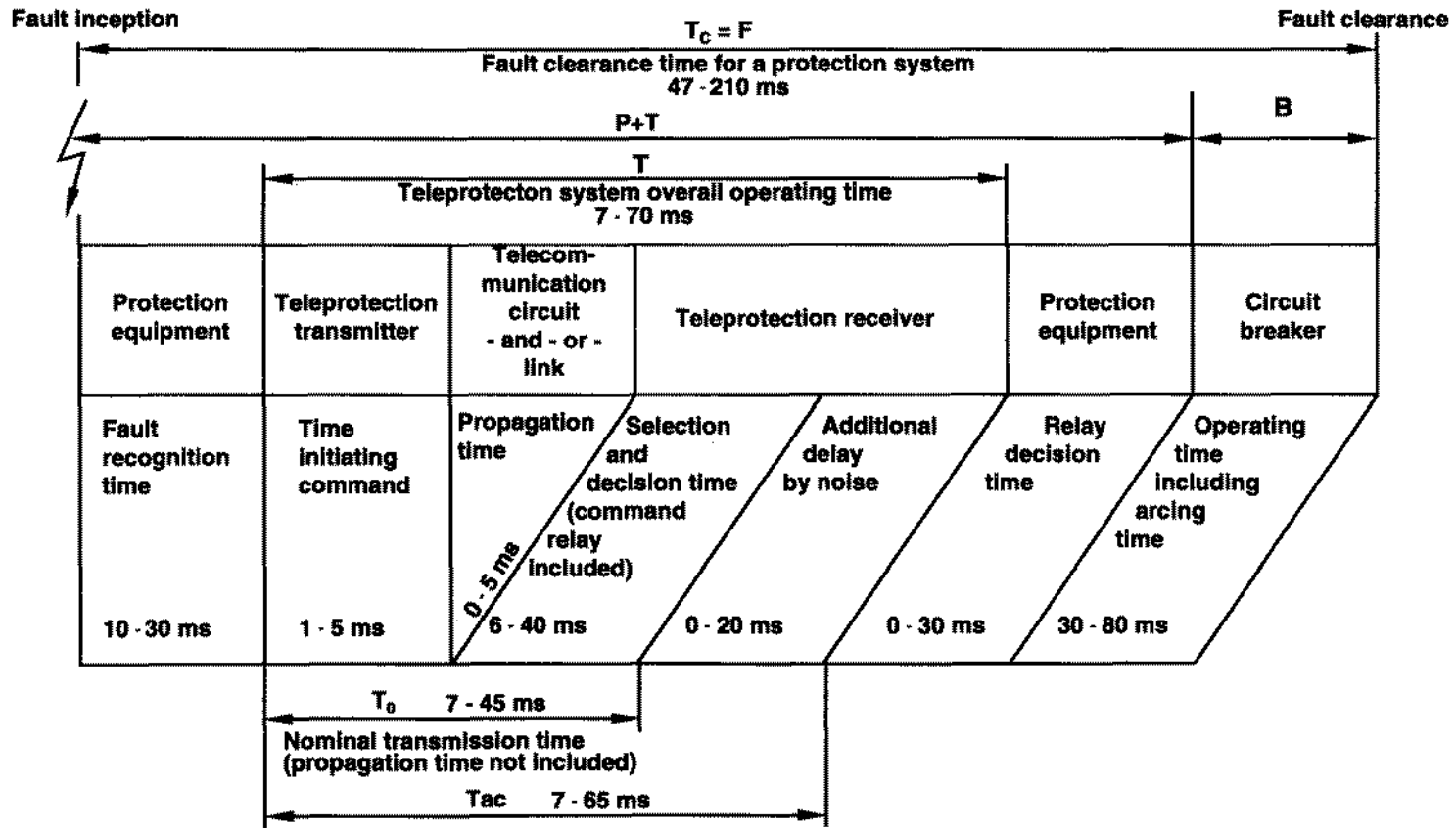
$$K_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{(Z_{L0} - Z_{L1})}{Z_{L1}}$$

$$X_{LA} = |Z_{SCA}| \frac{\sin(\varphi + \Delta\varphi)}{\sin(\varphi_L + \Delta\varphi)} \sin\varphi_L$$

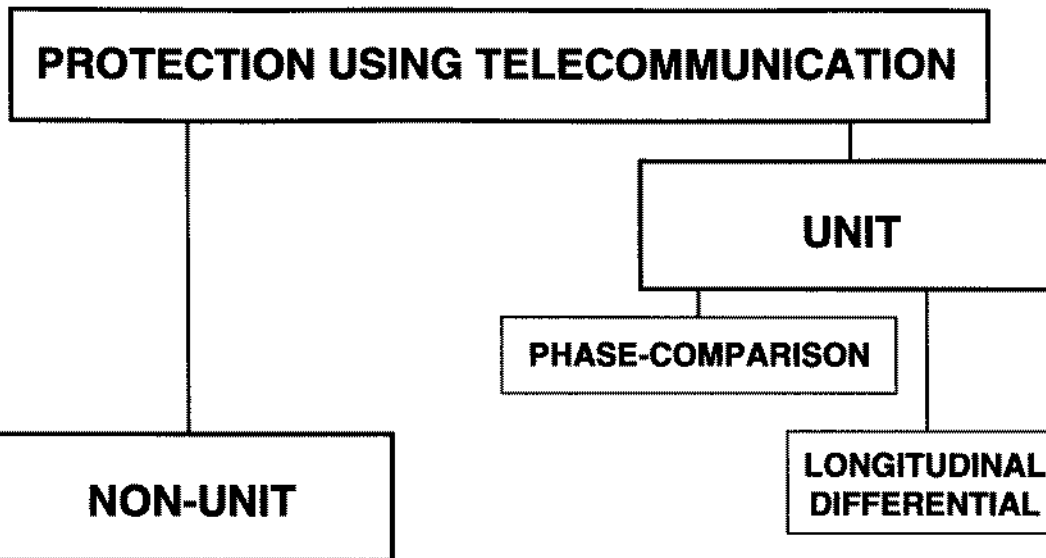
Teleprotection

Command Protection System using PLC

(Typical Operating Times)



Maximum actual transmission time under noisy conditions
for a defined dependability and signal - to - noise ratio
(propagation time not included)



MODE OF OPERATION	MEASURING PRINCIPLE
permissive underreach- intertripping underreach- accelerated underreach- permissive overreach- blocking overreach- unblocking overreach	-distance protection -directional overcurrent protection -directional residual current protection -directional travelling wave protection -directional superimposed component protection

All combinations are possible.

Example: -permissive underreach distance protection;
 -permissive underreach directional residual current protection;

Note: Protection in permissive overreach mode is sometimes called directional comparison

Signal Transmission Channels for Relaying

Power Line Carrier 30 -500 kHz (SSB)

- narrow band communication (4 kHz)
- up to 400 km
- for directional comparison signalling (YES/NO Signals)
- or phase comparison protection (PCP)

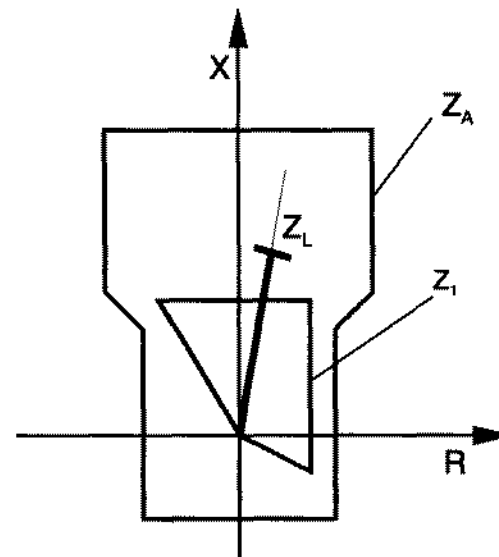
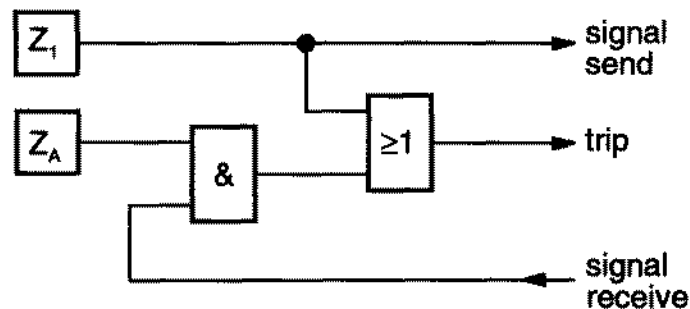
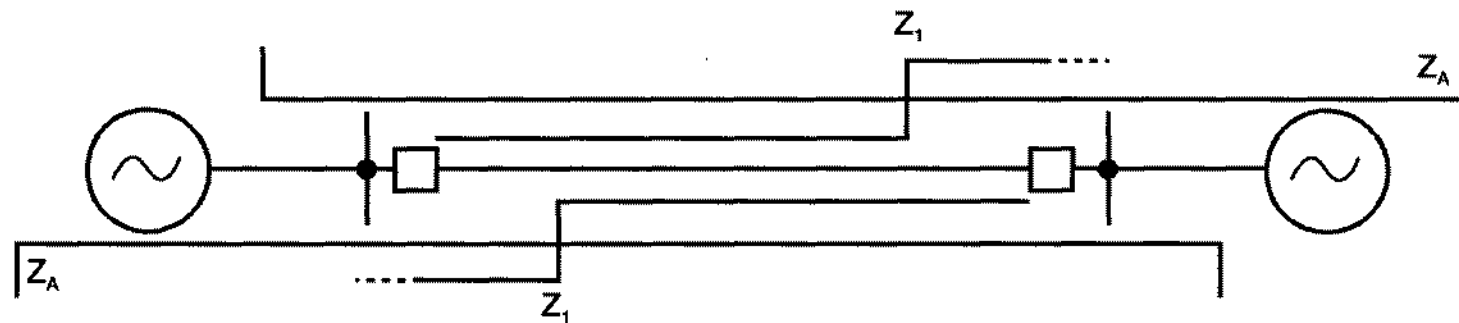
Microwave Channels 2 - 10 GHz

- wideband communication ($n \cdot 64$ kbit/s)
- digital signal transmission (PCM)
- up to about 50 km (sight connection)
- for directional comparison, phase comparison and differential protection

Optical fibres

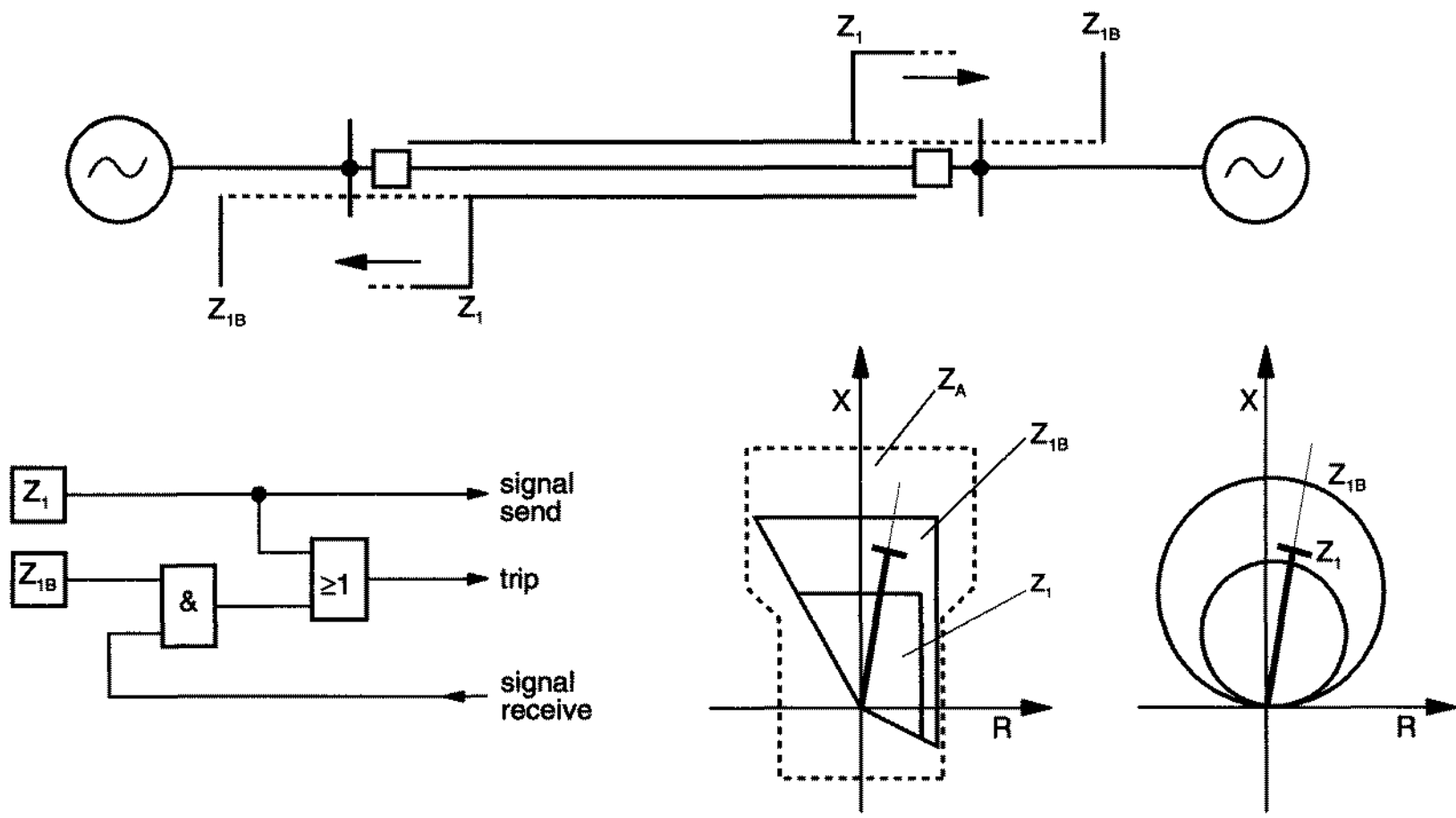
- wideband communication ($n \cdot 64$ kbit/s)
 - digital signal transmission (PCM)
 - up to about 150 km without repeater stations
 - noise proof
 - for directional comparison, and differential protection
-

Distance Protection with Communication, Permissive Under-reach with Fault Detection Zone

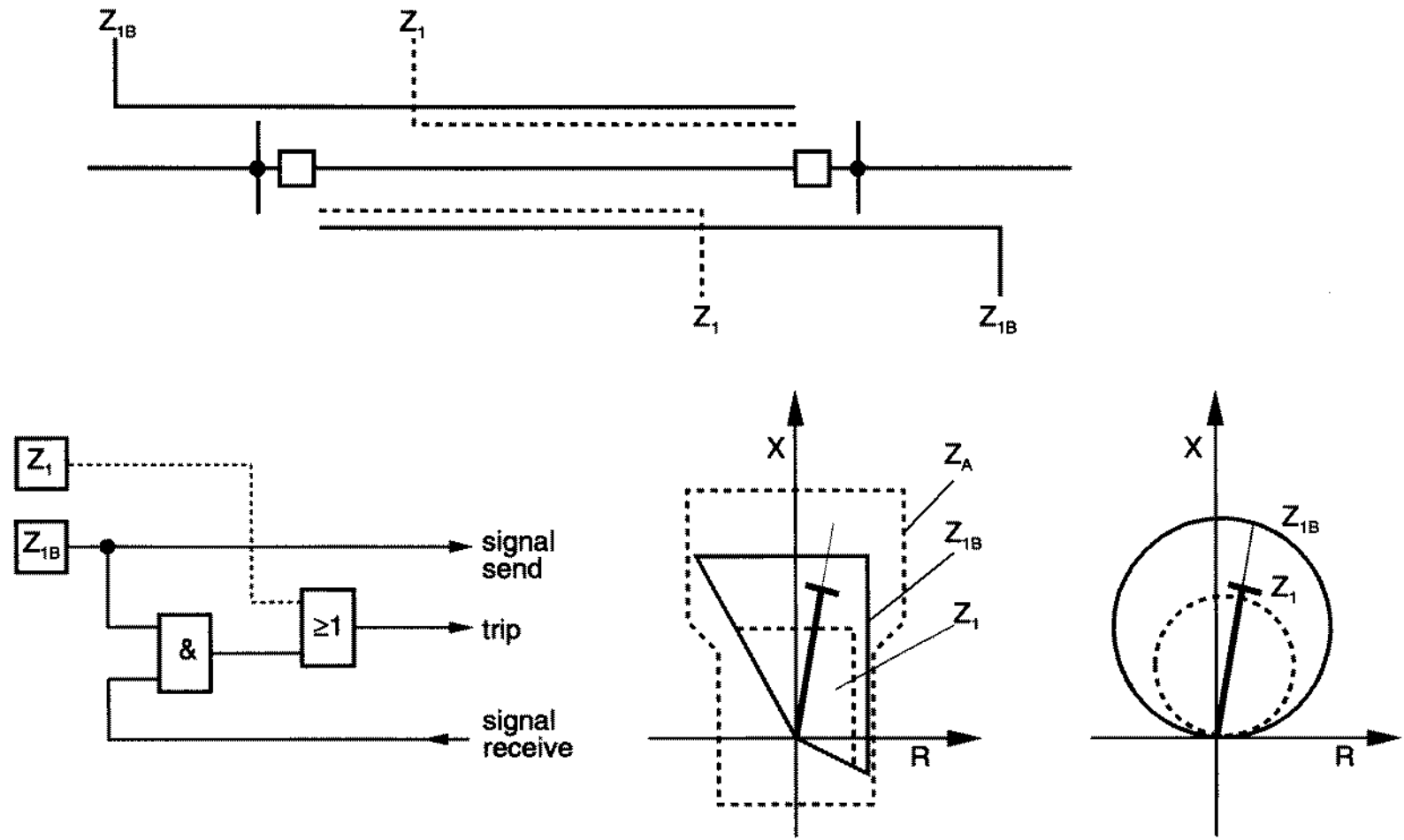


This teleprotection
is not used with
MHO-relays

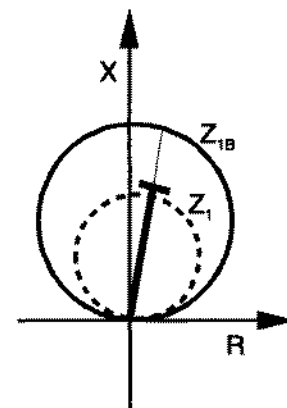
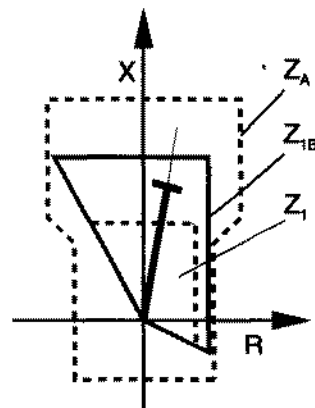
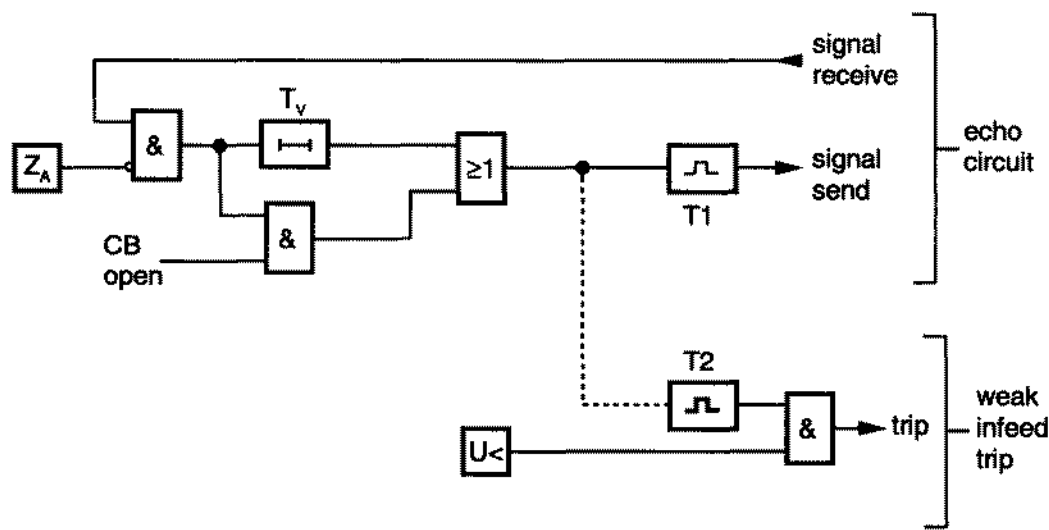
Distance Protection with Communication, PUTT with Over-reaching Zone



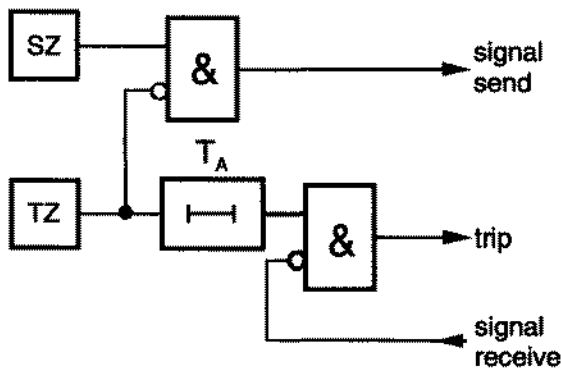
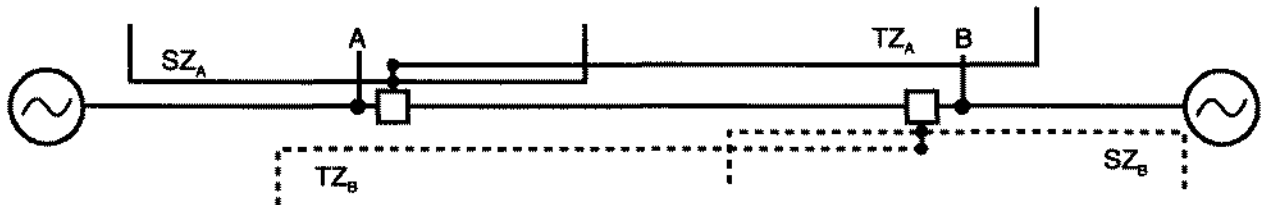
Distance Protection with Communication, Permissive Over-reaching Transfer Trip (POTT)



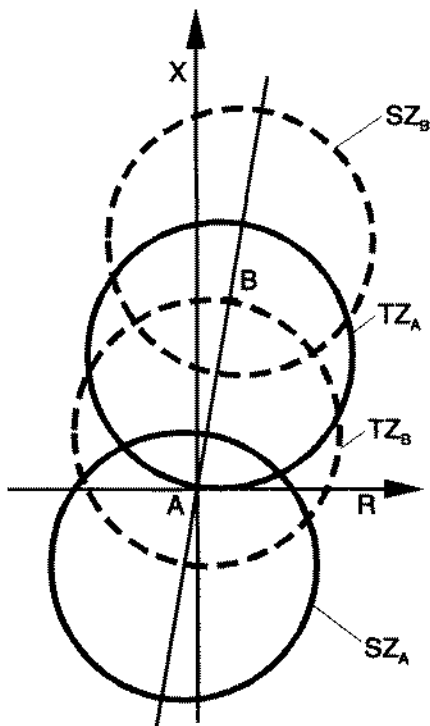
Distance Protection with Communication, POTT, Supplementary functions



