

TEMA 2: B) PROTECCION DE LINEAS CON RELES DE DISTANCIA

FUNDAMENTOS

Es esencial que cualquier falla en un sistema eléctrico de potencia sea despejada rápidamente, o de otra manera podría resultar en la interrupción del servicio a los consumidores y daños en el equipamiento. Las protecciones de distancia satisfacen los requerimientos de confiabilidad y velocidad necesarios para proteger los circuitos, y por tal razón es extensamente utilizadas en redes de sistemas de potencia.

La protección de distancia, a diferencia de las protecciones de unidad como la protección diferencial, tiene la capacidad de discriminar entre fallas que ocurren en diferentes partes del sistema, en función de la impedancia medida por la misma hasta el punto de falla; esto último implica la comparación de la corriente de falla con la tensión en el punto de instalación del relé. Para el sistema mostrado en la fig. 1, un relé ubicado en la barra A utiliza la corriente de línea y la tensión para calcular $Z=V/I$. El valor de la impedancia Z para una falla en el punto F resultaría Z_F .

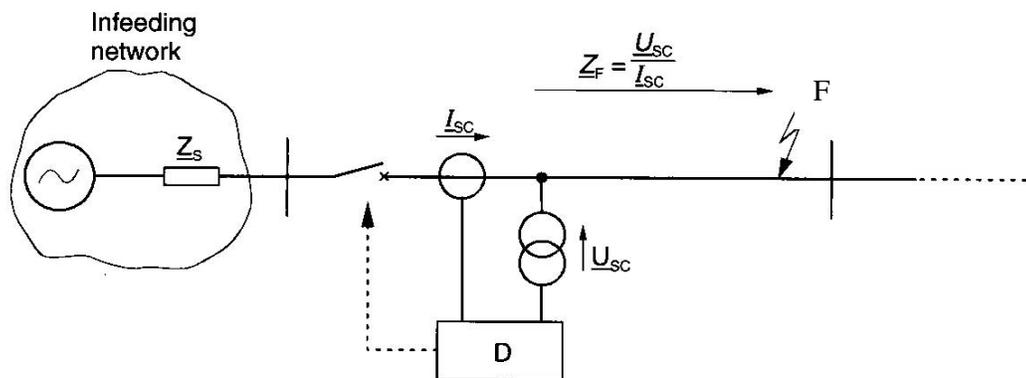


Fig. 1 Principio de la protección de distancia, medición de la impedancia de falla

La principal ventaja de utilizar un relé de distancia es que su zona de protección depende de la impedancia de la línea protegida, la cual es en teoría independiente de las magnitudes de tensión y corriente. Por ello, el relé de distancia tiene un alcance fijo a diferencia de los relés de sobrecorriente cuyo alcance varía dependiendo de las condiciones del sistema (variación de la impedancia de fuente).

Esta posibilidad del relé de distancia permite la definición de distintas zonas de protección, diferenciadas por sus alcances en valores de impedancias, las cuales, temporizadas con distintos valores de tiempo, permite las funciones de protección principal para la línea protegida y de relé de respaldo o backup de otros relés en otras secciones de líneas, formándose así el denominado escalonamiento de las zonas de distancia, como se muestra en la fig. 2.

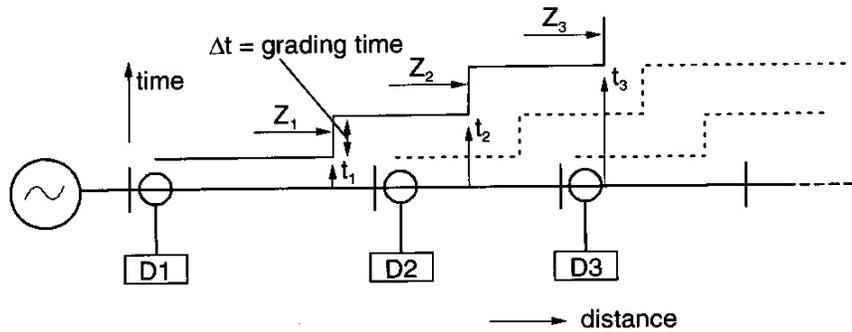


Fig. 2 Zonas de distancia escalonadas

Impedancia del relé (impedancia en el secundario)

Los relés de distancia se ajustan sobre la base de la impedancia de secuencia positiva desde la ubicación del relé hasta el punto de la línea a ser protegido. Las impedancias son proporcionales a lo largo de la línea y es esta propiedad la utilizada para determinar la localización de la falla, partiendo desde la localización del relé. Sin embargo, este valor se obtiene por medio de tensiones y corrientes del sistema de los transformadores de medición que alimentan el relé. Por lo tanto, con el objeto de convertir la impedancia primaria en valores de secundario que se utiliza para el ajuste del relé, se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{V_{prim}}{I_{prim}} = Z_{prim} = \frac{V_{sec} \cdot TVR}{I_{sec} \cdot TIR} \quad (1)$$

Por lo tanto,

$$Z_{sec} = Z_{prim} \times (TIR / TVR) \quad (2)$$

donde TIR y TVR son las relaciones de transformación del transformador de intensidad y de tensión respectivamente.