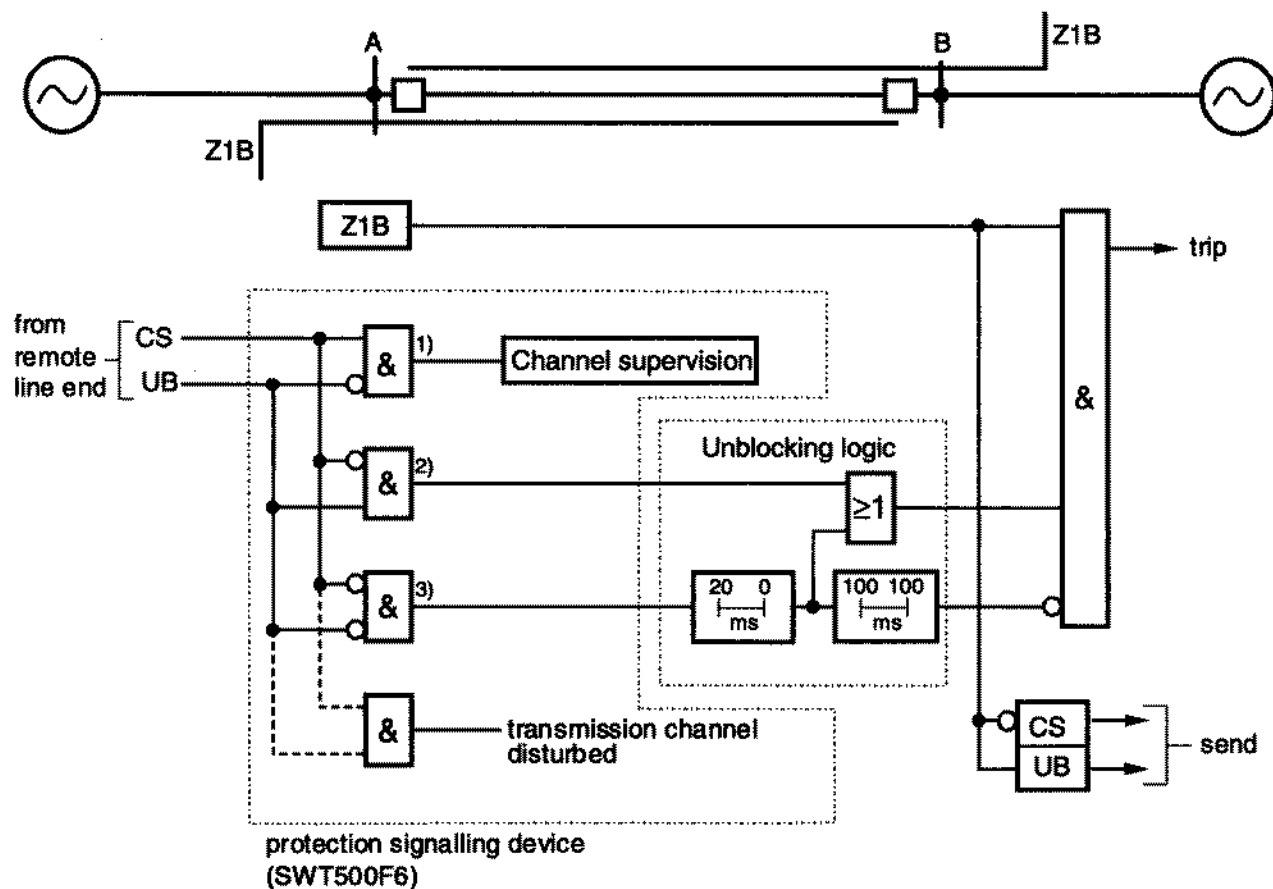
Directional Comparison Blocking Scheme



SZ = send zone (blocking signal)
 TZ = Trip zone (and stop "signal send")
 T_A = co-ordination time

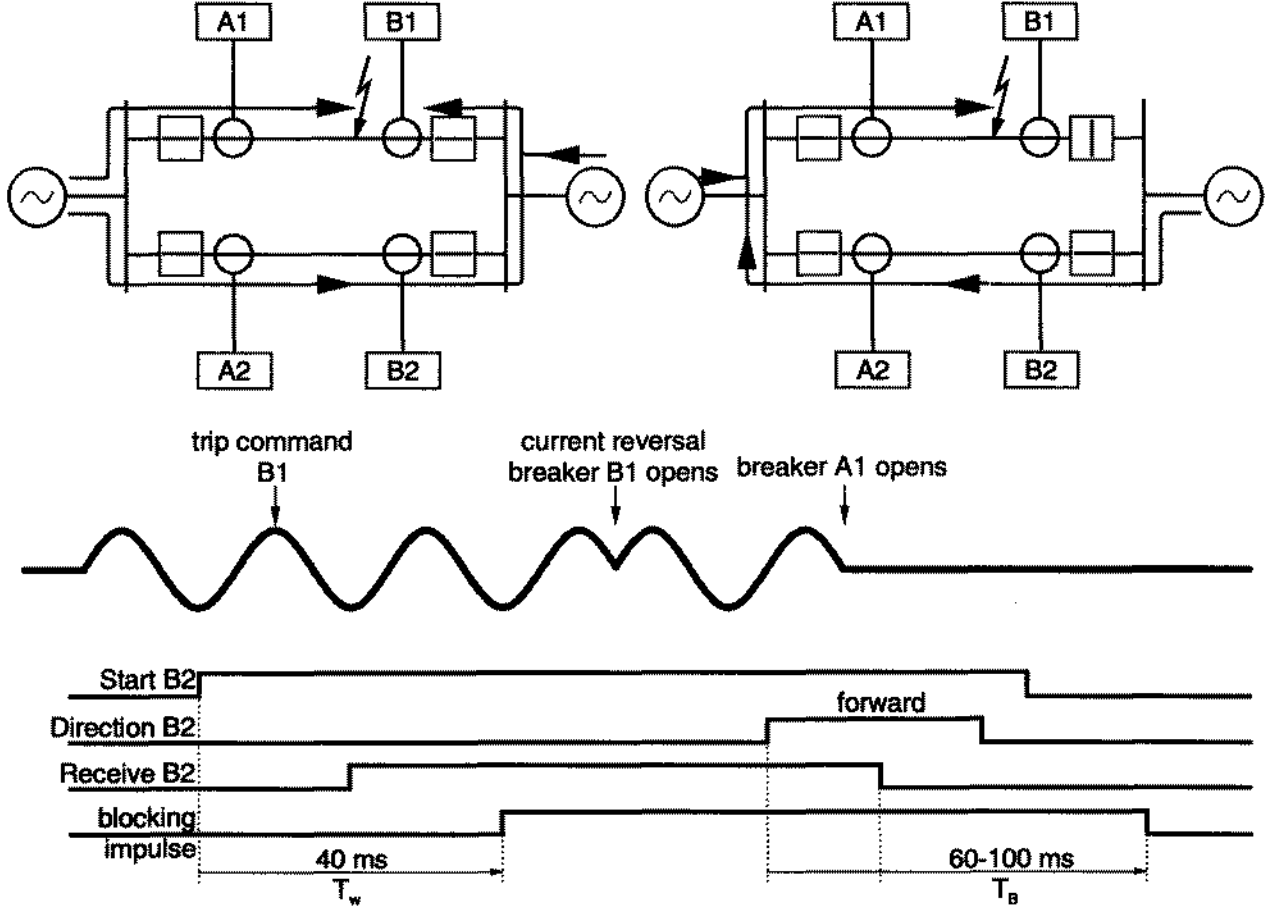


Directional Comparison Unblocking Scheme

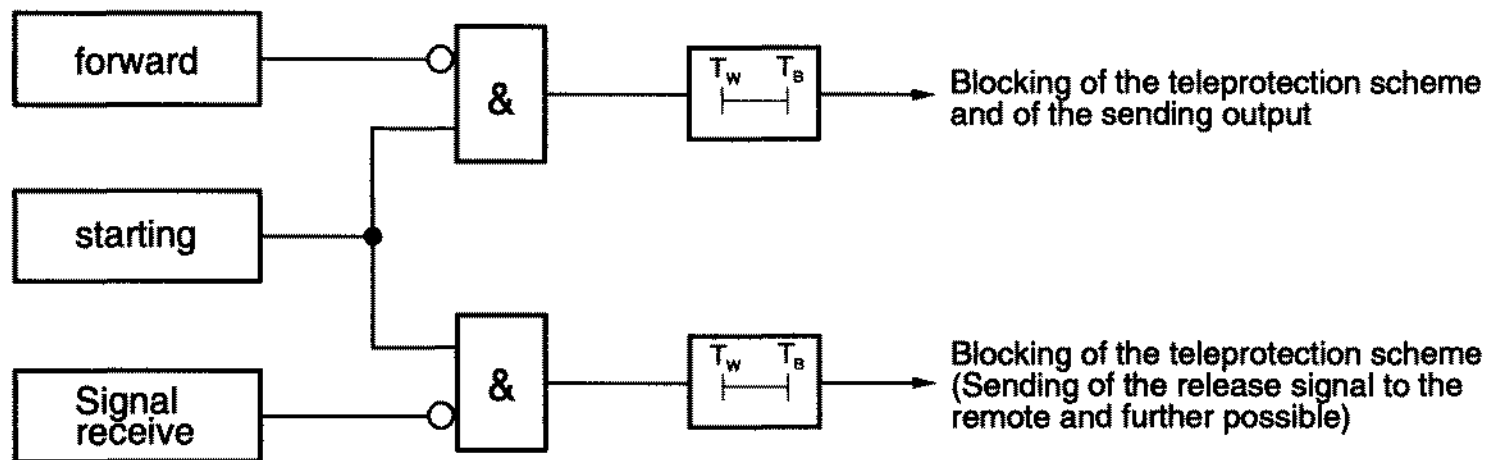


- 1) Channel supervision signal (CS) receive
- 2) Unblocking signal (UB) receive
- 3) Channel failure

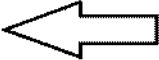
Current Reversal Guard for POTT



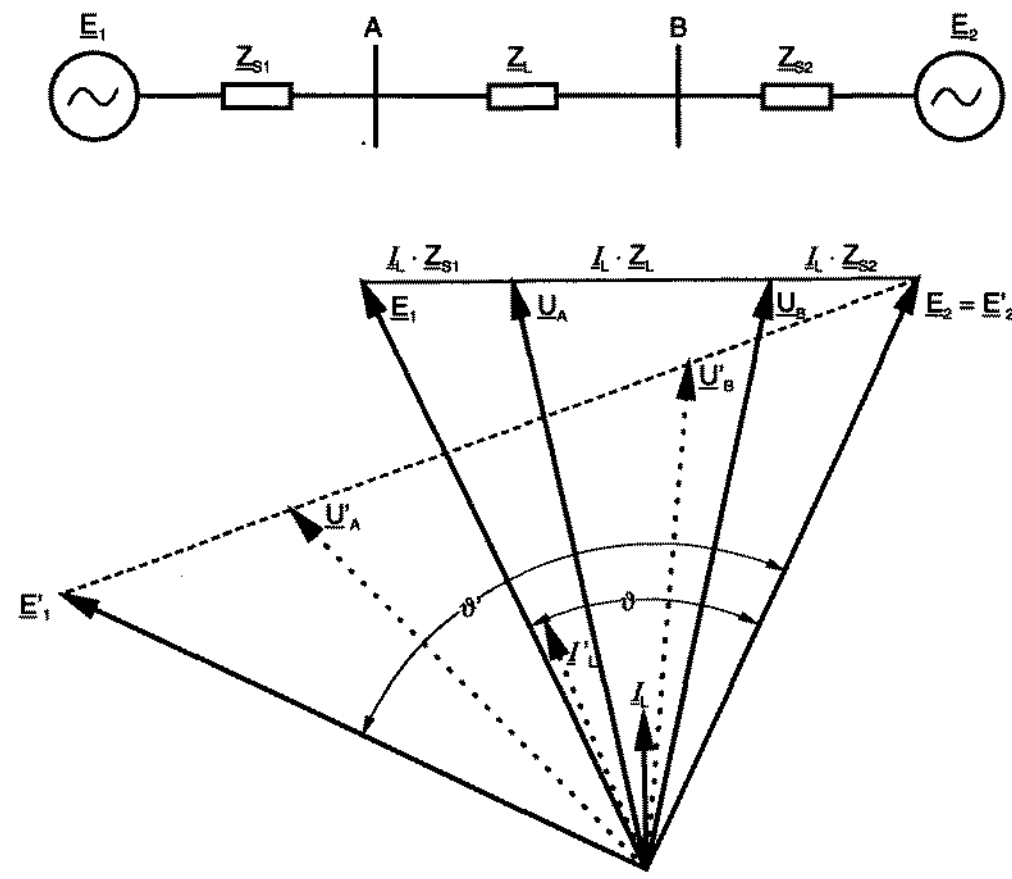
Current Reversal Guard for POTT, Logic Diagram



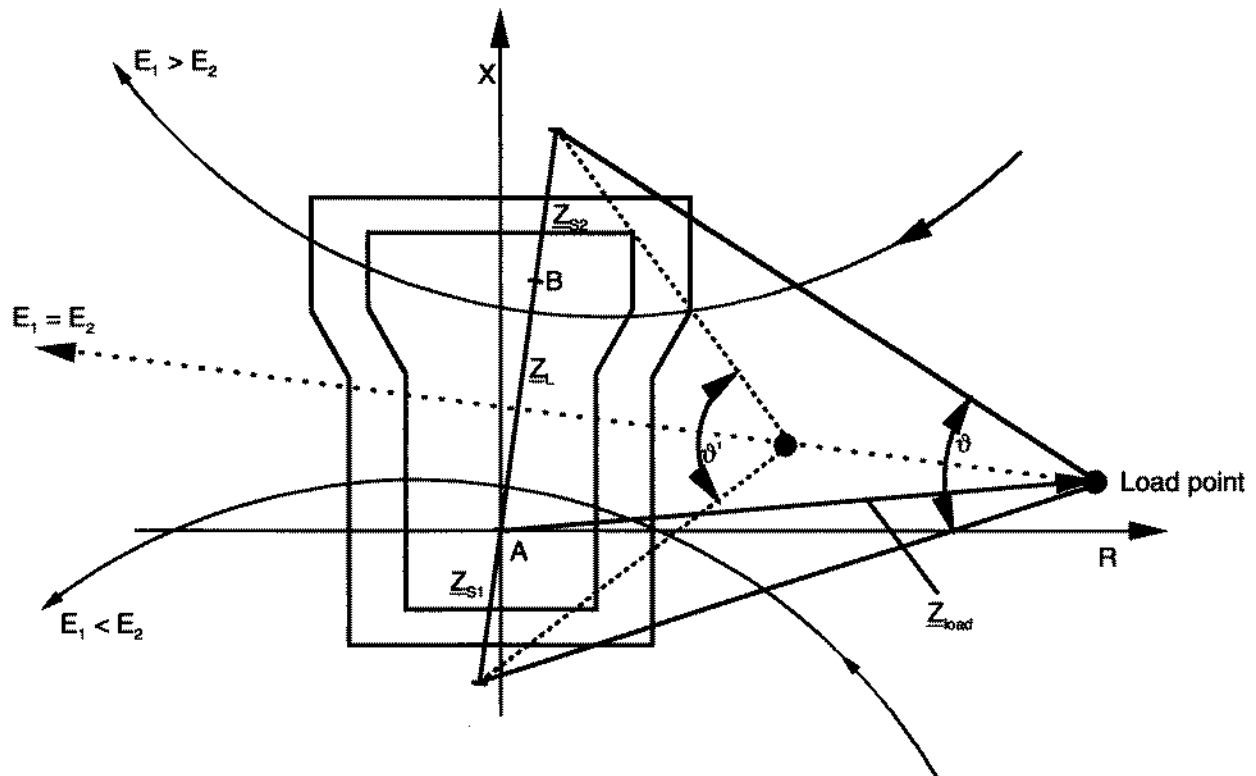
Application of Teleprotection Schemes

PUTT	POTT	Blocking	Unblocking
Middle + long lines with FS-Carrier or FO If second zone tripping for near end faults not allowed. Not applicable to lines with weak in feed. Simple logic!	Pref. short lines with FS-Carrier (2-Ph coupling) FO or MW Only forward overreaching zone necessary Complex logic! Current reversal guide ECHO-logic (WI-logic)	All lines with AM-Carrier (less reliable channel) Reverse looking blocking zone (fast) additionally necessary  No monitoring of the AM-channel!	EHV-lines with FS-Carrier. Continuous signal sending necessary (must be admissible) No reverse looking blocking zone necessary 

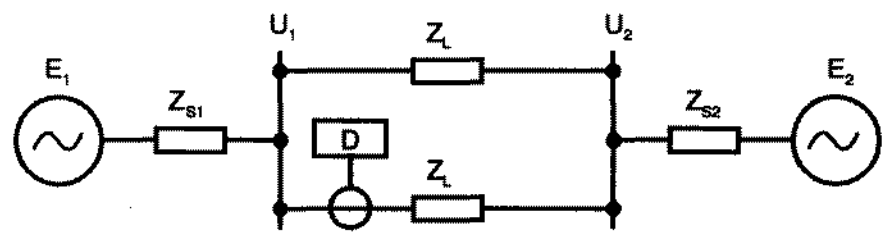
Power Swing Condition in a Transmission System: Voltage Diagram



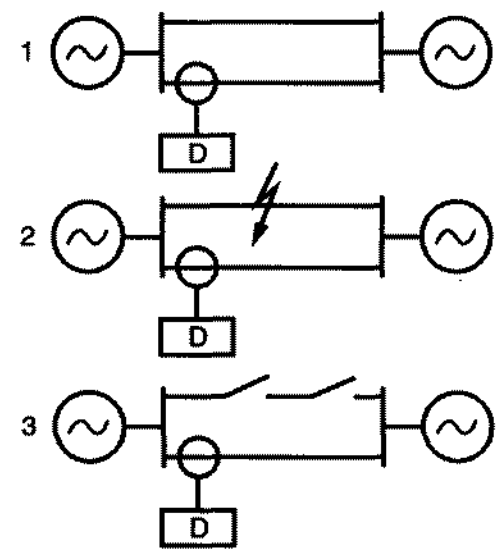
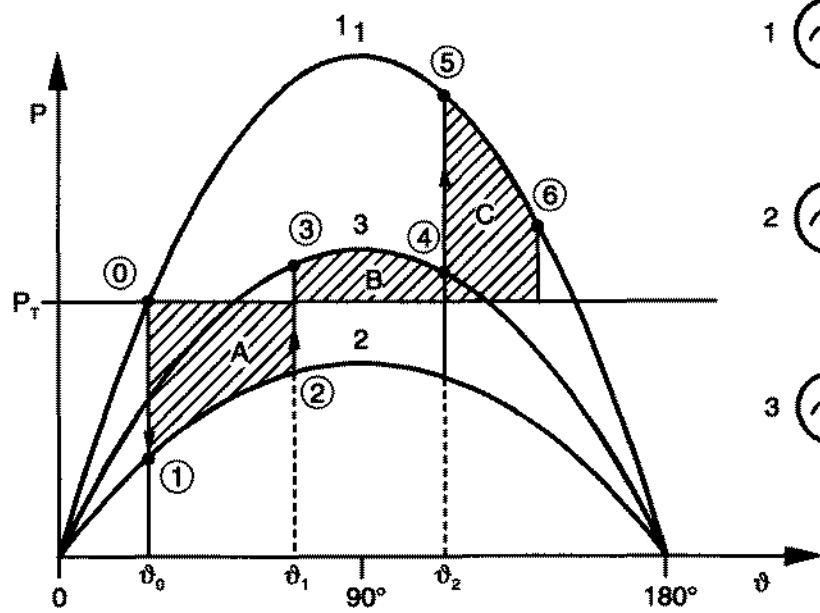
Power Swing Process in a Transmission System: Transmission Line, Impedance Diagram



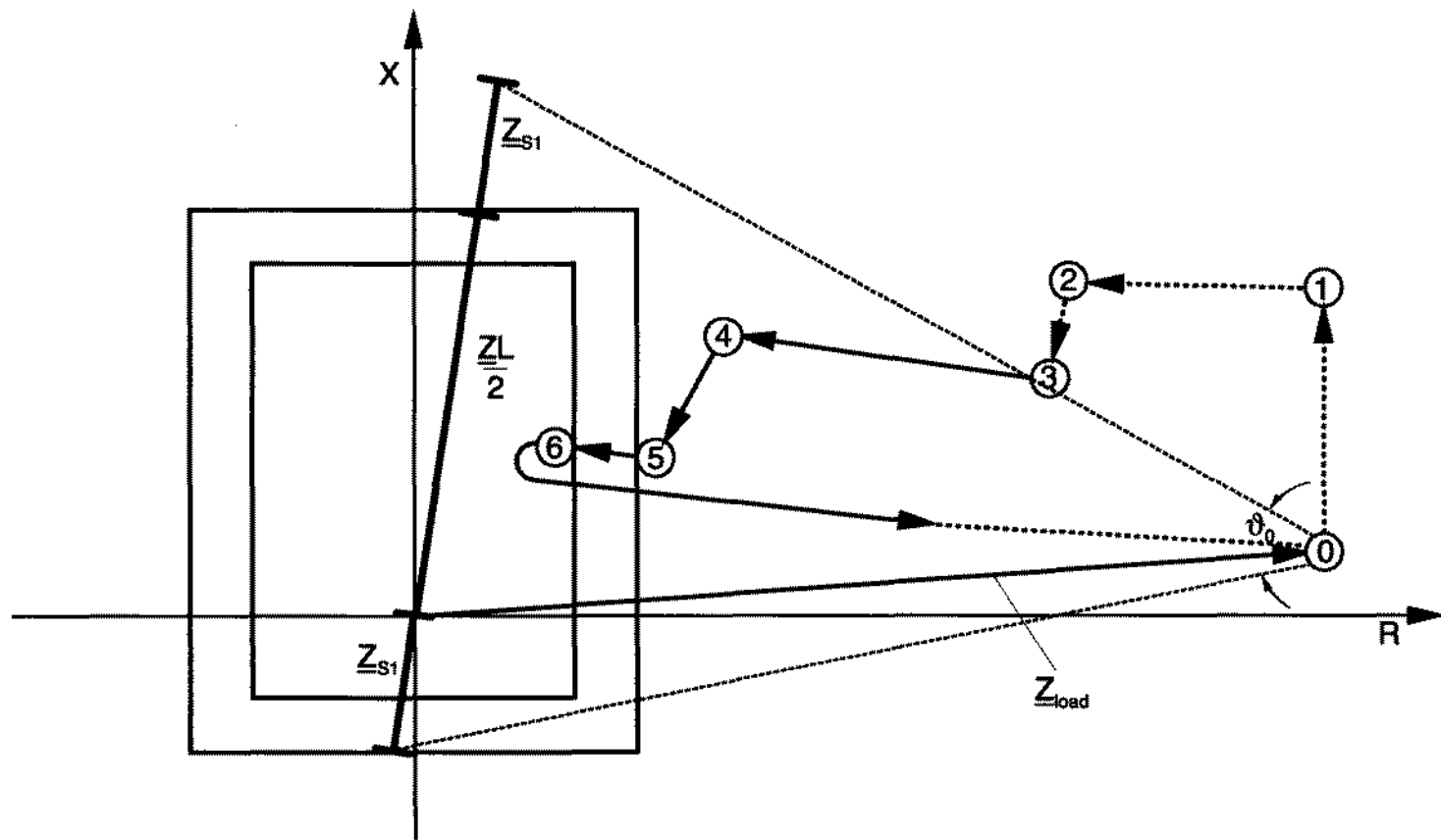
Dynamic System Stability, Equal Area Criterion



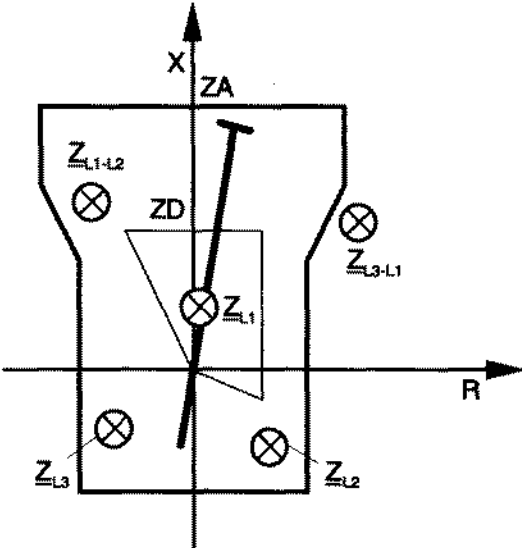
$$P_{TP} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X_T} \cdot \sin \vartheta$$



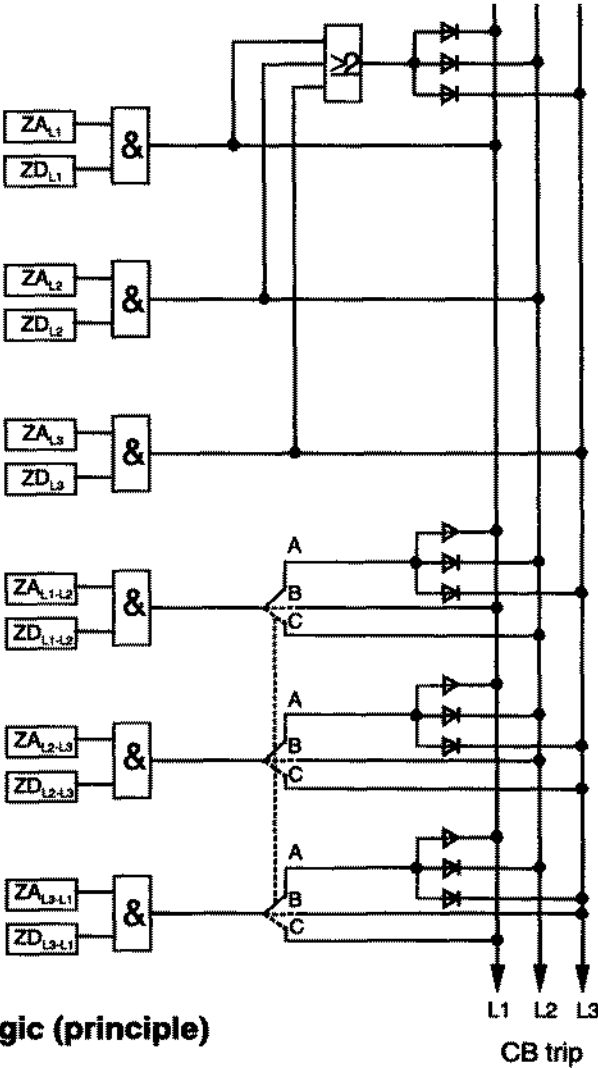
Course of the Power Swing Vector in the Impedance Plane



Distance Protection, Tripping Logic



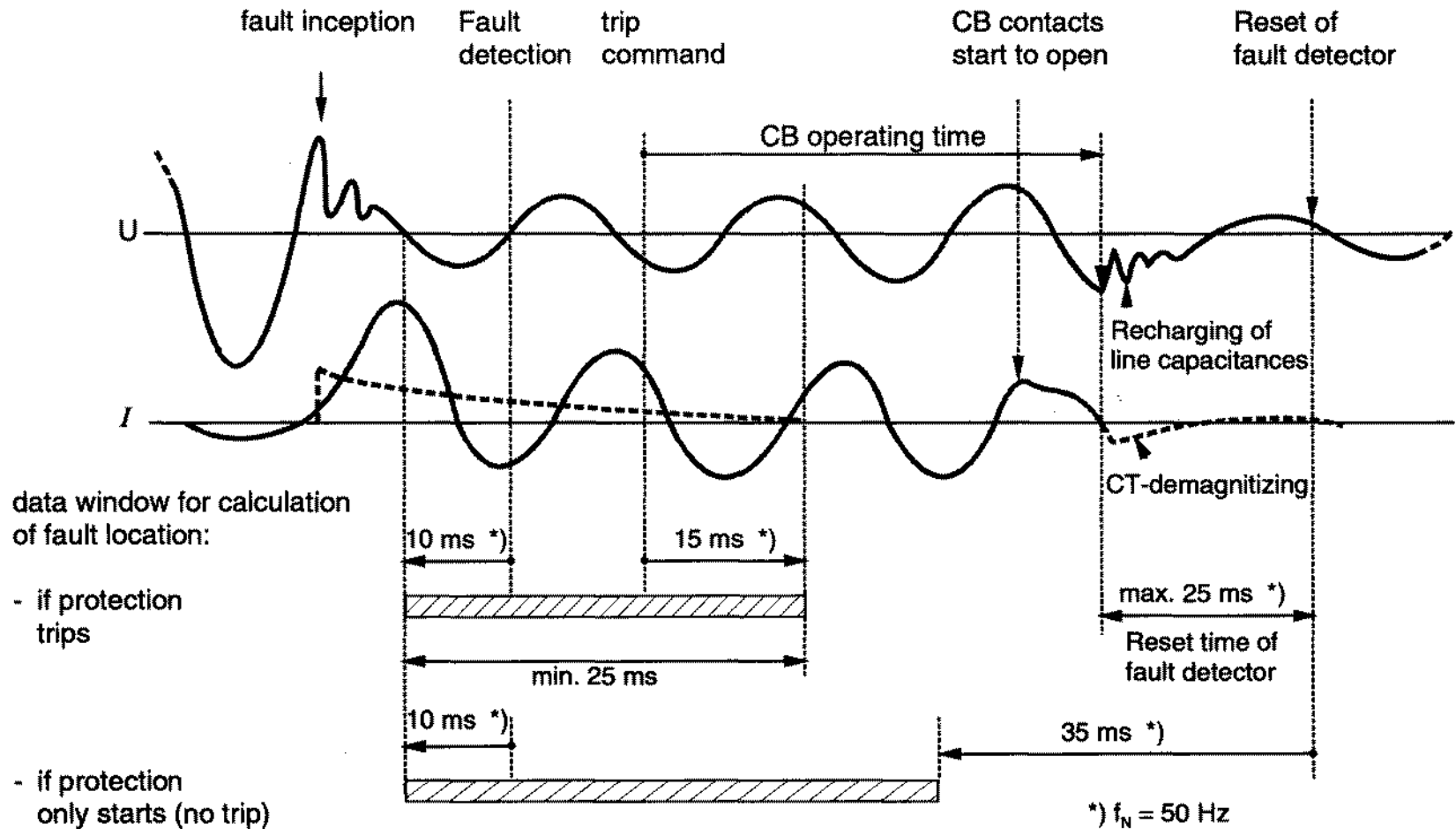
operating characteristic



logic (principle)

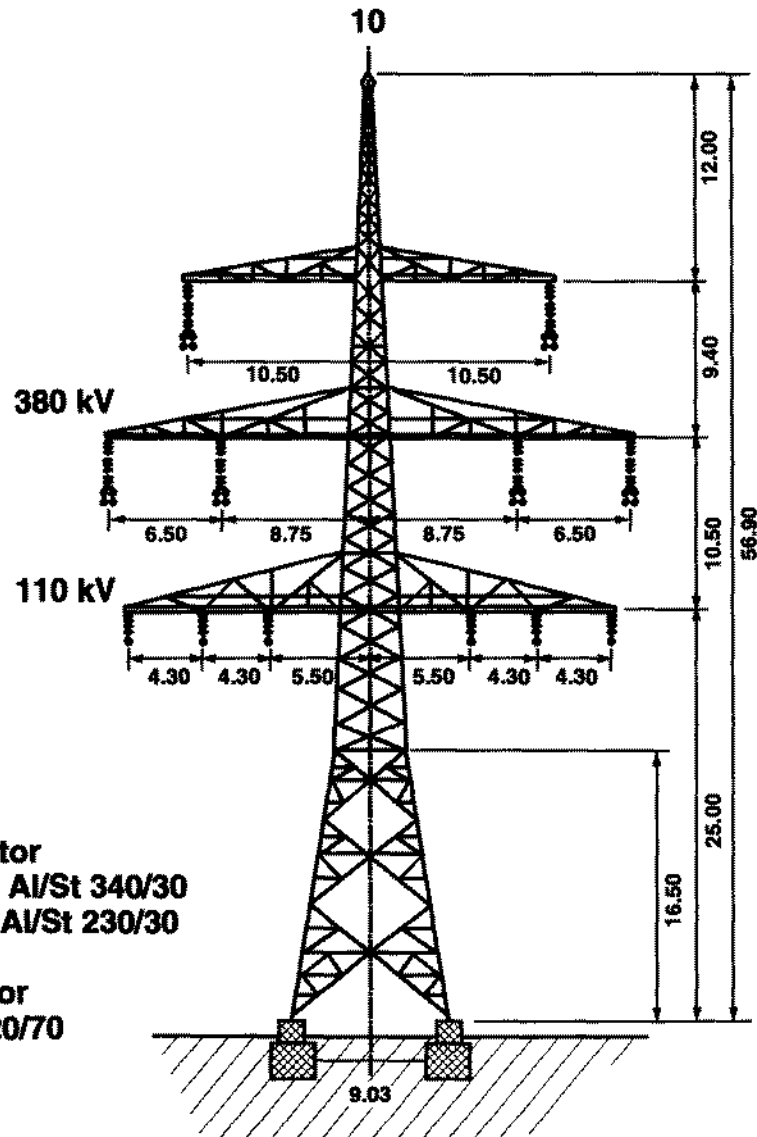
- A: 3-pole trip with 2-phase faults
- B: trip of the leading phase only
- C: trip of the lagging phase only

Placing of the Data Window for the Distance-to-fault Computation

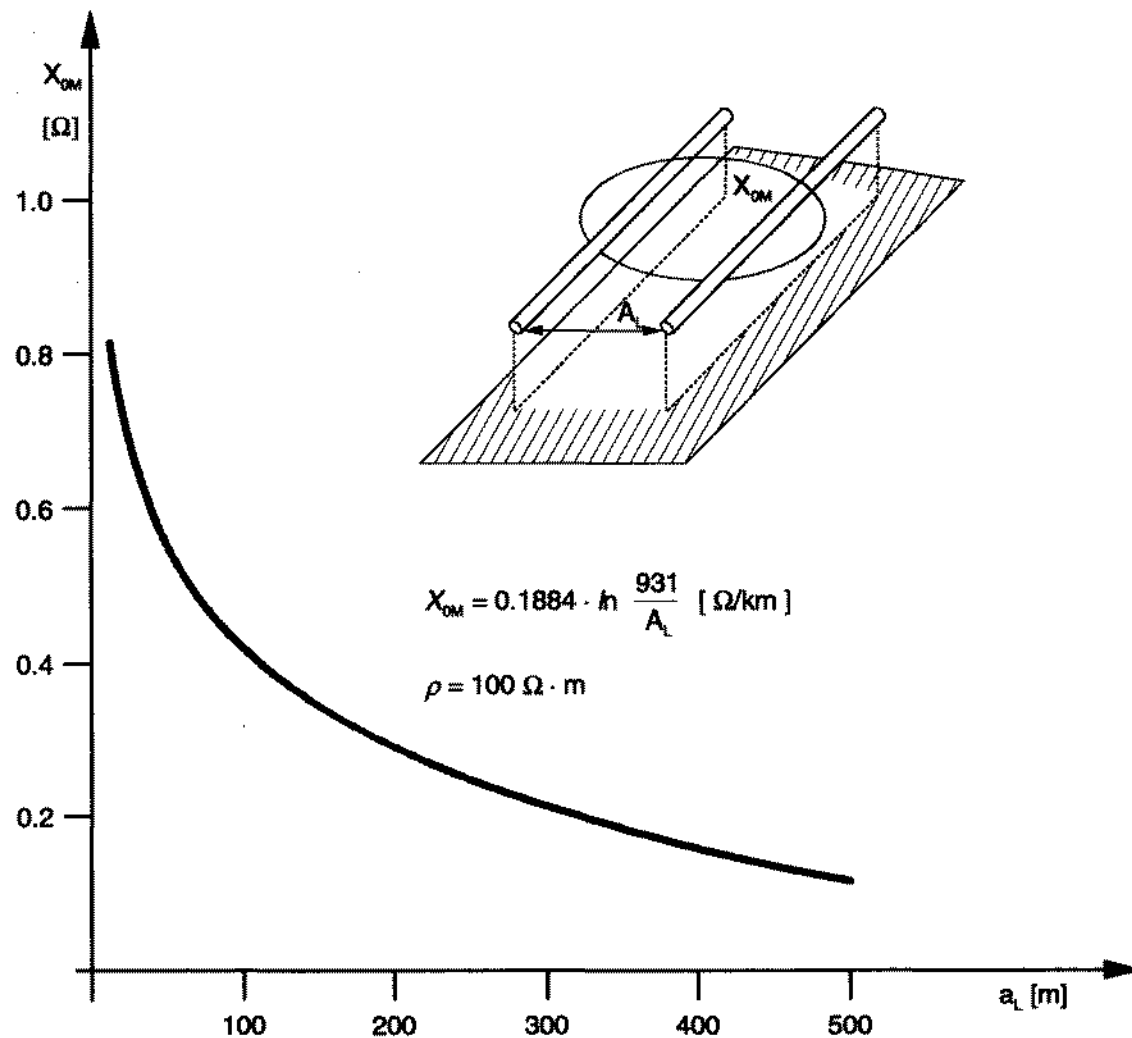


Distance Protection of Parallel Lines

Pylon T₁/25

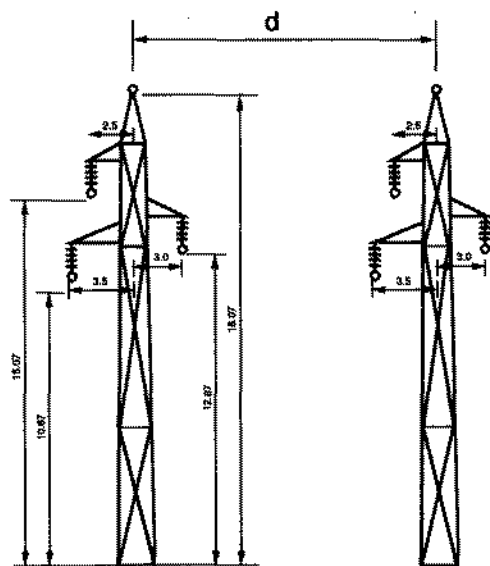


Mutual Inductance of two Conductor-Earth Loops

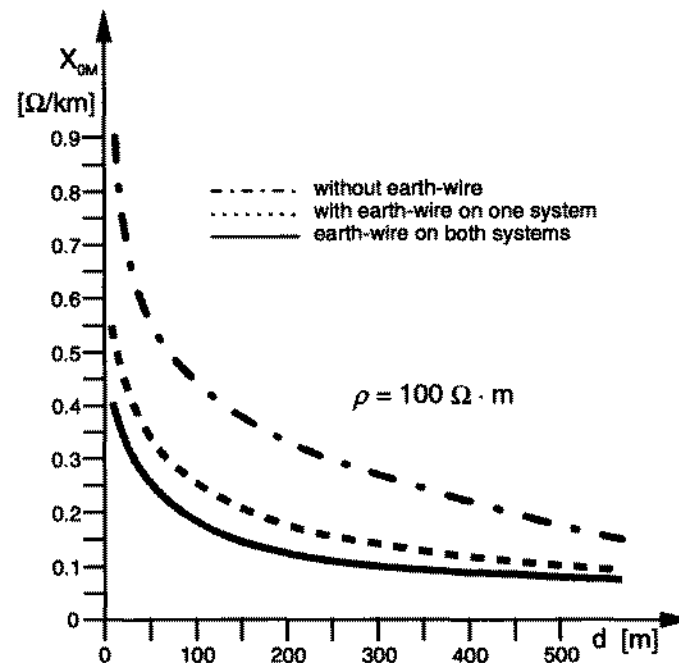


Zero-sequence System Coupling of Overhead Lines

Calculated Mutual Reactance of two 110 kV Overhead Lines

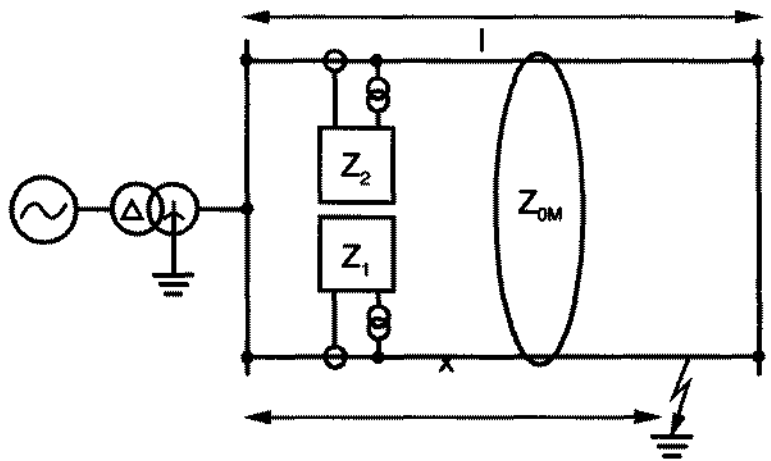


110 kV overhead line



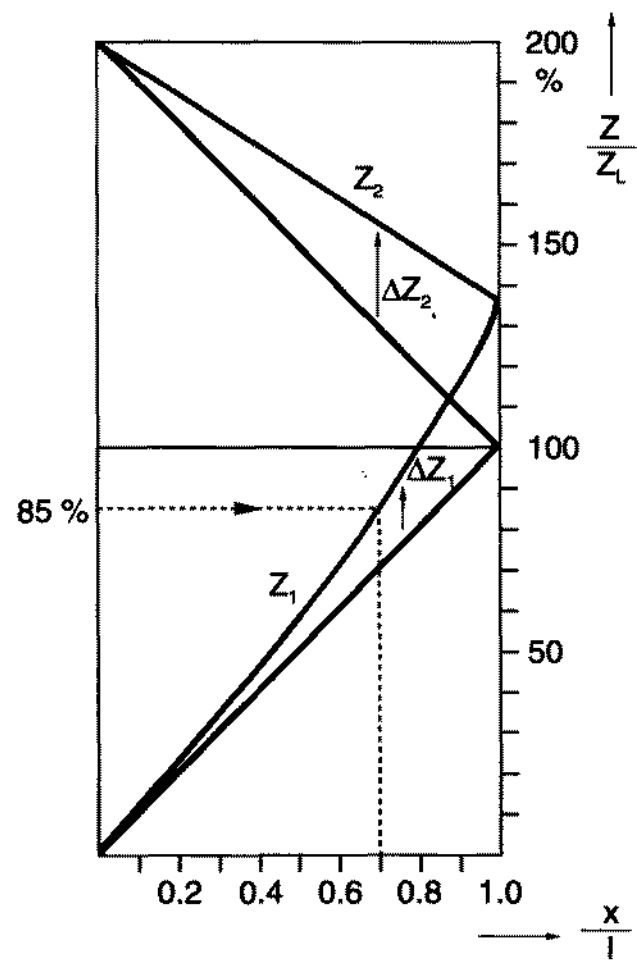
mutual reactance in the zero-sequence system

Measured Impedances without Parallel Line Compensation

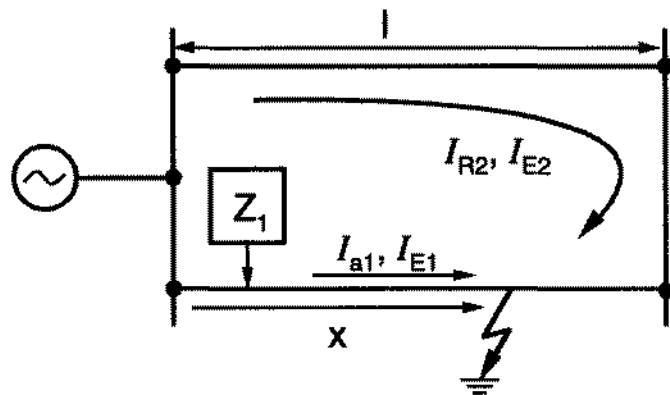


$$\frac{Z_E}{Z_L} = 0.86$$

$$\frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L} = 0.65$$



The Impact of Mutual Coupling on Distance Measurement (Relay on Faulted Line)



$$Z_E = \frac{Z_0 - Z_1}{3}$$

$$Z_1 = \frac{U_a}{I_{a1} + k_{01} \cdot I_{E1}}$$

Phase-to-Earth fault in Phase a

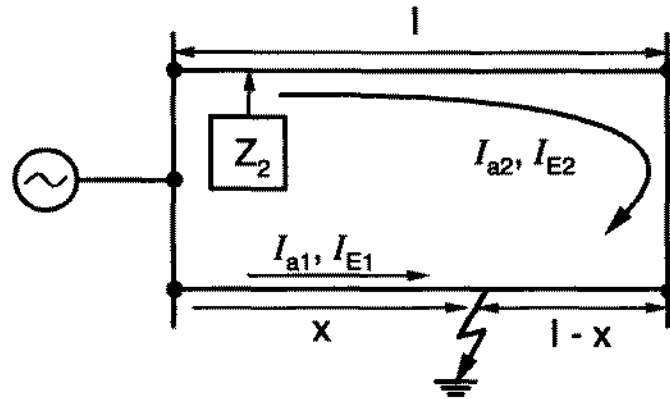
$$Z_1 = \frac{x \left[Z_L \cdot I_{a1} + Z_E \cdot I_{E1} + \frac{Z_{OM}}{3} \cdot I_{E2} \right]}{I_{a1} + \frac{Z_E}{Z_L} \cdot I_{E1}}$$

with $I_{E2} = \frac{x}{2l-x} \cdot I_{E1}$

$$I_{a1} = I_{E1}$$

$$Z_1 = x \cdot Z_L + x \cdot Z_L \underbrace{\frac{\frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L} \cdot \frac{x}{2l-x}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}}_{\text{measuring error}}$$