Ej.:

-Tensión nominal del sistema: 132kV

-TIR: $I_{prim}/I_{sec}=600/1$ A

-TVR: $U_{prim}/U_{sec} = 132\text{kV}/100$ V

$$Z_{sec} = \frac{600/1}{132/0.1} = 0.4545 * Z_{prim}$$

Diagrama de impedancia

Es esencial para la evaluación del comportamiento del relé de distancia. En este tipo de diagrama se representan en el plano R-X las impedancias de carga y de cortocircuito (fig. 3).

Durante la operación normal del sistema, la medición de impedancia corresponde a la impedancia de carga. Su magnitud es inversamente proporcional a la cantidad de carga transferida ($Z_{load} = U_{line}^2 / P_{load}$). El ángulo entre corriente y tensión durante esta

condición corresponde al ángulo de carga ϕ_L , que es dependiente de la relación entre la potencia activa y reactiva ($\phi_L = \arctg(P_{\text{reactiva}}/P_{\text{activa}})$).

Luego de la ocurrencia de una falla, la impedancia medida "salta" a la impedancia de cortocircuito, la cual es normalmente menor que la impedancia de carga. Su valor corresponde a la impedancia de línea entre el lugar de instalación del relé y el lugar de la falla (fallas cercanas o close-in faults Z_{LF1} , o fallas lejanas Z_{LF2}). Cuando hay presente resistencia de arco o resistencia de falla en el lugar de la falla, se suma una componente resistiva (R_F) a la impedancia de la línea. El ángulo que es medido ahora entre la corriente de cortocircuito y tensión de cortocircuito es el ángulo de cortocircuito ϕ_{SC} .