The Impact of Mutual Coupling on Distance Measurement (Relay on Healthy Line)



$$Z_2 = \frac{U_a}{I_{a2} + \frac{Z_E}{Z_L} \cdot I_{E2}} \quad \text{with} \quad U_{a2} = (2 \cdot l - x) (Z_L \cdot I_{a2} + Z_E \cdot I_{E2}) + x \cdot I_{E1} \cdot \frac{Z_{OM}}{3} - 2(l - x) \frac{Z_{OM}}{3} \cdot I_{E2}$$

$$I_{a2} = I_{E2}$$

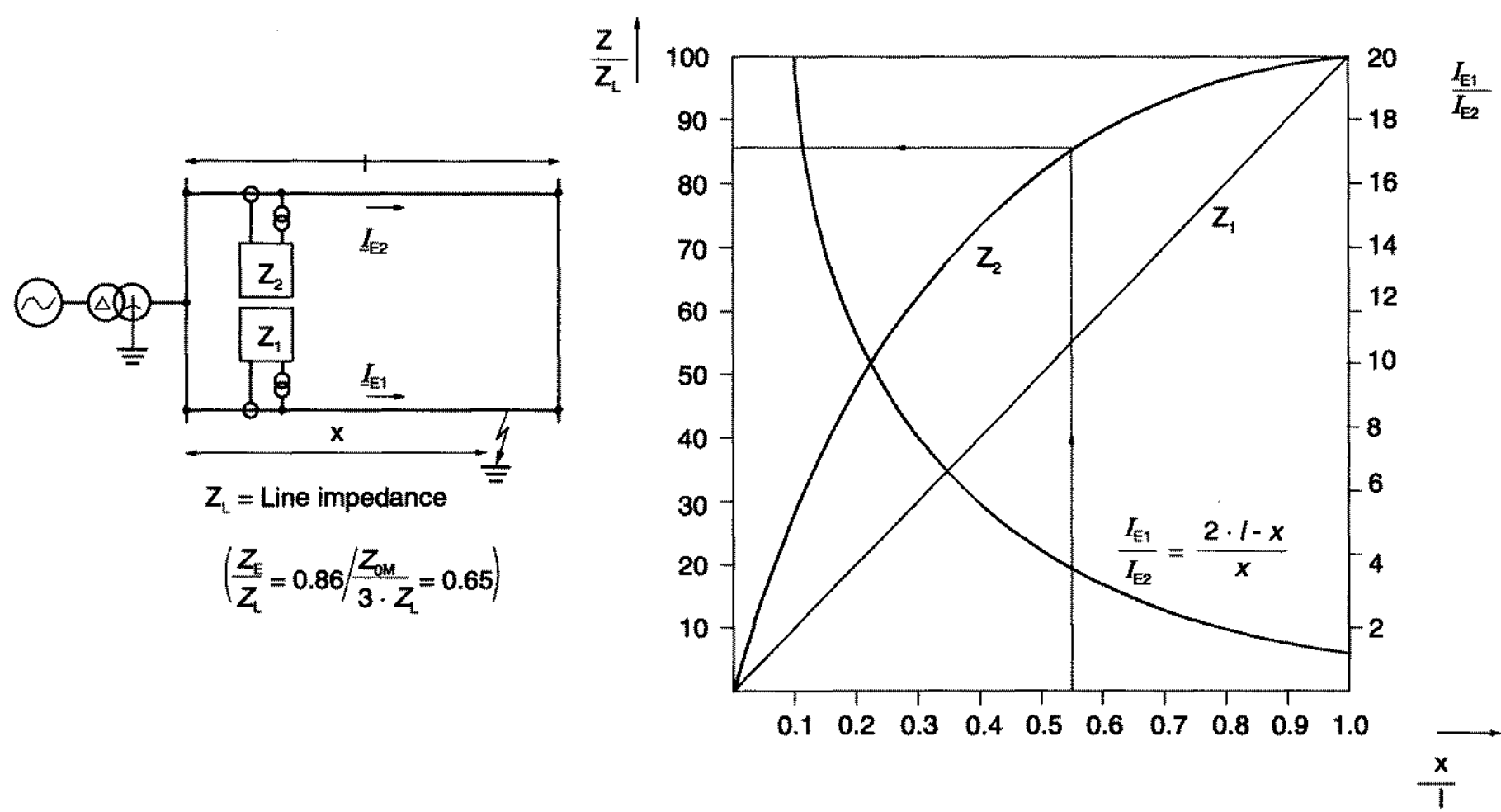
$$I_{E1} = \frac{2l - x}{x} \cdot I_{E2}$$

$$Z_2 = Z_L \frac{(2l - x) \left(1 + \frac{Z_E}{Z_L} \right) + x \cdot \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}$$

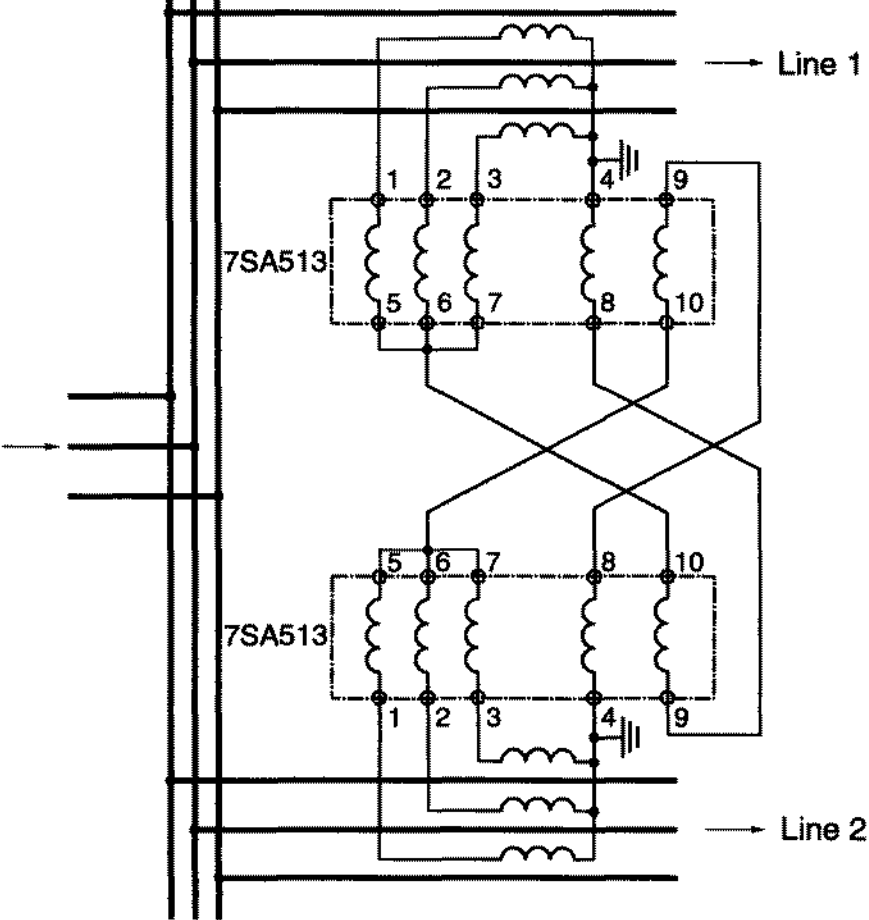
$$Z_2 = Z_L \frac{(2l - x) \left(1 + \frac{Z_E}{Z_L} \right)}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}} + \underbrace{\frac{x \cdot \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}}_{\text{Measuring Error}}$$

Measuring Error

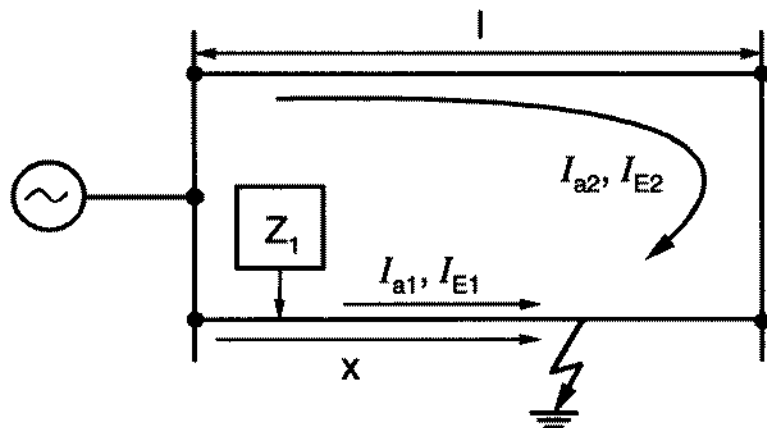
Measured Impedances with Parallel Line Compensation



Parallel-line Compensation; Connection in the Case of Relay 7SA513



The Impact of Mutual Compensation on Distance Measurement of the Faulted Line Relay



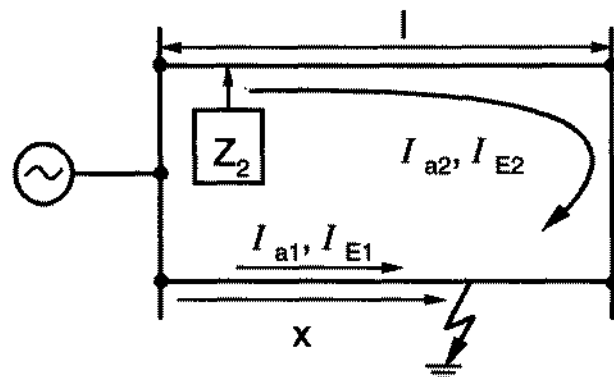
$$Z_1 = \frac{U_R}{I_{a1} + k_{01} \cdot I_{E1} + \underbrace{k_{02} \cdot I_{E2}}_{=0}} \quad : \quad k_{02} = \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L}$$

Mutual Compensation

$$Z_1 = \frac{x(Z_L \cdot I_{a1} + Z_E \cdot I_{E1} + \frac{Z_{OM}}{3} \cdot I_{E2})}{I_{a1} + \frac{Z_E}{Z_L} \cdot I_{E1} + \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L} \cdot I_{E2}}$$

$$Z_1 = x \cdot Z_1 \text{ (Correct distance to the fault)}$$

The Impact of Mutual Compensation on Distance Measurement of the Healthy Line Relay



$$Z_2 = \frac{U_{a2}}{I_{a2} + \frac{Z_E}{Z_L} \cdot I_{E2} + \underbrace{\frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L} \cdot I_{E1}}_{\text{Mutual Compensation}}}$$

with I_{a2}, I_{E2} $I_{E1} = \frac{2l-x}{x}$

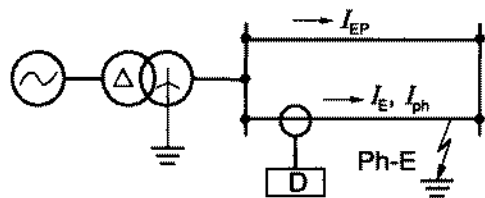
$$U_{a2} = (2l-x)(Z_L \cdot I_{a2} + Z_E \cdot I_{E2}) + x \cdot I_{E1} \cdot \frac{Z_{OM}}{3} - 2(l-x) \frac{Z_{OM}}{3} \cdot I_{E2}$$

$$Z_2 = Z_L \cdot \frac{(2l-x)(1 + \frac{Z_E}{Z_L}) + x \cdot \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L} + \frac{2l-x}{x} \cdot \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L}}$$

$$Z_2 = Z_L \cdot (2l-x) + \underbrace{\frac{(\frac{x}{2l-x} - \frac{2l-x}{x}) \cdot \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L} + \frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L} \cdot \frac{2l-x}{x}}} \cdot Z_L \cdot (2l-x)$$

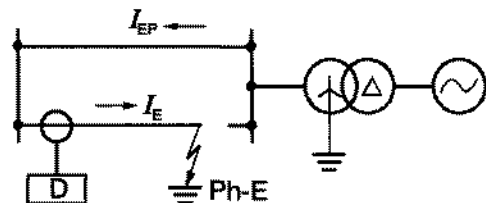
measuring error

Protection of Parallel Lines, Measuring error of Distance Relays ($K_0=0.66$ and $K_{0M}=0.4$)



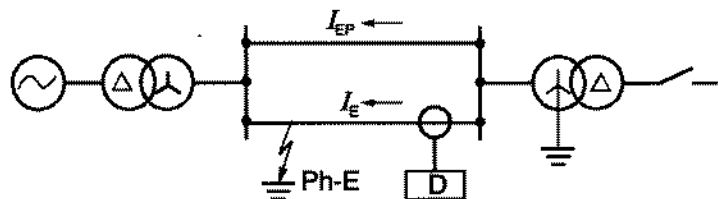
$$\Delta Z = \frac{k_{0M}}{1+k_0} \cdot Z_L \hat{=} 24 \% \text{ of } Z_L$$

Fault at the end of the line:
in-feed to positive and zero-sequence system at the same
line end



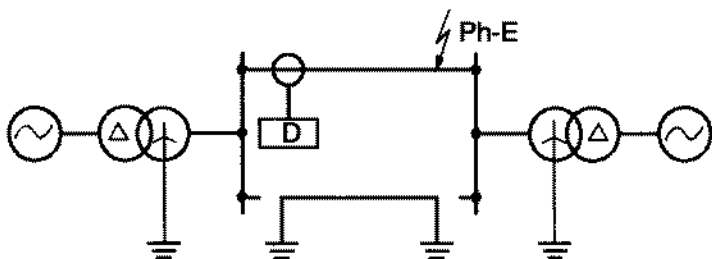
$$\Delta Z = -\frac{k_{0M}}{1+k_0} \cdot Z_L \hat{=} -24 \% \text{ of } Z_L$$

Fault at the end of the line:
one breaker open, transformer star-point earth and relay at
opposite line ends



$$\Delta Z = \frac{3 \cdot k_{0M}}{1+k_0} \cdot Z_L = \frac{Z_{0M}}{Z_0} \cdot Z_L \hat{=} 40 \% \text{ of } Z_L$$

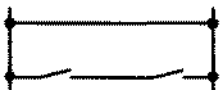
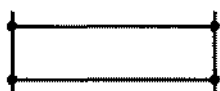
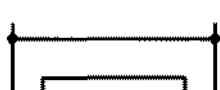
Fault at the end of the line:
in-feed to positive and zero-sequence system
at opposite line ends



$$\Delta Z = -Z_L \cdot \frac{k_{0M} \cdot \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}}}{1+k_0} \hat{=} -10 \% \text{ of } Z_L$$

Fault at the end of the line:
parallel line isolated and earthed on both ends

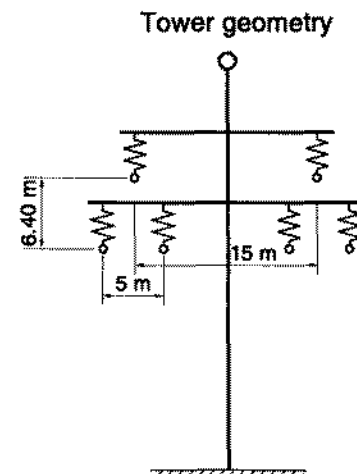
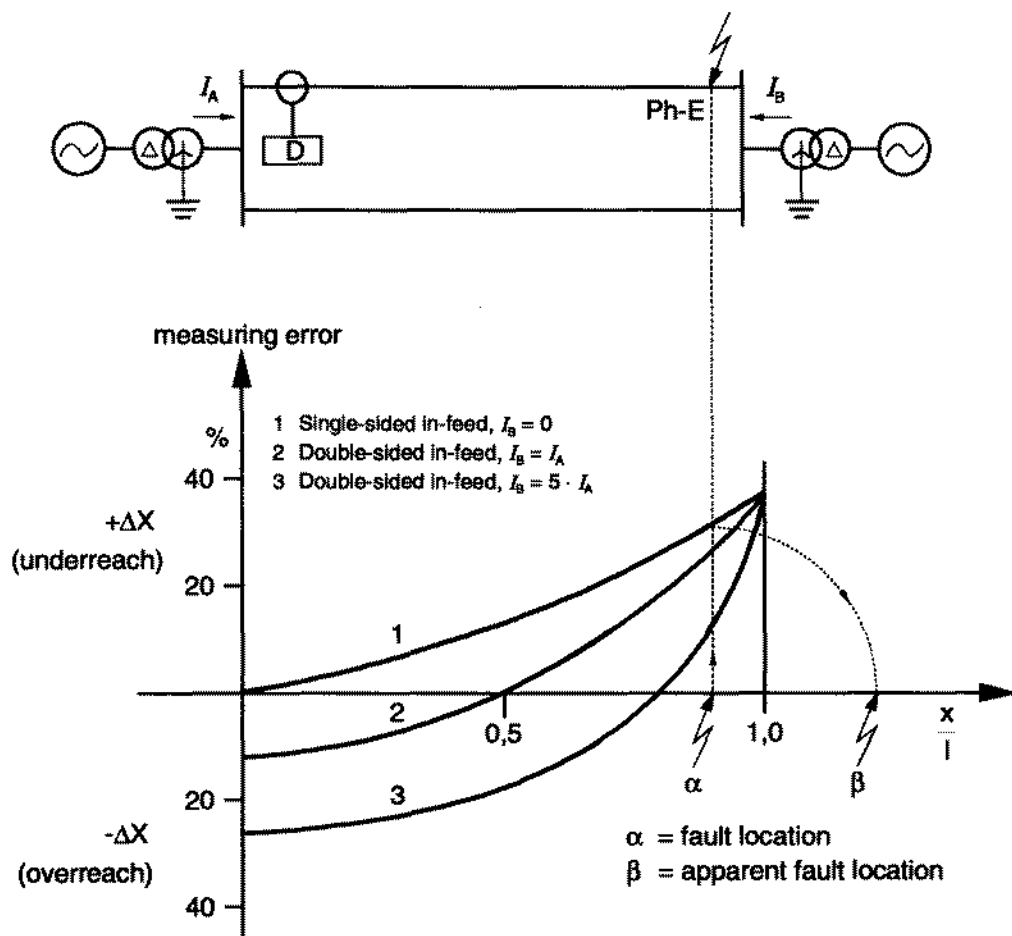
Distance Measurement at Parallel Lines

		Zone reach in % of line length dependent on the switching state		
				
Setting to 85% line length in case of:	 $K_0 = 0.77$	85%	70%	117%
	 $K_0 = 1.44$	120%	85%	164%
	 $K_0 = 0.264$	62%	55%	85%

Zone reach dependent on setting of the K_0 -factor and switching state of the line
(Example: 400kV-line: $K_0 = 0.77$, $K_{0M} = 0.70$)

Earth-fault on a Double-circuit Line

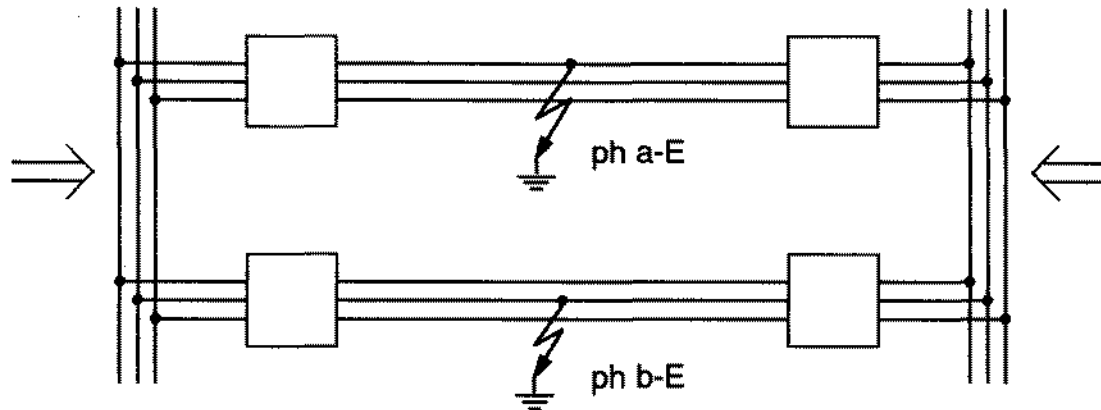
Distance Measuring Error with Double-sided Infeed



conductor: St Al 340/110 mm²
 earth-wire: St 70 mm²

residual compensation factor $\frac{Z_E}{Z_L} = 0.84$
 residual compensation factor $\frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_L} = 0.68$

Multi-Circuit Line Protection



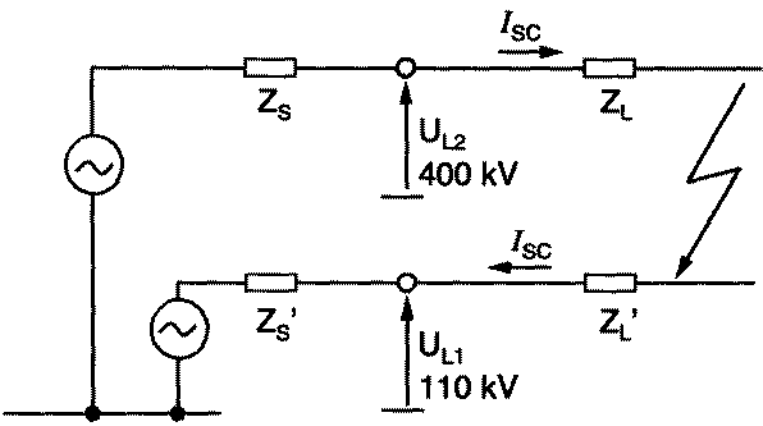
Double-fault on a parallel line

**Selective Single-pole tripping and autoreclosure
requires**

Phase-segregated Protection:

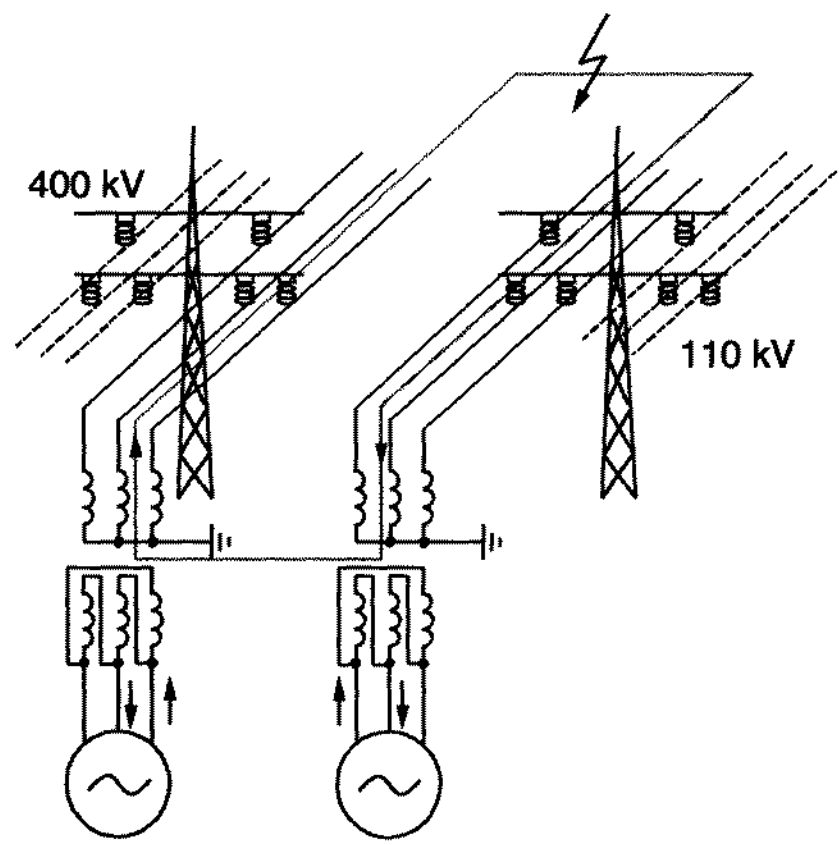
- | | | |
|---------------------------------------|---|--|
| - Differential | } | Protection per phase |
| - Phase-Comparison | | |
| - Directional Comparison | } | Teleprotection with signal
transmission per phase |
| - Permissive Underreach Transfer trip | | |

Intercircuit-Fault 400/110kV



Replica Circuit (Principle)

$$Z_L + Z_L' = \frac{U_{L2 \text{ 400 kV}} - U_{L1 \text{ 110 kV}}}{I_{SC}}$$



Three-phase Diagram

Auto-Reclosing

Fault Statistics

**Relative Number of Different Type of Faults
on Transmission Lines:**

Fault type	H.V. Percent	E.H.V. (500 kV)
single phase-to-earth	70	93
phase-to-phase	15	4
double phase-to-earth	10	2
Three-phase	5	1
Total	100	100

Autoreclosure

Practised Versions

High speed three-pole AR

- typical dead time: 0.3...0.5 s
- synchrocheck normally not required

Single-pole AR

- always high speed
- typical dead time: 0.6...1.2 s
- AR only with single phase-to-earth faults
- some times also with phase-to-phase faults
- C.B.'s must have phase segregated trip mechanismus
- Protection must operate phase selective

Single- and three-pole AR

- single-pole AR with single-phase-to-earth faults
- tree-pole AR with all other faults
- in case of sequential faults during the single-pole dead time:
change-over to three-pole AR or definite three-phase tripping

Delayed AR

- only three-pole for all fault types
- dead-time: 5 s and more
- requires synchro-checking function

Deionizing Times

Three-pole reclosing

$$t_{3\text{-pole}} > 10.5 + \frac{\text{kV}}{34.5} \text{ cycles}$$

50Hz:

$$t_{3\text{-pole}} > 210 + 0.58 \cdot \text{kV} \cdot [\text{ms}]$$

500 kV (50 Hz): $t = 0.5 \text{ s}$

Single-pole reclosing

for lines up to about 500 km:

The AR will be successful with high probability if the secondary arc current is kept below following value

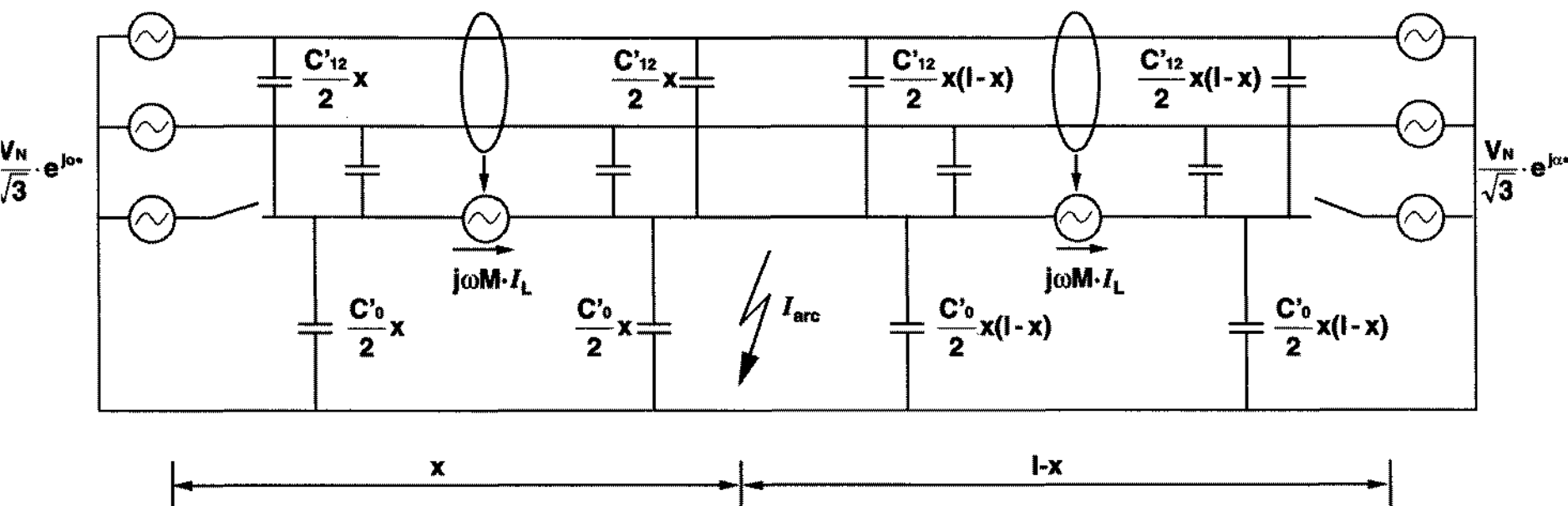
$$\frac{I_{\text{Arc}}}{\text{A}} = 43 \left(\frac{t_{\text{dead-time}}}{\text{s}} - 0.2 \right)$$

Line lengths for single-pole AR without supplemental arc extinction devices, e.g. shunt reactors

Line-to-line Voltage (kV)	Successful Range (km)	doubtful Range (km)
765	0-80	80-130
500	0-100	100-160
345	0-230	230-420
230	0-480	480-800

Single-pole Auto-Reclosure

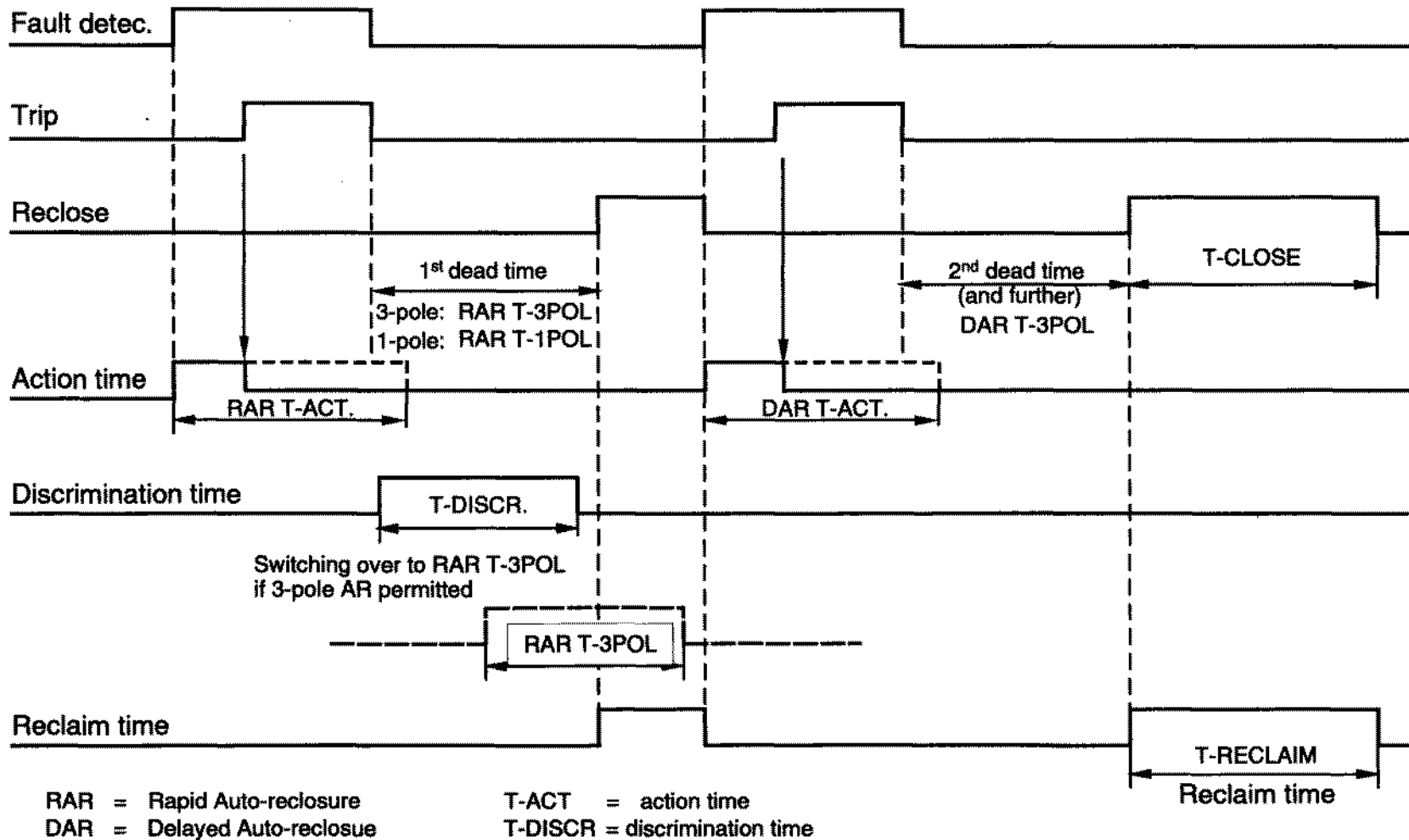
Influenced and Induced Secondary Arc Currents



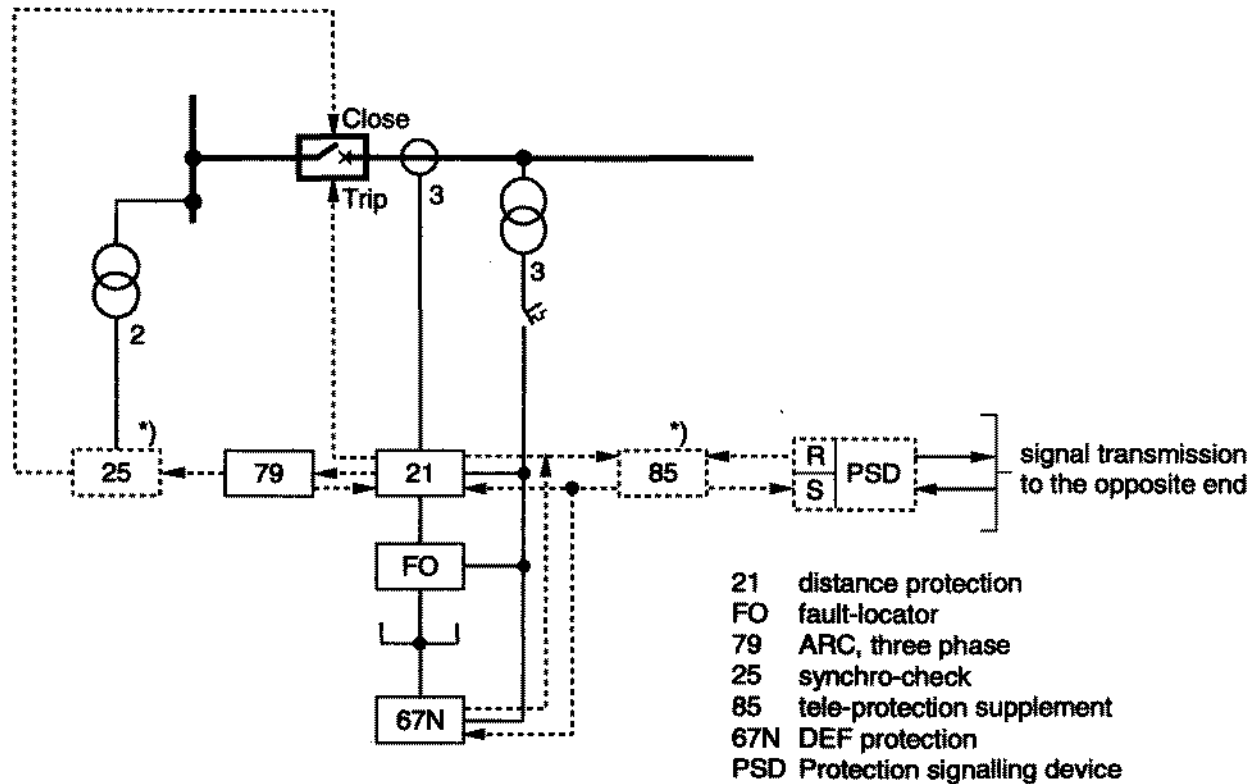
$$I_{arc0} \approx \frac{V_N}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C'_{12} \cdot l$$

$$I_{arc1} \approx I_L \cdot \omega M' \left(\frac{1}{2} - x \right) \cdot \omega \cdot (C'_0 + 2 \cdot C'_{12}) \cdot l$$

Autoreclosure, Signal Sequence

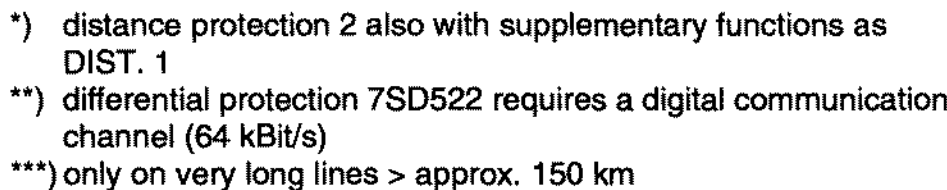


Protection Concept for a High Voltage Line



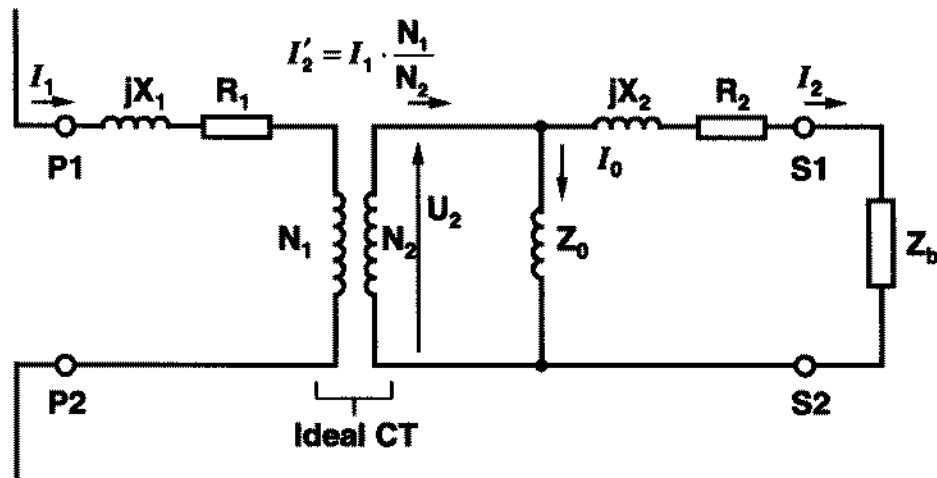
*) only in exceptional cases(as a rule only ARC-controlled zone extension)

FD 1000 1000 1000 1000



Current and Voltage Transformers Performance Requirements

Equivalent Current Transformer Circuit



X_1 = Primary leakage reactance

R_1 = Primary winding resistance

X_2 = Secondary leakage reactance

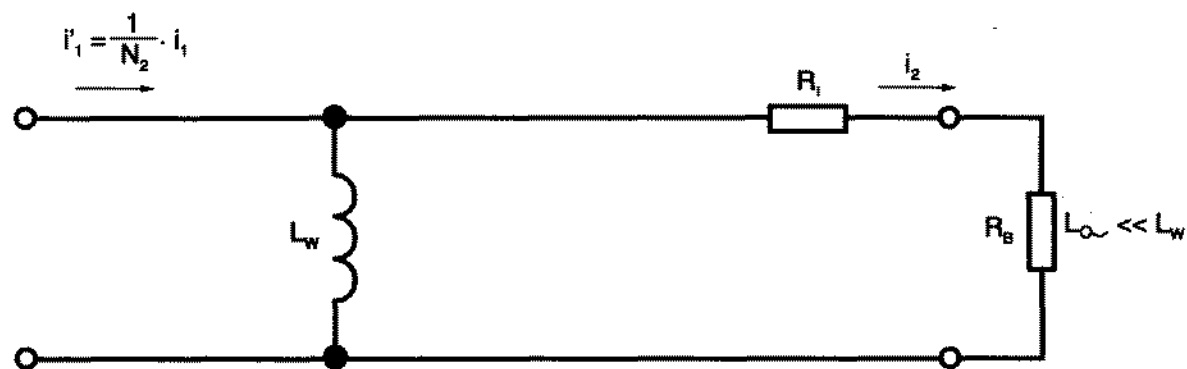
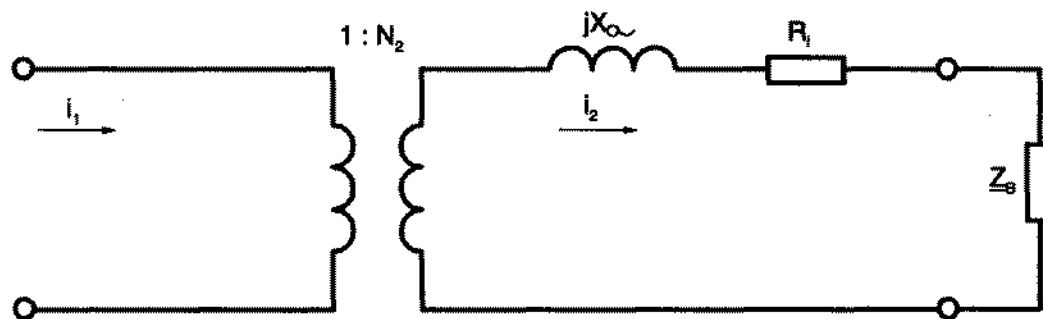
Z_0 = Magnetizing impedance

R_2 = Secondary winding resistance

Z_b = Secondary load

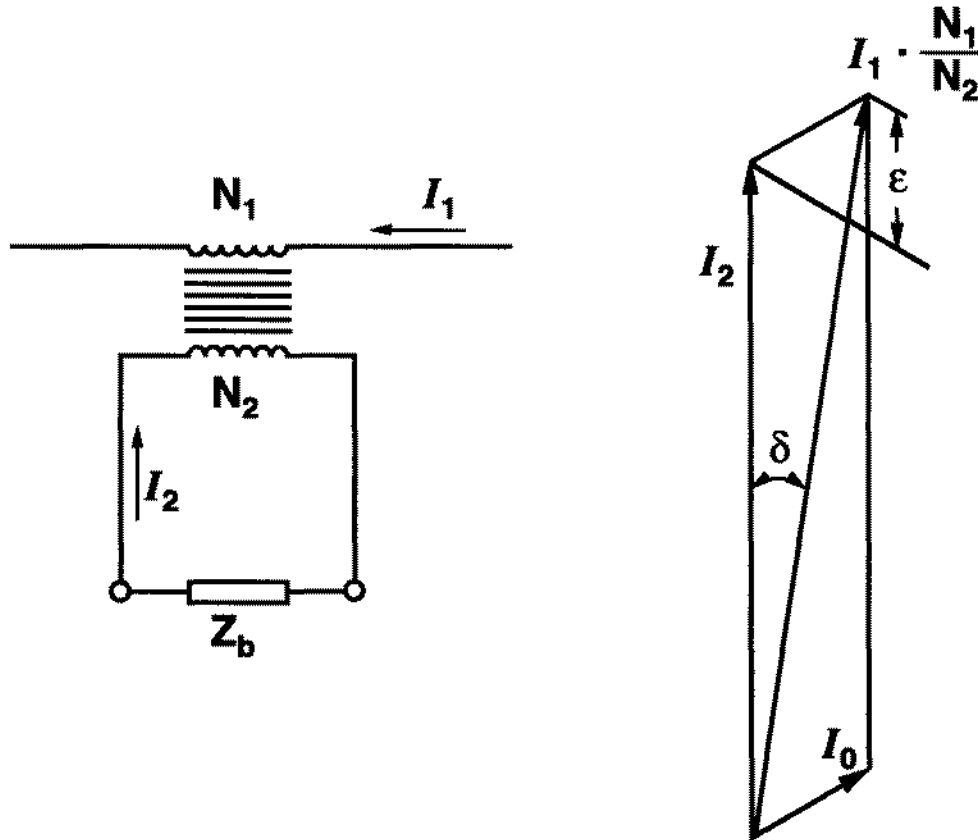
Note: Normally the leakage fluxes X_1 and X_2 can be neglected

Current Transformer, Simplified Replica Circuit

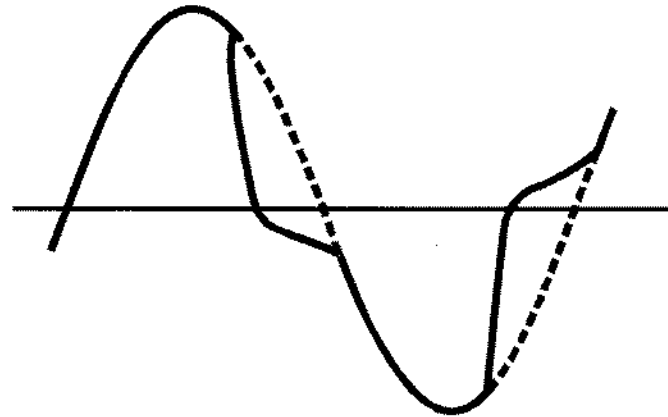


Current Transformer:

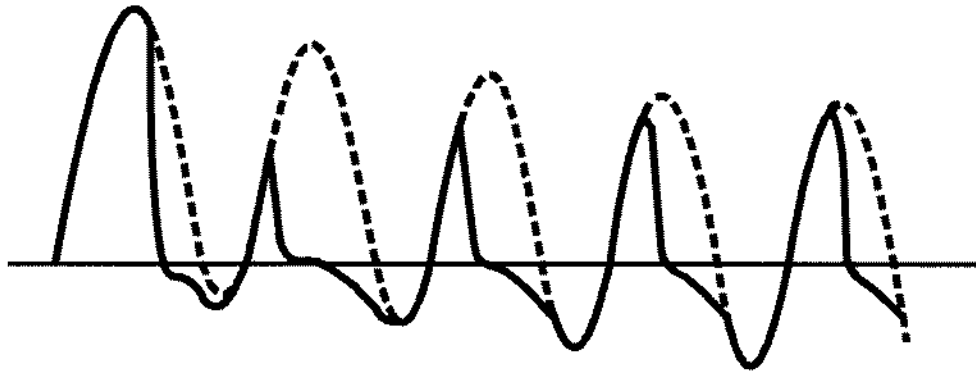
Phase Displacement (δ) and Current Ratio Error (ϵ)



Current Transformer Saturation Effect

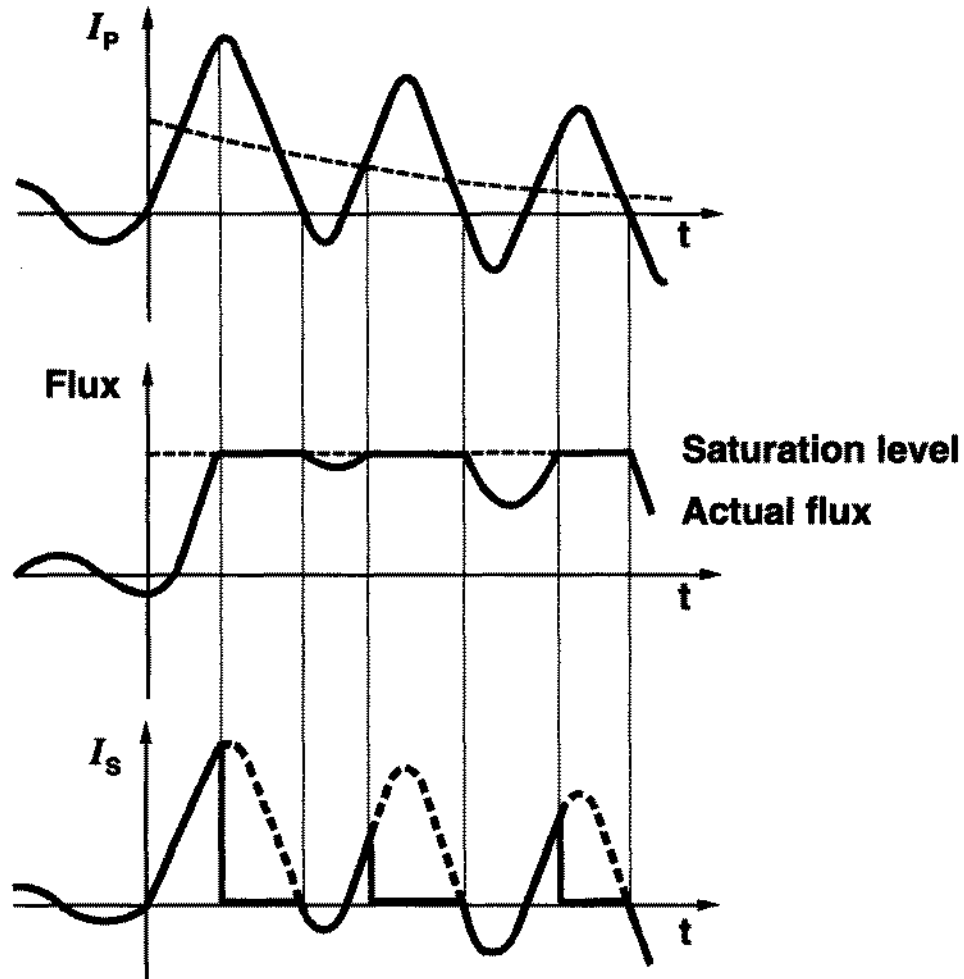


AC-Saturation

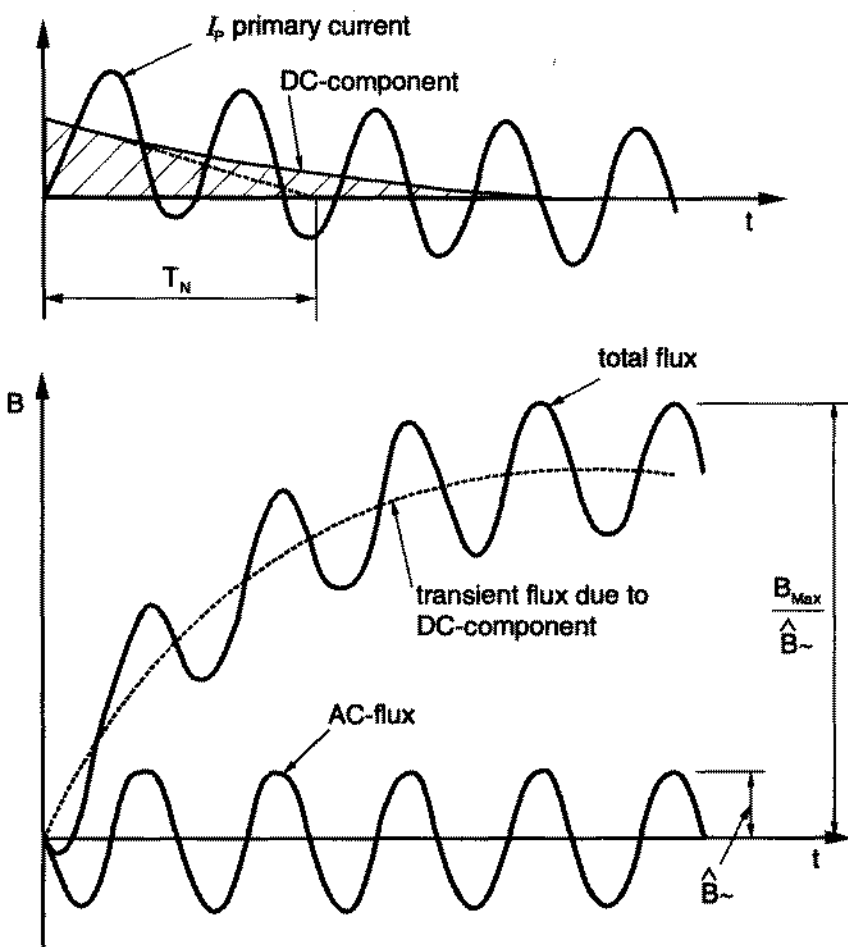


DC-Saturation

Current Transformer Saturation



Course of the CT-flux in the Case of Off-set Short-circuit Current



$$\frac{B}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \left(e^{-\frac{t}{T_N}} - e^{-\frac{t}{T_S}} \right)$$

$$\frac{B_{Max}}{B_{\sim}} = 1 + \omega \cdot T_S \cdot \left(\frac{T_N}{T_S} \right)^{\frac{T_S}{T_S - T_N}}$$

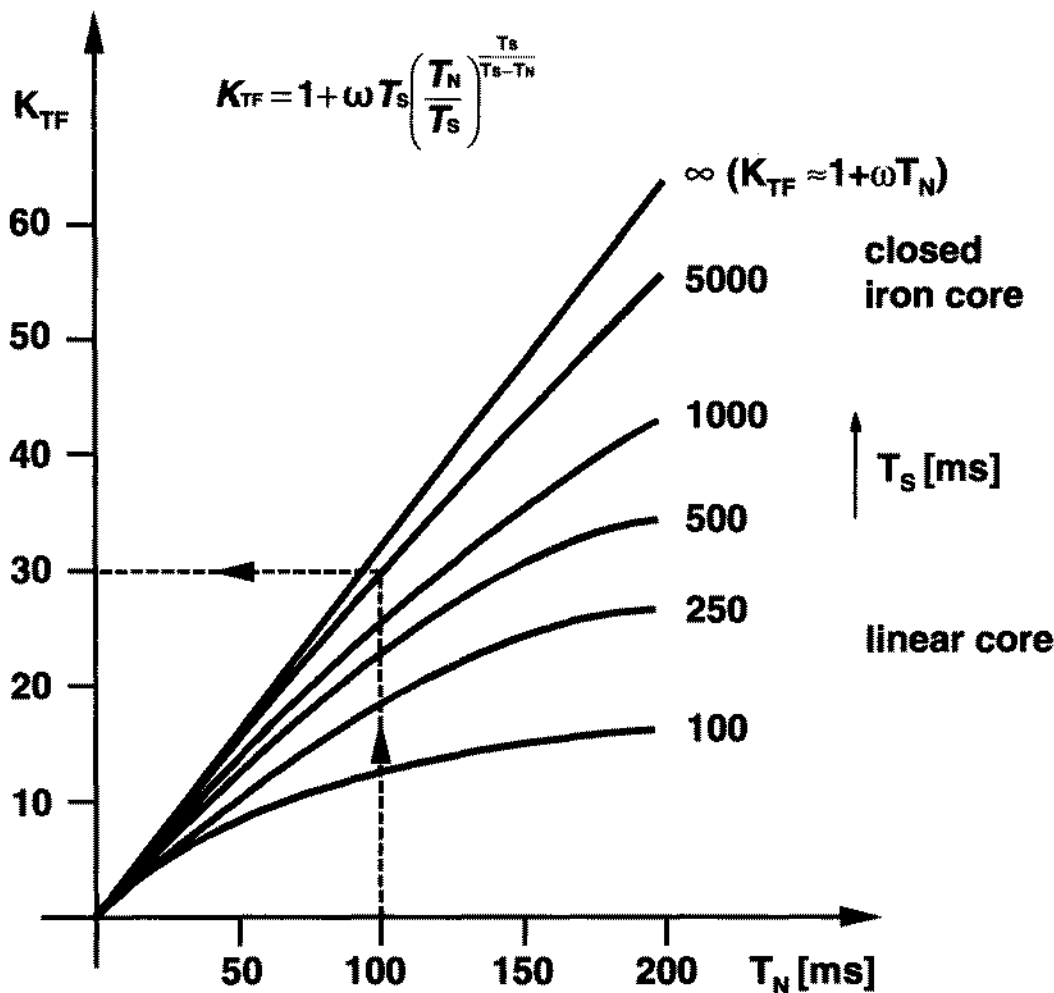
$$t_{B_{Max}} = \frac{T_N \cdot T_S}{T_S - T_N} \cdot \ln \frac{T_S}{T_N}$$

$$T_S = \frac{L_w}{R_k + R_B} = \frac{1}{\omega \cdot \tan \delta}$$

For 50 Hz (60 Hz) applies:

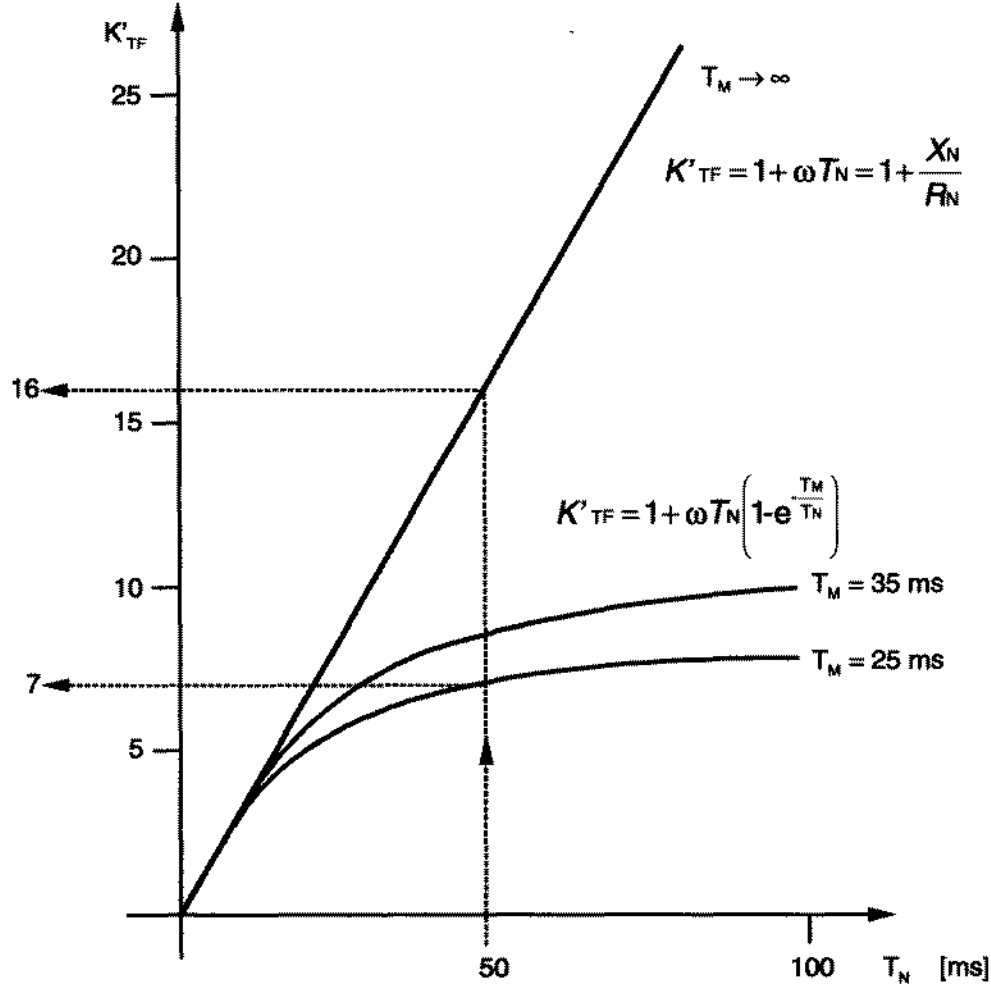
$$T_S = \frac{10900}{\delta_{[min]}} [ms] \quad \left(T_S = \frac{9083}{\delta_{[min]}} [ms] \right)$$

C. T. Overdimensioning Factor K_{TF}

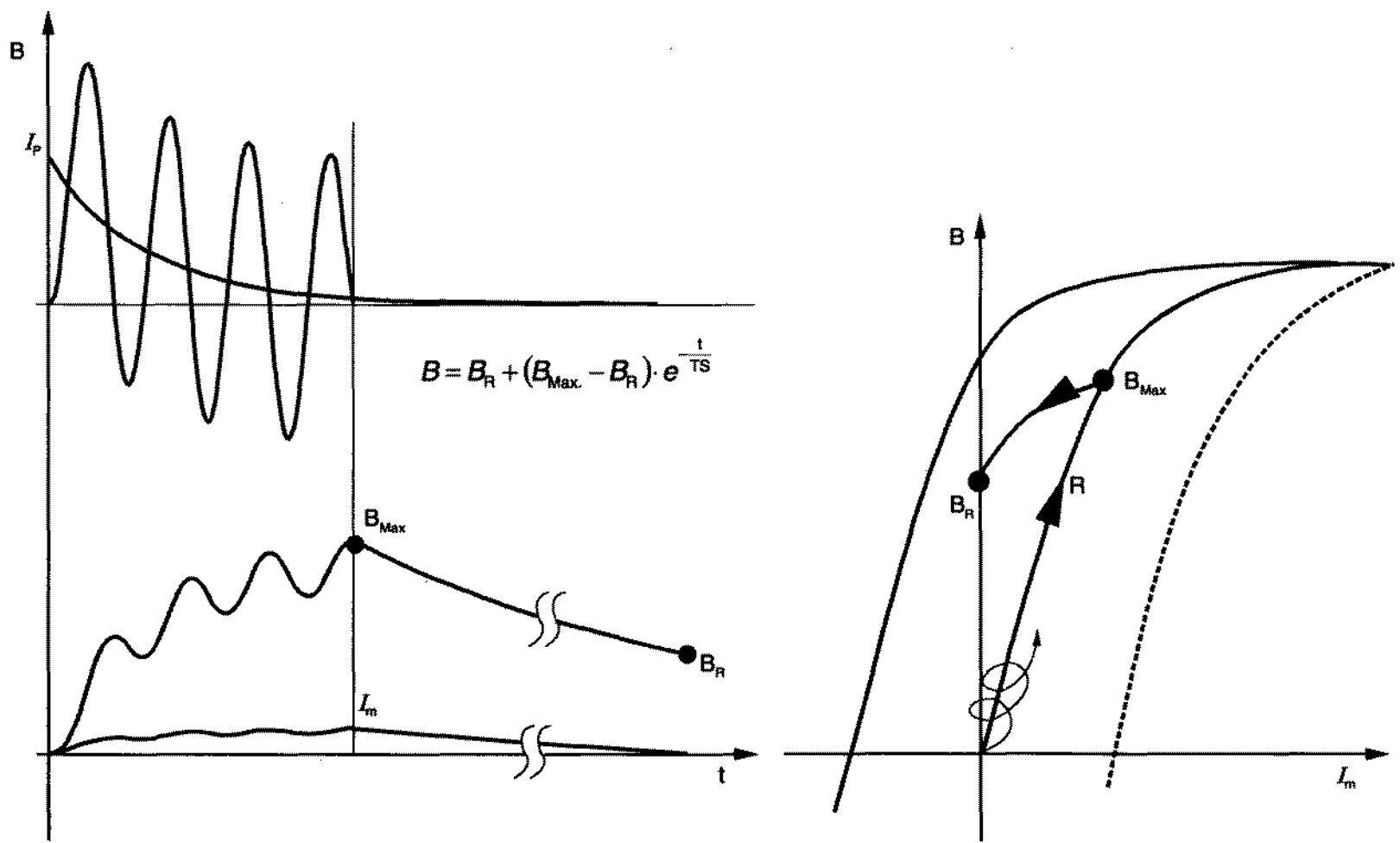


T_N = Time constant of the primary system
 T_s = C. T. secondary time constant

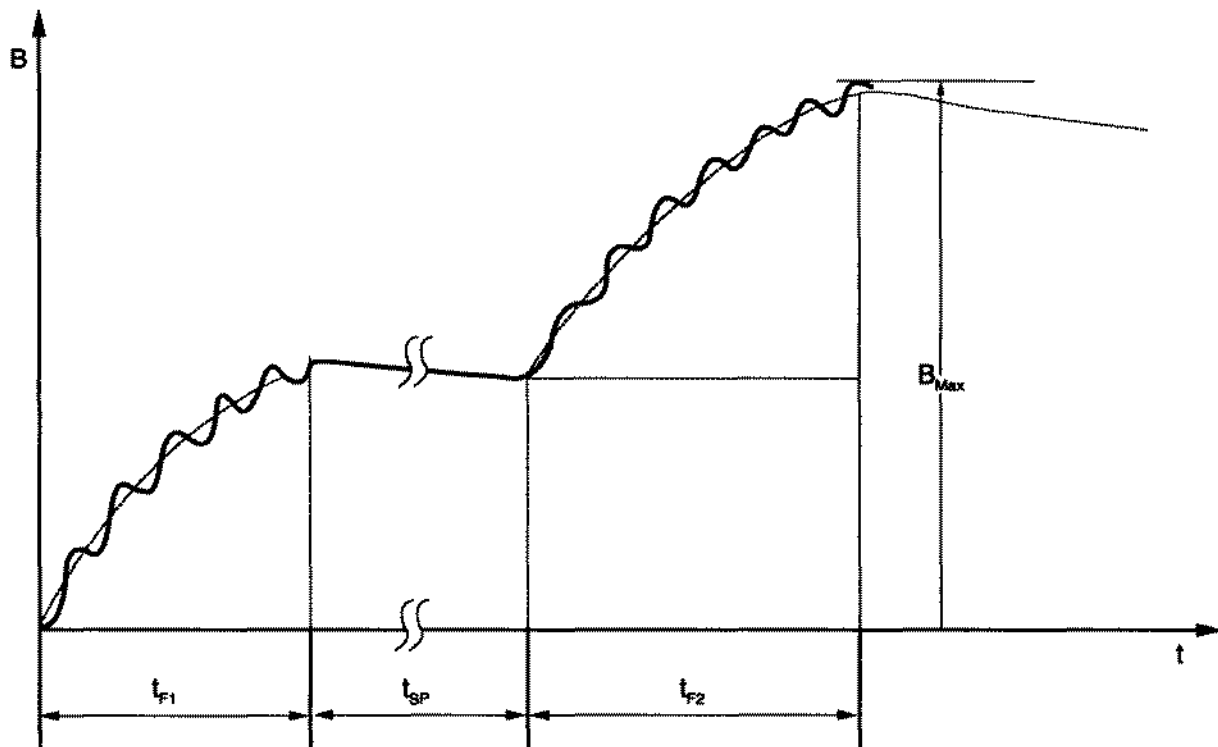
Closed Iron-core CT, Over-dimensioning Factor, Limited Saturation-free Time (T_M)



Magnetising and de-magnetising of a current transformer



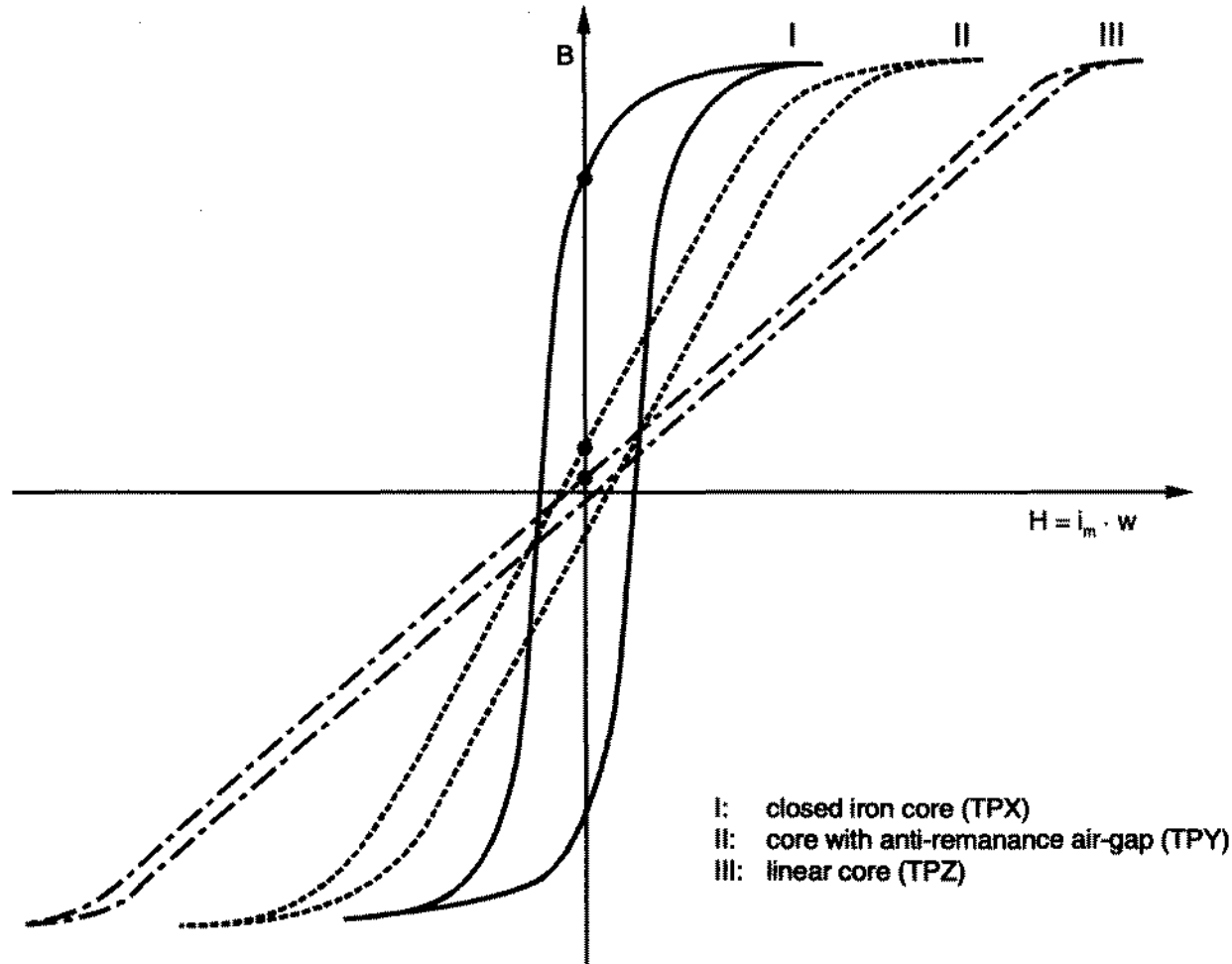
Course of the CT-flux in Case of Unsuccessful ARC



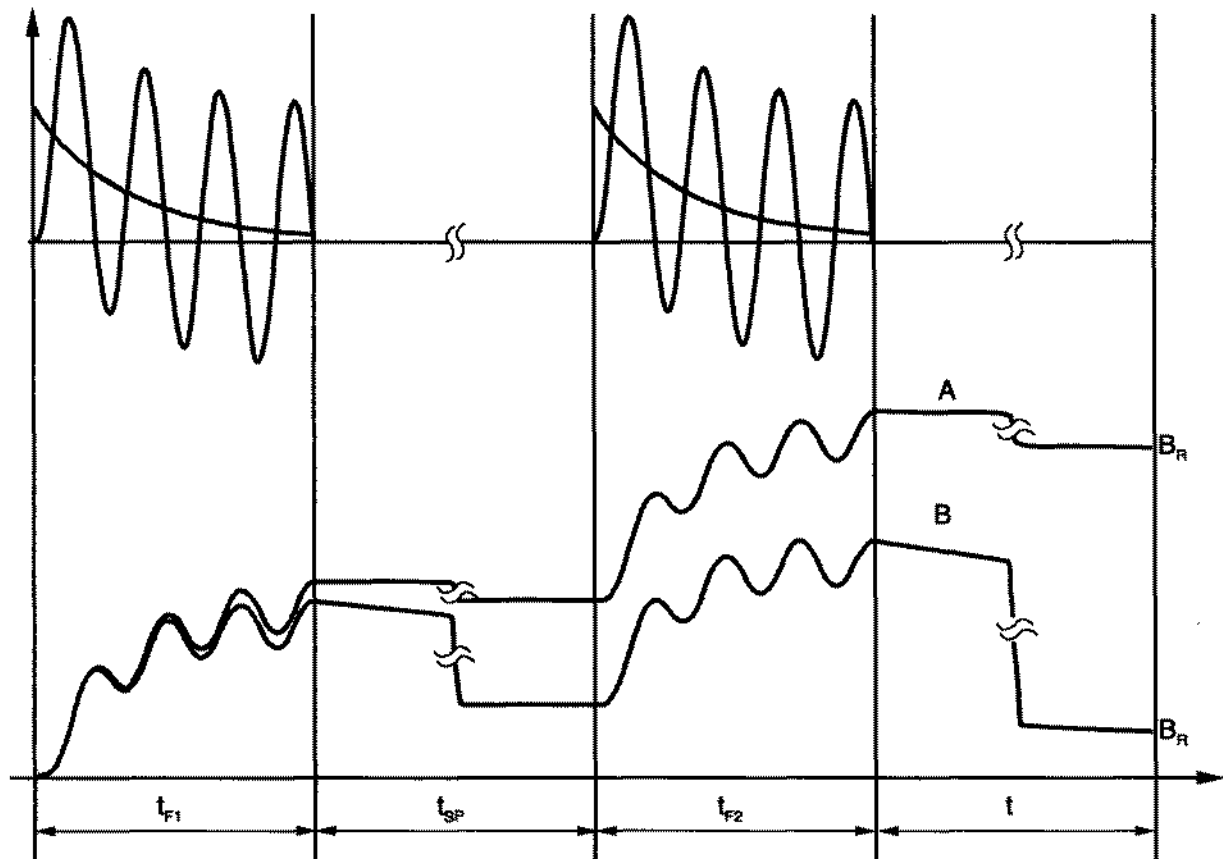
t_{F1} = duration of the first fault
 t_{SP} = duration of the ARC dead-time
 t_{F2} = duration of the second fault after ARC

$$\frac{B_{Max}}{\hat{B}} = \left[1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \left(e^{\frac{t_{F1}}{T_N}} - e^{\frac{t_{F1}}{T_S}} \right) \cdot e^{\frac{t_{SP} + t_{F2}}{T_S}} + \left[1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \left(e^{\frac{t_{F2}}{T_N}} - e^{\frac{t_{F2}}{T_S}} \right) \right] \right]$$

CT, Magnetisation Curve and Point of Remanance

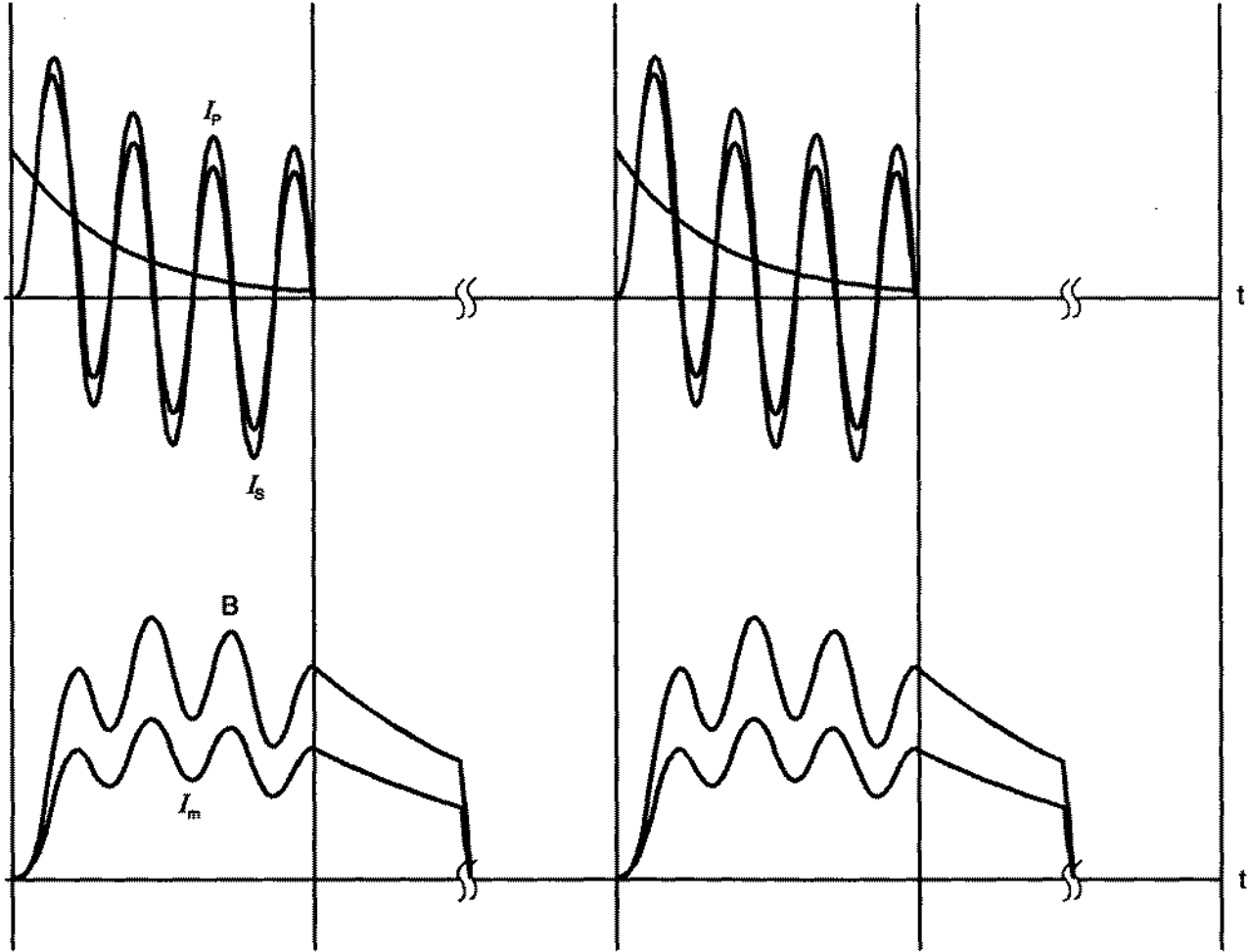


Course of the CT Flux during Unsuccessful ARC



A: closed iron core (TPX)
B: core with anti-remnance air-gap (TPY)

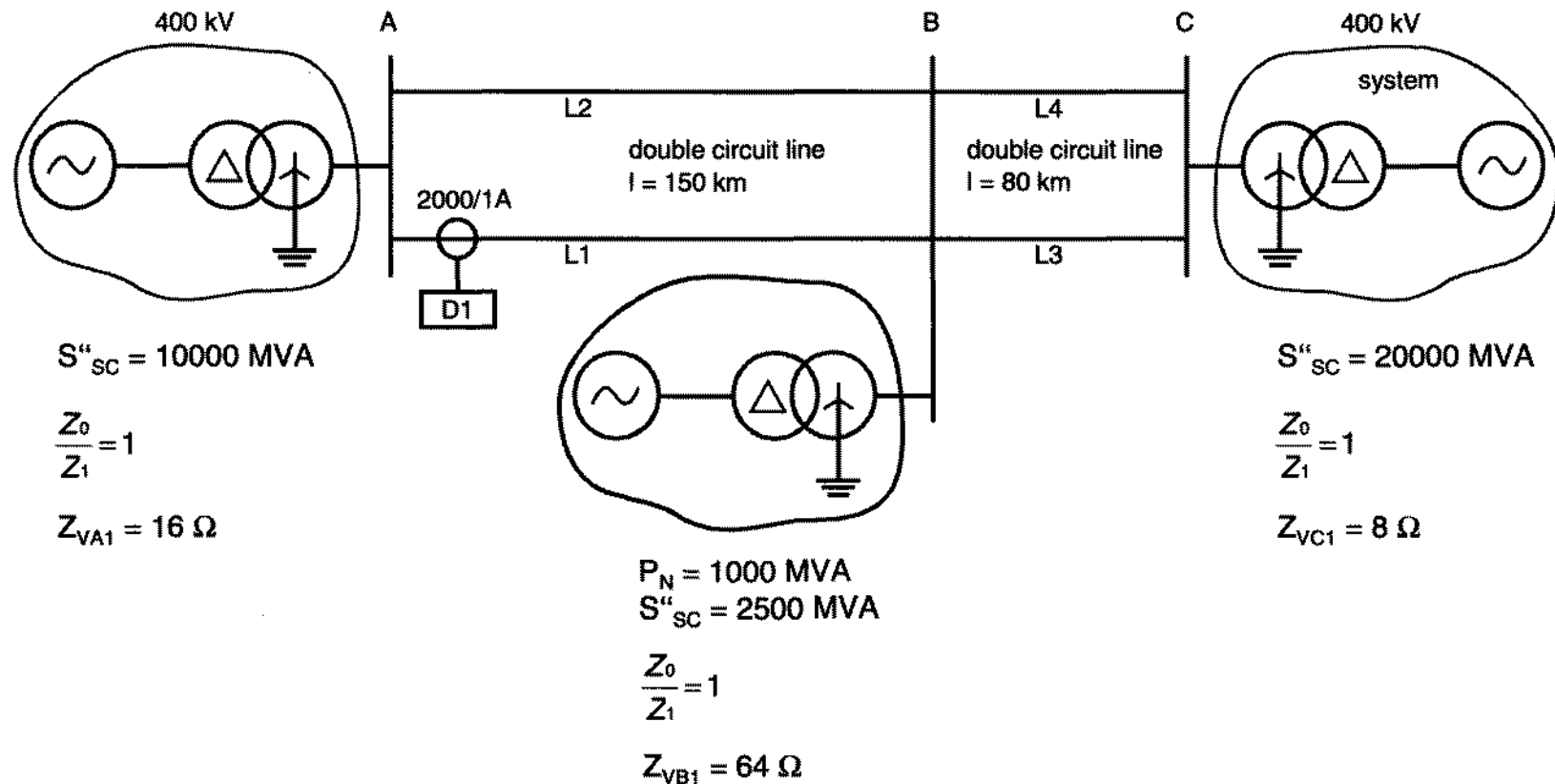
Unsuccessful ARC, Course of the Flux in a linear CT-core (TPZ)



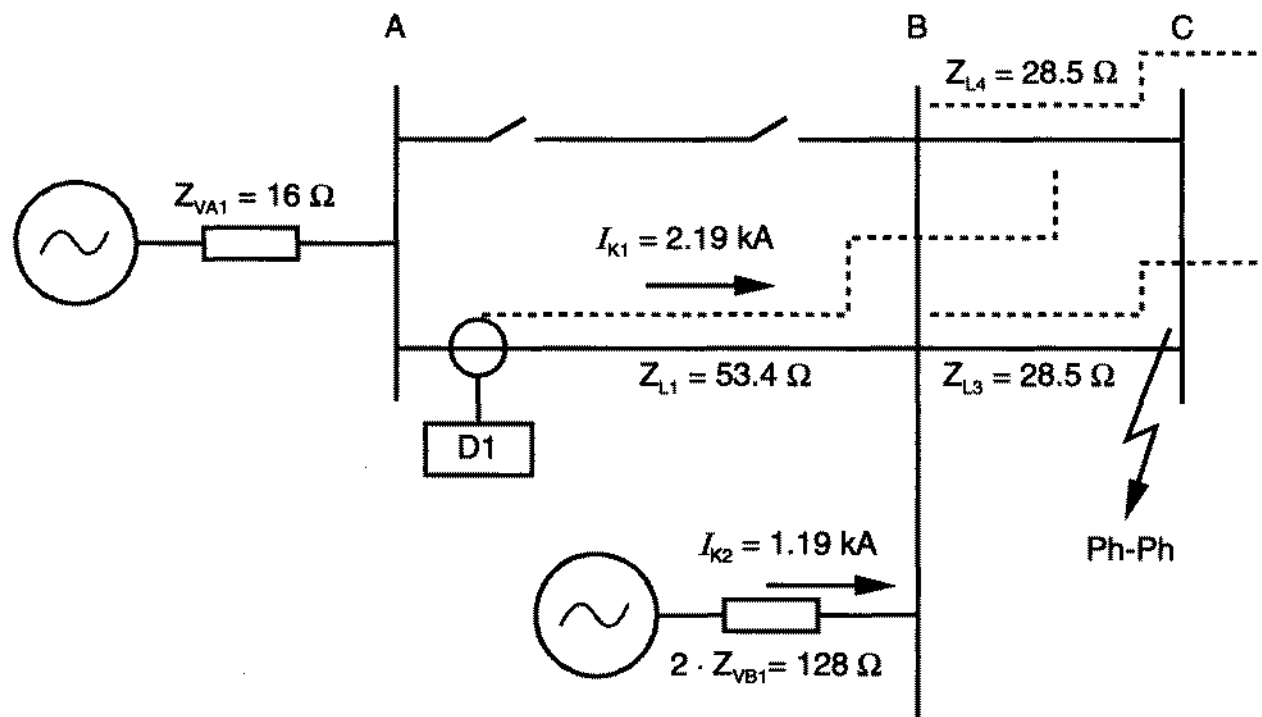
Distance Back-up Protection Zone Setting

Protection Settings on a double Circuit Line:

System Data for the Calculation Example



Protection Setting in the Case of double Circuit Lines: Equivalent Circuit for the Calculation Example



Distance Measurement for Earth Faults: Reach (in X-direction) Depending on the Relay Setting

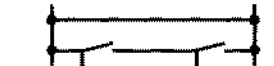
$$k_{XER} = \left(\frac{X_E}{X_L} \right)_{\text{Relay}} \quad \text{and the Switching Condition}$$

a) this equation applies for $\frac{x}{l} \leq 1$. If $\frac{x}{l} > 1$

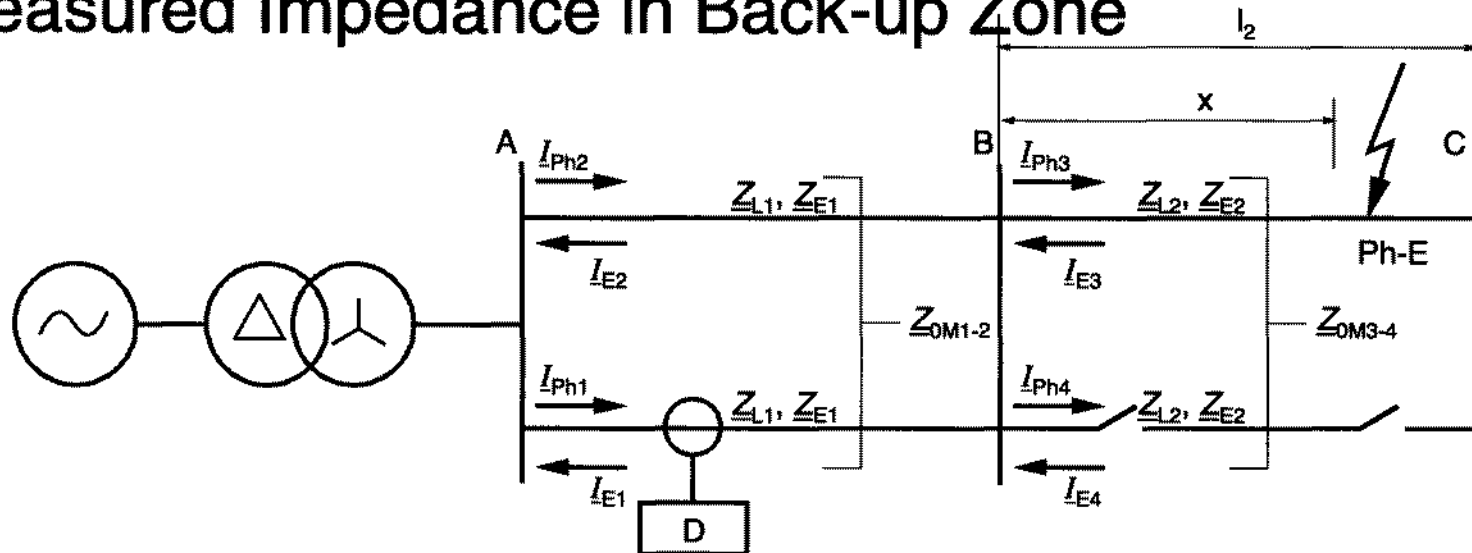
$$\text{then : } \frac{SF1(1 + k_{XER}) + k_{XEM} \cdot \frac{X'_{OM}}{X'_{OL}}}{1 + k_{XEL}}$$

$$\text{b) } k_{XEL} = \left(\frac{X'_{EL}}{X'_{1L}} \right)_{\text{Line}}$$

$$\text{c) } k_{XEM} = \left(\frac{X'_{OM}}{3 \cdot X'_{OL}} \right)_{\text{Line}}$$

		Reach of x/l Ph-E short-circuits		
				
		$\frac{x}{l} = SF1 \cdot \frac{1 + k_{XER}}{1 + k_{XEL}}$	$\frac{x}{l} = \text{refer to Equ. (205)}$	$\frac{x}{l} = \frac{(1 + k_{XER}) \cdot SF1}{1 + k_{XEL} - k_{XEM} \cdot \frac{X'_{OM}}{X'_{OL}}}$ a)
k_{XER} setting with $\frac{x}{l} = 0.85$ $SF1 = 0.85$ $k_{XEL} = 0.71$ $b) k_{XEM} = 0.64$ $c) X'_{OM} = 0.72 \Omega/\text{km}$ $X'_{OL} = 1.11 \Omega/\text{km}$ $X'_{1L} = 0.356 \Omega/\text{km}$		$k_{ER} = \frac{1 + k_{EL}}{SF1} \cdot \frac{x}{l} - 1 \quad k_{ER} = 0.71 (0.5)$	85% (75%)	71% (64%)
		$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{x/l}{2 - x/l} - 1}{SF1}$ $k_{XER} = 1.18$	108%	85%
		$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{X'_{OM}}{X'_{OL}} \cdot \frac{x}{l} - 1}{SF1}$ $k_{XER} = 0.31$	65%	56%
			108% (98%)	132%
			85%	85%

Measured Impedance in Back-up Zone



where: $\underline{k}_{EL1} = \frac{Z_{E1}}{Z_{L1}}$, $\underline{k}_{EM1-2} = \frac{Z_{OM1-2}}{3 \cdot Z_{L1}}$ and $\underline{k}_{EL3} = \frac{Z_{E2}}{Z_{L2}}$

k_{ER} is the compensation factor set at the relay

$$Z_{Ph-E} = \frac{U_{Ph-E}}{I_{Ph1} + K_{ER} \cdot I_{E1}} = \frac{1 + \underline{K_{EL1}} + \underline{K_{EM1-2}}}{1 + K_{ER}} \cdot Z_{L1} + 2 \cdot \frac{x}{l_2} \cdot \frac{1 + \underline{K_{EL3}}}{1 + K_{ER}} \cdot Z_{L2}$$

EJEMPLO DE AJUSTE

El siguiente caso de estudio ilustra el procedimiento el cual debe seguirse para obtener los ajustes de un relé de distancia. La determinación de los ajustes es un proceso conocido, siempre y cuando se apliquen correctamente los criterios, pero la verdadera implementación variará, dependiendo no solamente de cada fabricante sino también de cada tipo de relé.

Para este caso se considera un relé de distancia instalado en la subestación Pance en el circuito que va a la subestación Juanchito del sistema diagramado en la fig. 39, el cual provee un diagrama esquemático de las impedancias vistas por el relé.

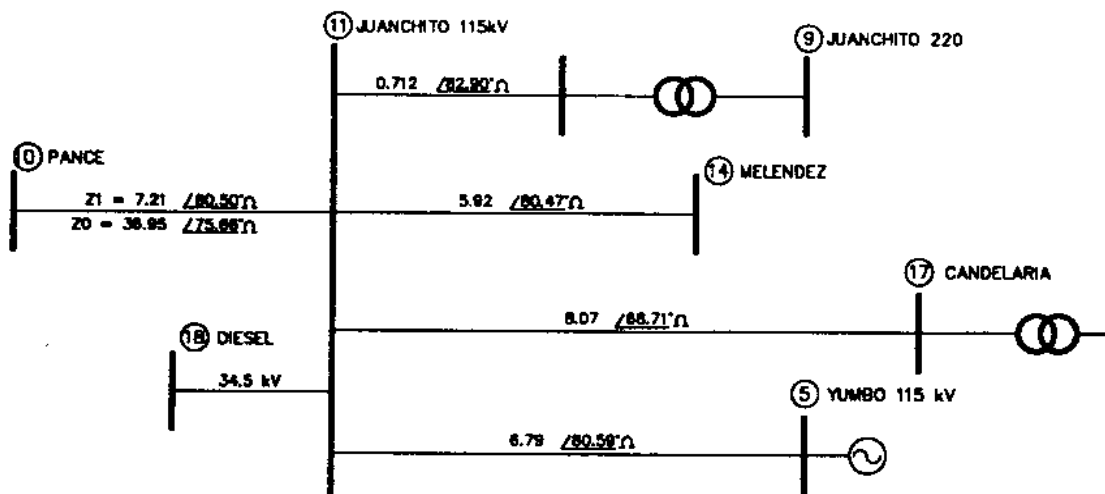


Fig. 39 Diagrama de impedancias del ejemplo 1 mostrando las impedancias vistas por un relé en la subestación Pance en el circuito a Juanchito

Los números de cada barra corresponden a aquellos usados en los estudios de cortocircuito, mostrados en la fig. 40. Las relaciones de transformación del TI y el TV son 600/5 y 1000/1 respectivamente.

De los criterios de ajuste para la zona1:

$$Z_1 = 0.85 Z_{10-11} = 0.85(7.21 \angle 80.5^\circ) = 6.13 \angle 80.5^\circ \text{ del lado primario}$$

Y para la zona 2:

$$Z_2 = Z_{10-11} + 0.5(1 + K_1)Z_{11-9}$$

En este caso la constante de infeed se define como:

$$K_1 = (I_{14-11} + I_{17-11} + I_{5-11} + I_{18-11}) / I_{10-11}$$

para una falla en la barra 11. De los resultados obtenidos del cálculo de fallas listados en la tabla de la fig. 35 se obtienen las corrientes; luego reemplazando las mismas, se tiene que:

$$K_1 = 3.38 \angle -0.37^\circ$$

Luego, $1 + K_1 = 4.38$

De la misma forma, el ajuste para la zona 2 resulta:

$$Z_2 = 8.77 \angle 80.93^\circ \text{ del lado primario}$$

Fig. 40 Salida impresa de corrientes de cortocircuito para una falla en la barra 11

FAULT CURRENTS IN SYSTEM ELEMENTS									
VALUES IN KILOAMPS, REFERRED TO RECEIVING BUSBAR									
ELEMENTS				PHASE A		PHASE B		PHASE C	
				MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE
1	A.ANCH-220	-0	REFERENCE	1.3066743	92.7177749°	1.30664555	-27.282974°	1.30664555	-147.28154°
2	SALVJ-220	-0	REFERENCE	0.998064541	91.7096217°	0.998042583	-28.291127°	0.998042583	-148.28969°
3	ESMERA-220	-0	REFERENCE	1.39397871	94.4244033°	1.39394804	-25.576345°	1.39394804	-145.57491°
4	POPAYA-220	-0	REFERENCE	0.661038585	95.1927806°	0.661024042	-24.807968°	0.661024042	-144.80653°
5	YUMBO-115	-0	REFERENCE	2.31946974	91.9760292°	2.31941871	-28.024719°	2.31941871	-148.02328°
6	B.ANCH-115	-0	REFERENCE	0.833393831	97.1632629°	0.833375496	-22.837486°	0.833375496	-142.83605°
7	PANCE-220	-1	A.ANCH-220	0.679960307	92.1731526°	0.679945348	-27.827596°	0.679945348	-147.82616°
8	YUMBO-220	-1	A.ANCH-220	0.626778016	93.30861°	0.626764227	-26.692139°	0.626764227	-146.69070°
8	YUMBO-220	-7	PANCE-220	0.09866522	-102.634422°	0.09866305	137.364892°	0.09866305	17.366327°
7	PANCE-220	-2	SALVJ-220	0.602895722	93.042052°	0.602882458	-26.958696°	0.602882458	-146.95726°
9	JUANACH-220	-2	SALVJ-220	0.395580336	89.67863°	0.395571633	-30.322099°	0.395571633	-150.32066°
9	JUANACH-220	-7	PANCE-220	0.226206392	-70.344291°	0.226201415	169.65500°	0.226201415	49.656438°
8	YUMBO-220	-3	ESMERA-220	1.06737816	94.868032°	1.06735468	-25.132717°	1.06735468	-145.13128°
9	JUANACH-220	-3	ESMERA-220	0.326737071	92.975025°	0.326729882	-27.025723°	0.326729882	-147.02429°
9	JUANACH-220	-4	POPAYA-220	0.661038583	95.192781°	0.66102404	-24.807968°	0.66102404	-144.80653°
10	PANCE-115	-7	PANCE-220	1.59477693	94.037471°	1.59474185	-25.963278°	1.59474185	-145.96184°
11	JUANACH-115	-9	JUANACH-220	1.16717186	89.92533°	1.16714619	-30.075395°	1.16714619	-150.07396°
8	YUMBO-220	-5	YUMBO-115	3.060633E06	-84.680164°	3.06056572	155.31913°	3.06056572	35.320564°
11	JUANACH-115	-10	PANCE-115	2.11261541	94.457371°	2.11256893	-25.543377°	2.11256893	-145.54194°
12	S.ANTO-115	-10	PANCE-115	0.396284554	-82.300371°	0.39627584	157.698924°	0.396275836	37.700358°
11	JUANACH-115	-5	YUMBO-115	5.36459505	94.124933°	5.36447703	-25.875816°	5.36447703	-145.87438°
13	CHIPCH-115	-5	YUMBO-115	0.026651163	33.840843°	0.0266505769	-86.159885°	0.0266505769	153.84159°
13	CHIPCH-115	-6	B.ANCH-115	0.833393828	97.163263°	0.833375493	-22.837486°	0.833375493	-142.83605°
13	CHIPCH-115	-12	S.ANTO-115	0.592014005	-83.184675°	0.5900098	156.81462°	0.59200098	36.816054°
14	MELEND-115	-10	PANCE-115	1.333830445	94.459714°	1.3338011	-25.541034°	1.3338011	-145.5396°
14	MELEND-115	-11	JUANACH-115	1.33383044	-85.54031°	1.3338011	154.458987°	1.3338011	34.460422°
15	PAILON-115	-6	B.ANCH-115	0	0	0	0	0	0
16	TABOR-115	-6	B.ANCH-115	0	0	0	0	0	0
16	TABOR-115	-15	PAILON-115	0	0	0	0	0	0
17	CANDEL-115	-11	JUANACH-115	5.34425E-09	111.290404°	5.34413E-09	-8.710345°	5.34413E-09	-128.70891°
18	DIESEL2-34	-11	JUANACH-115	0.449934835	-86.343911°	0.449924937	153.65538°	0.449924937	33.656818°
18	DIESEL2-34	-12	S.ANTO-115	0.195872232	95.026027°	0.195867923	-24.974721°	0.195867923	-144.973287°
18	DIESEL2-34	-13	CHIPCH-115	0.25416174	92.600411°	0.254156149	-27.400337°	0.254156149	-147.398903°

Para el ajuste de zona 3:

$$Z_3 = Z_{10-11} + (1 + K_2) * Z_{11-17} + 0.25 * (1 + K_3) * Z_{trafo}$$

En este caso, la constante de infeed K3 se considera igual que K2 dado que el sub-alcance en esa sección no es significativo. Este procedimiento es común cuando se determinan los ajustes de zona 3.

Para una falla en la barra 17, la constante de infeed se define como:

$$K_2 = (I_{9-11} + I_{14-11} + I_{5-11} + I_{18-11}) / I_{10-11}$$

De la misma manera, reemplazando los valores de corriente obtenidos del listado de la fig. 35, se obtiene:

$$K_2 = 4.44 \angle -1.36^\circ$$

Así,

$$1 + K_2 = 5.44 \angle -1.10^\circ$$

Por lo tanto, el ajuste de zona 3 es:

$$\begin{aligned} Z_3 &= 7.21 \angle 80.50^\circ + (5.44 \angle -1.10^\circ \times 8.07 \angle 68.71^\circ) + (1 + 4.44) \angle -1.36^\circ \times 11.95 \angle 90^\circ \\ &= 114.35 \angle 80.20^\circ \end{aligned}$$

Los ajustes del relé, en ohms referidos al primario, son:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 6.13 \angle 80.5^\circ \\ Z_2 &= 8.77 \angle 80.93^\circ \\ Z_3 &= 114.35 \angle 80.20^\circ \end{aligned}$$

Los valores referidos al secundario se calculan con la siguiente expresión:

$$Z_{sec} = Z_{prim} \times TIR / TVR$$

Así se obtienen los siguientes valores, tomando solamente el módulo:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0.736 \text{ Ohm} \\ Z_2 &= 1.052 \text{ Ohm} \\ Z_3 &= 13.72 \text{ Ohm} \end{aligned}$$

Para el caso de relés digitales con característica poligonal, el ajuste se realiza normalmente con valores disgregados en R y X.

Ajuste de la unidad de arranque:

La unidad de arranque se ajusta tomando el 50% de la impedancia de carga máxima. De los estudios de flujo de carga, la potencia transferida de Pance a Juanchito es:

$$S = 30.4 + j 13.2 \text{ MVA}$$

$$|S| = 33.14 \text{ MVA}$$

Por ello,

$$Z_c = V^2/S = 115^2/33.14 = 399.03 \text{ Ohm primarios}$$

$$= 47.88 \text{ Ohms secundarios}$$

$$Z_{arr} = 200 \text{ Ohms primarios}$$

$$= 23.94 \text{ Ohms secundarios}$$

Ajuste de la constante de compensación residual para fallas a tierra

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3 Z_1}$$

donde:

K_0 = constante de compensación residual

Z_1, Z_0 = impedancias de secuencia positiva y cero de la línea

Reemplazando por los datos de las líneas se tiene:

$$K_0 = 1.377 \angle -6^\circ$$

Se adopta luego $K_0 = 1.4$

Ajuste de tiempo

Retardo de tiempo para la zona 2: 0.4 s

Retardo de tiempo para la zona 3: 1.0 s

Chequeo de carga

El ajuste de la unidad que determina la característica con mayor retardo de operación del relé debe ser chequeado para asegurar que no se solape con la zona de carga. En el ejemplo la carga es 33.14 MVA, lo cual es equivalente a una impedancia de carga de:

$$Z_c = V^2/S = 115^2/33.14 = 399.03 \text{ Ohm primarios}$$

$$= 47.88 \text{ Ohms secundarios}$$

El alcance del relé en la dirección de la carga se determina como sigue:

$$\sin \beta = 0.818 \sin(\phi - 30^\circ)$$

Donde el ajuste de ϕ es 75° .

$$\sin \beta = 0.818 \sin(45^\circ)$$

es decir,

$$\beta = 35.34^\circ$$

$$\alpha = 180^\circ - \beta - (\phi - 30^\circ)$$

definiendo $\alpha = 99.66^\circ$ de tal forma que el alcance será:

$$Z_X = \frac{0.55Z_3 \sin 99.66^\circ}{\sin 45^\circ} = \frac{0.55(11435) \sin 99.66^\circ}{\sin 45^\circ}$$

$$Z_X = 87.68 \text{ ohms primarios}$$

La distancia hasta el punto de carga, expresado en %, es:

$$\% = \frac{399.03 - 87.68}{399.03} \times 100\% = 78.03\%$$

Se concluye por lo tanto, que el ajuste es apropiado.

Determinación de la cobertura efectiva

De acuerdo con los ajustes calculados, en zona 2 el relé cubre el 50% de la línea 11-9. Sin embargo, es importante determinar la cobertura de este ajuste a lo largo de la línea Juanchito-Yumbo (11-5) de 115kV y para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$X_2 = \frac{Z_2 - Z_{L1}}{Z_{L2}(1 + K_1)}$$

La constante de infeed K1 en la subestación Juanchito (11) se calcula como:

$$K_1 = (I_{9-11} + I_{14-11} + I_{17-11} + I_{18-11}) / I_{10-11} = 1.9$$

para una falla en 11. Por lo tanto:

$$X_2 = \frac{8.77 - 7.21}{6.79(1 + 1.90)} = 0.079 = 7.9\%$$

Como era de esperarse, el alcance de la zona 2 es menor a 50% de la línea Juanchito-Yumbo, ya que la línea más corta es el circuito Juanchito 115 a Juanchito 220. Los alcances del relé se dan en la fig. 41.

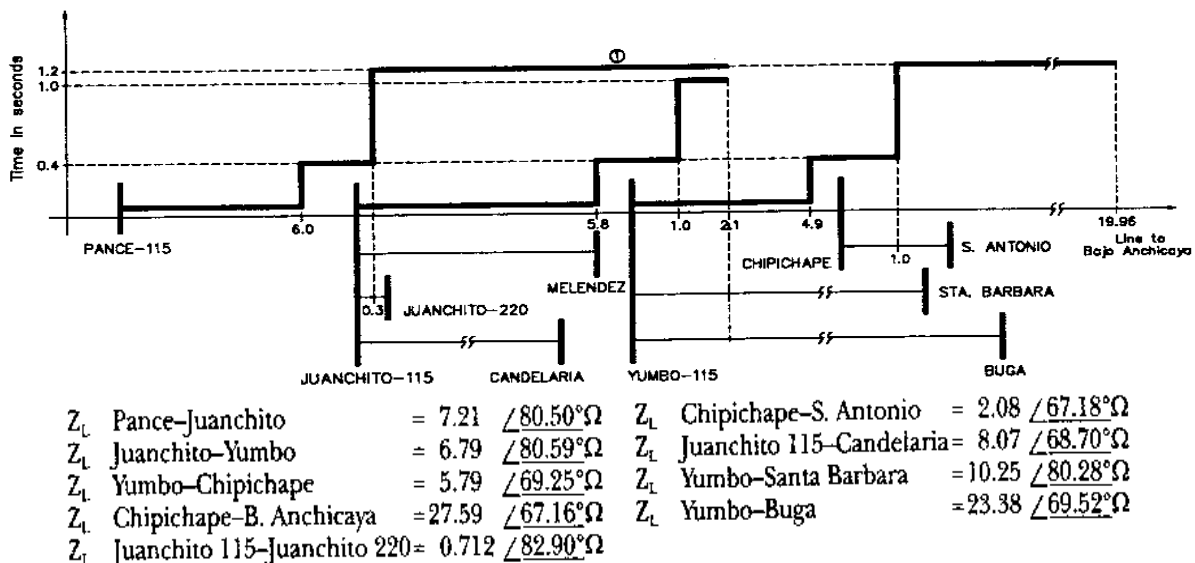


Fig. 41 Alcances del relé de distancia del ejemplo 1

EJERCICIOS PROPUESTOS

Ejercicio 1: Para el sistema de potencia de la fig. 42, calcular:

- La resistencia de falla si la corriente de falla es de 200 A para una falla monofásica.
- El valor de la constante de compensación residual.
- La impedancia referida al secundario que ve el relé si es ajustado con una constante de compensación residual igual a 1 (100%)

Datos: el TI tiene una relación 800/1 y el TV 11800/ $\sqrt{3}$: 110/ $\sqrt{3}$.

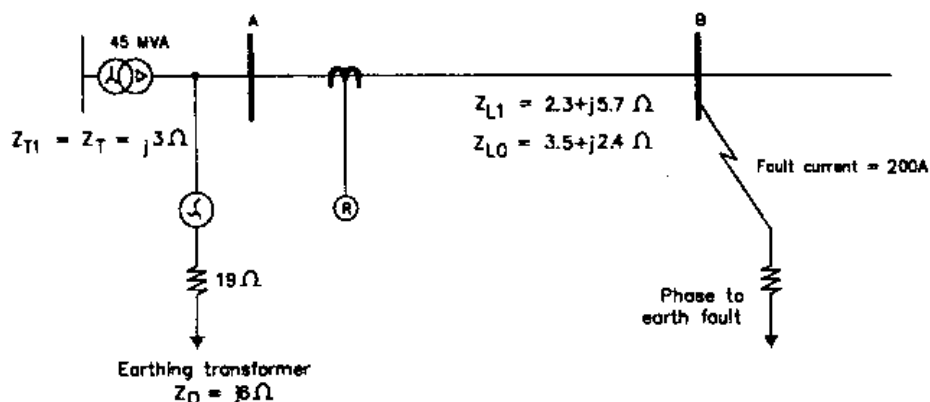


Fig. 42 Sistema de potencia del ejercicio

Ejercicio 2: Para el sistema mostrado en la fig. 43, determinar el alcance en ohms secundarios, de la zona 3 del relé de distancia instalado en la subestación Juanchito, en la línea que a la subestación Pance. Hacer chequeo de proximidad a la carga máxima. Calcular la constante de infeed para cubrir las líneas adyacentes y remotas, considerando los infeeds intermedios asociados con la barra 7 únicamente.

Datos:

Relaciones de transformación de los Ti y TV son 800/5 y 2000/1 respectivamente.

En la fig. 44 se dan valores de cortocircuito trifásico para una falla en la barra 7; ellos corresponden a valores de línea (no por circuito).

El ángulo de ajuste del relé es 75°.

La carga máxima por circuito para la línea Juanchito-Pance es 40MVA con un ángulo de $\pm 30^\circ$.

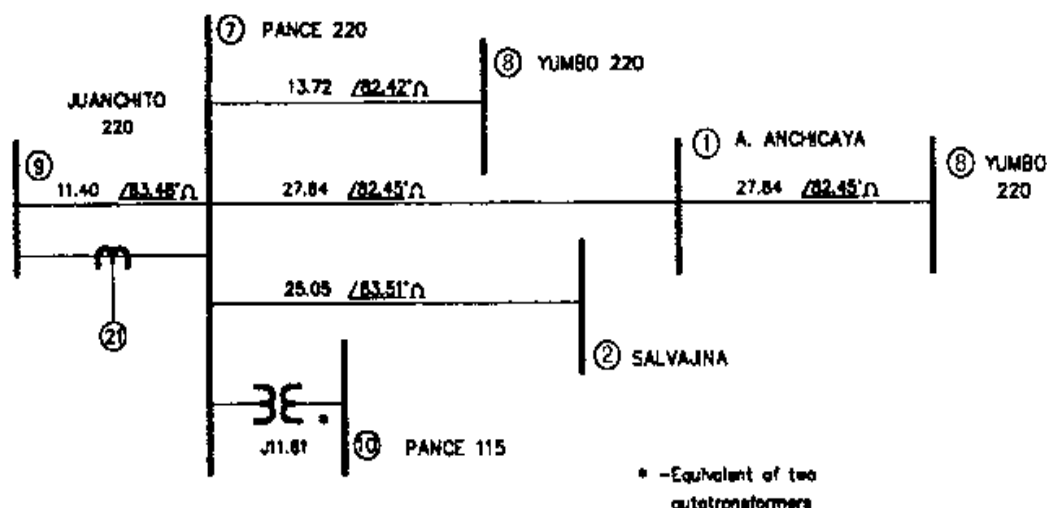


Fig. 43 Sistema de potencia del ejercicio 2

FAULT CURRENTS IN SYSTEM ELEMENTS
VALUES IN KILOAMPS, REFERRED TO RECEIVING BUSBAR

ELEMENT		PHASE A		PHASE B		PHASE C	
		MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE
1 A.ANCH-220	-0 REFERENCE	1.98242003	92.443095°	1.989237642	-27.557654°	1.98237642	-147.55622°
2 SALVJ-220	-0 REFERENCE	1.62851887	91.4928034°	1.62848304	-28.507945°	1.62848304	-148.50651°
3 ESMERA-220	-0 REFERENCE	1.87538539	97.734679°	1.87534414	-25.26607°	1.87534414	-145.26463°
4 POPAYA-220	-0 REFERENCE	1.25495431	94.410831°	1.2459269	-25.589917°	1.2459269	-145.58848°
5 YUMBO-115	-0 REFERENCE	2.26681557	91.285281°	2.26676569	-28.715467°	2.26676569	148.71403°
6 B.ANCH-115	-0 REFERENCE	0.834295179	96.035828°	0.834276824	-23.964921°	0.834276824	-143.96349°
7 PANCE-220	-1 A.ANCH-220	1.6012277	92.963280°	1.60119247	-27.037468°	1.60119247	-147.03603°
8 YUMBO-220	-1 A.ANCH-220	0.381535366	90.259481°	0.381526972	-29.741267°	0.381526972	-149.73983°
8 YUMBO-220	-7 PANCE-220	2.44676857	-86.180180°	2.44671475	153.819114°	2.44671474	33.820548°
7 PANCE-220	-2 SALVJ-220	1.2779584	92.938904°	1.27793029	-27.961845°	1.27793029	-147.96041°
9 JUANCH-220	-2 SALVJ-220	0.350830005	89.50315°	0.350822286	-30.497579°	0.350822206	-150.49614°
9 JUANCH-220	-7 PANCE-220	1.81419538	-86.585323°	1.81415547	153.413971°	1.81415547	33.415406°
8 YUMBO-220	-3 ESMERA-220	1.32997736	94.880347°	1.3299481	-25.120401°	1.3299481	-145.118967°
8 YUMBO-220	-4 POPAYA-220	0.479547009	94.207655°	0.479536459	-25.793094°	0.479536459	-145.791659°
9 JUANCH-220	-3 ESMERA-220	0.545422825	94.379473°	0.545410825	-25.621275°	0.545410825	-145.619841°
9 JUANCH-220	-4 POPAYA-220	0.766412194	94.537959°	0.766395333	-25.462789°	0.766395333	-145.461355°
10 PANCE-115	-7 PANCE-220	1.21067151	-87.600773°	1.21064488	152.39852°	1.21064488	32.399956°
11 JUANCH-115	-9 JUANCH-220	0.152572421	-86.688851°	0.152569064	153.31044°	0.152569064	33.311878°
8 YUMBO-220	-5 YUMBO-115	0.4911125121	92.889544°	0.491101708	-27.111205°	0.491101707	-147.10977°
11 JUANCH-115	-10 PANCE-115	0.689706383	-89.545361°	0.689691209	150.453933°	0.689691209	30.455368°
12 S.ANTO-115	-10 PANCE-115	1.192163	-85.766367°	1.19213677	154.232927°	1.19213677	34.234362°
11 JUANCH-115	-5 YUMBO-115	1.34655091	90.756701°	1.34652128	-29.244047°	1.3465212	-147.242613°
13 CHIPCH-115	-5 YUMBO-115	0.429404109	91.108247°	0.429394662	-28.892502°	0.429394662	-148.891067°
13 CHIPCH-115	-6 B.ANCH-115	0.834295186	96.035828°	0.83427683	-23.964921°	0.83427683	-143.963486°
13 CHIPCH-115	-12 S.ANTO-115	1.20897225	-85.534638°	1.20894566	154.464656°	1.20894566	34.4660904°
14 MELEND-115	-10 PANCE-115	0.435456148	-89.543018°	0.435446568	150.456277°	0.435446548	39.4577112°
14 MELEND-115	-11 JUANCH-115	0.435456151	90.457003°	0.435446571	-29.543745°	0.435446571	-149.542311°
15 PAILON-115	-6 B.ANCH-115	0	0	0	0	0	0
16 TABOR-115	-6 B.ANCH-115	0	0	0	0	0	0
16 TABOR-115	-15 PAILON-115	0	0	0	0	0	0
17 CANDEL-115	-11 JUANCH-115	0	0	0	0	0	0
18 DIESEL2-34	-11 JUANCH-115	0.070541471	-83.470674°	0.0705399187	156.52862°	0.0705399187	36.530054°
18 DIESEL2-34	-12 S.ANTO-115	0.0174964367	10.46171°	0.0174960518	-9.539038°	0.0174960518	-129.537603°
18 DIESEL2-34	-13 CHIPCH-115	0.0537251965	92.032025°	0.0537240145	-27.968723°	0.0537240145	-147.967289°

Fig. 44 Magnitudes de corriente de cortocircuito trifásico para una falla en la barra 7