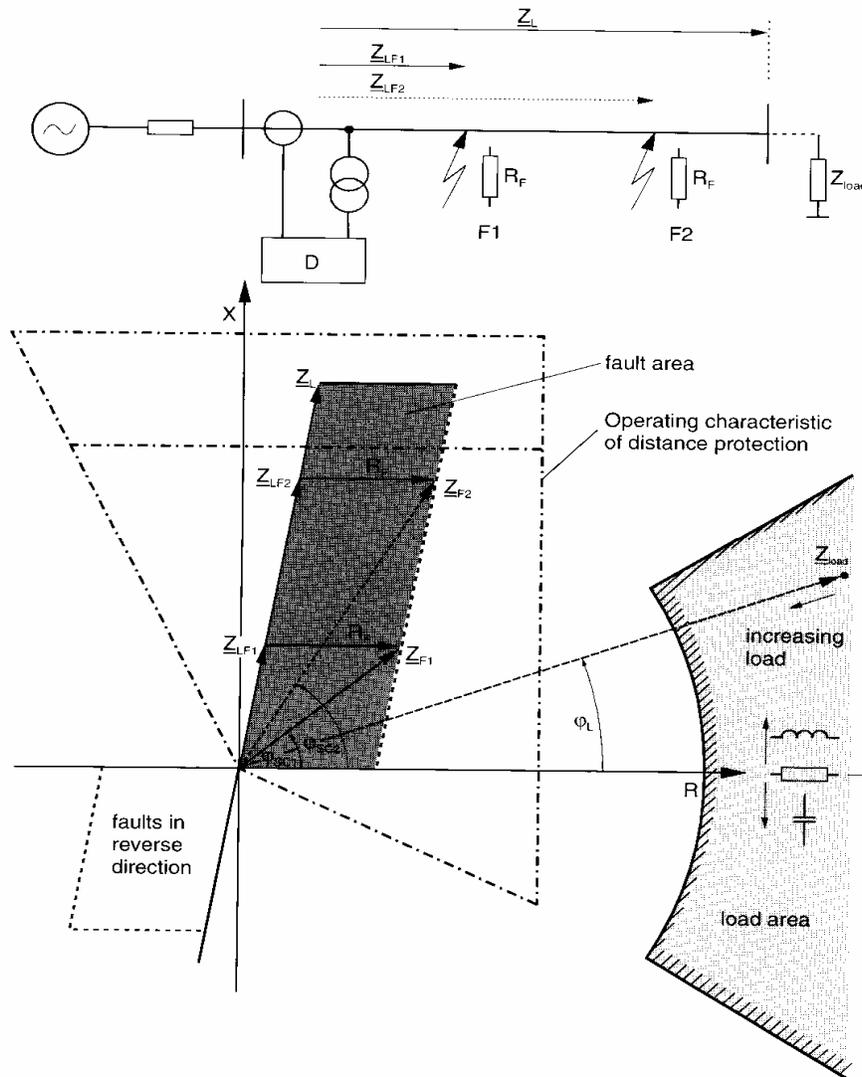


Fig. 3 Diagrama de impedancias

Con esto, el área en el plano correspondiente a fallas, queda aislada de la zona correspondiente a cargas, y con ello se determina el alcance de cada zona de distancia. Finalmente, una característica direccional adicional define dos áreas de impedancias, por medio de las cuales el relé establece si el cortocircuito se encuentra en dirección hacia delante o hacia atrás.

Las características de los relés de distancia son tradicionalmente figuras geométricas compuestas de líneas rectas y círculos o sectores de círculos. Esta restricción se debe las

limitaciones de las técnicas de medidas analógicas. El incremento en la capacidad de los relés de protección digitales, liberó la selección de la características de operación y permitió su optimización. Un ejemplo típico es el mostrado en la fig. 3.

1. TIPOS DE RELÉS DE DISTANCIA

Los relés de distancia se clasifican de acuerdo sus características en el plano complejo R-X, el número de señales entrantes y el método utilizado para comparar la señales entrantes. El tipo más común compara la magnitud o fase de dos señales entrantes con el objeto de obtener las características de operación, las cuales son líneas rectas o círculos cuando se representan en el plano complejo R-X. Cualquier tipo de característica obtenida con un tipo de comparador puede obtenerse con otro tipo, a pesar de que las cantidades comparadas fueran distintas en cada caso.

Si Z_R es la impedancia de ajuste, el relé debería operar si $Z_R \geq V/I$ o es lo mismo $I \cdot Z_R \geq V$. Esta comparación se podría obtener de un comparador de amplitud el cual opera, ya sea en la versión electromagnética como se indica en la fig. 4a o en la versión analógica como se indica en la fig. 4b:

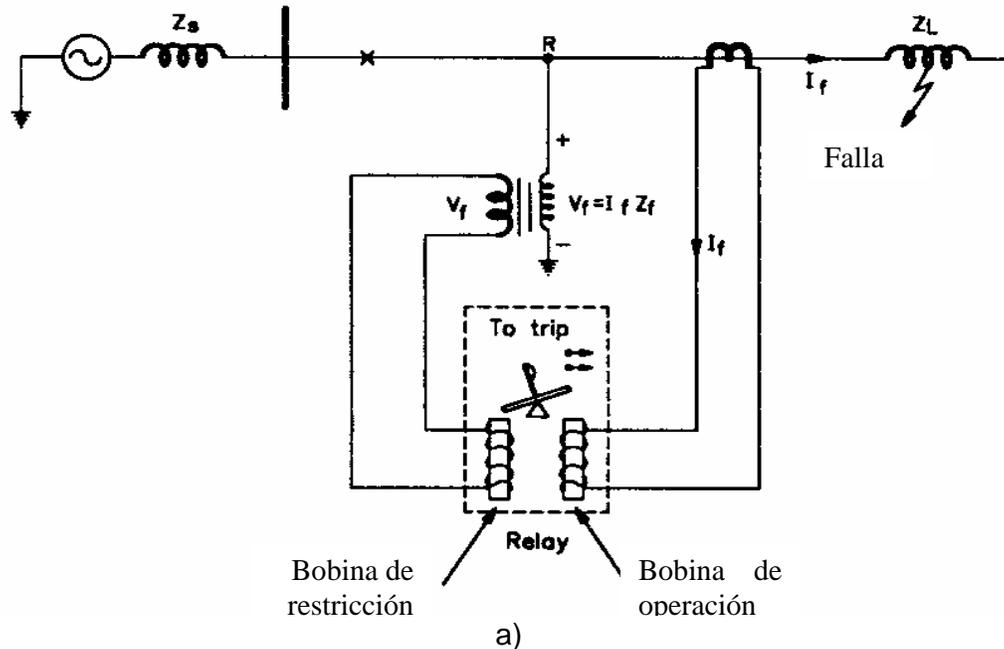


Fig. 4.a

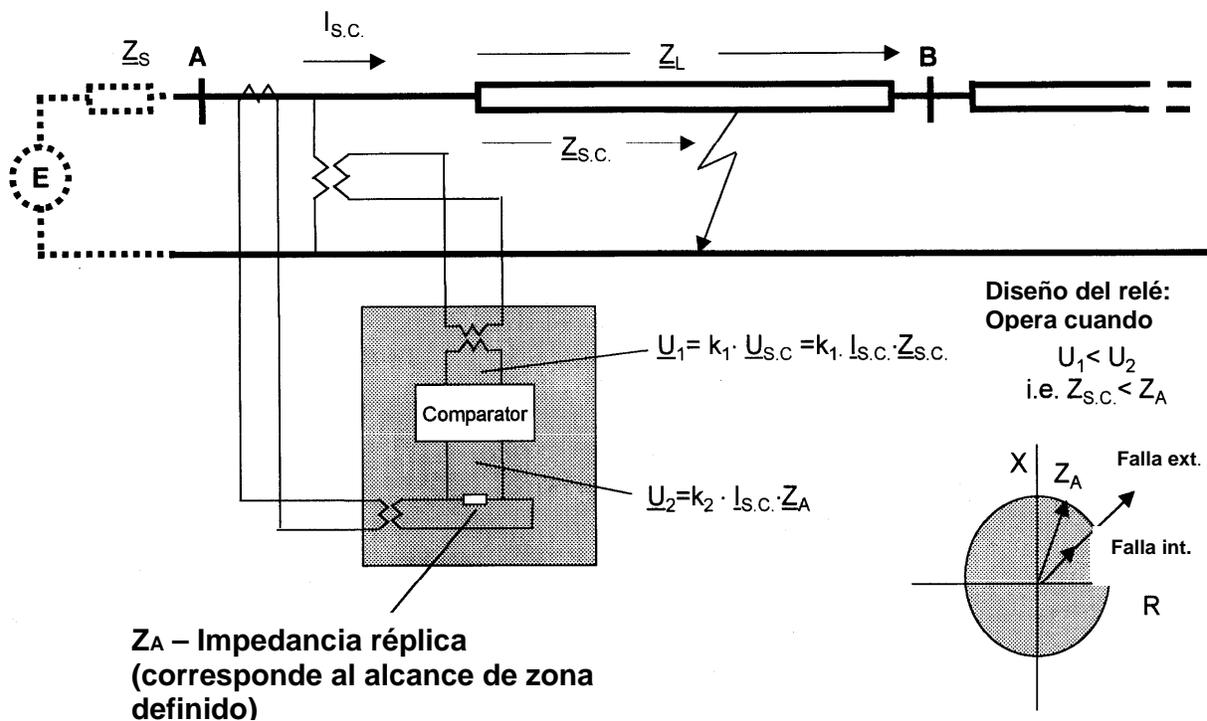


fig. 4.b

Medición de distancia por comparación de fase (lógica de coincidencia)

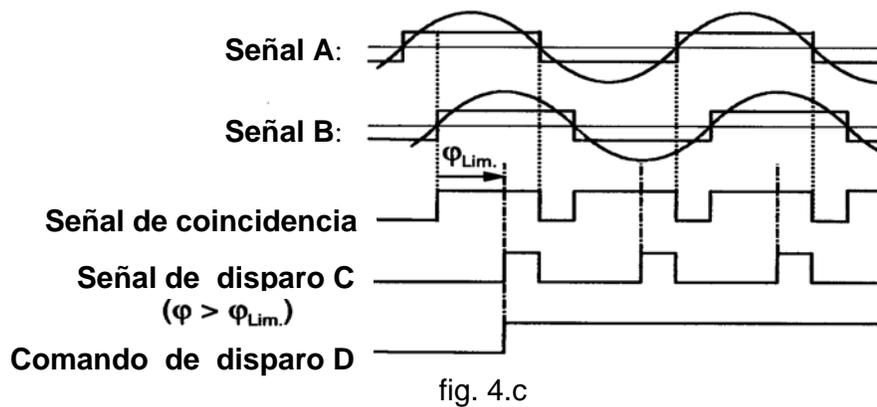
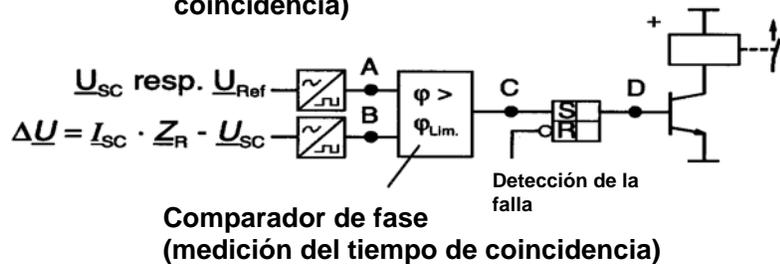


Fig. 4 Relés basado en comparación de amplitud y fase

En la práctica es dificultoso realizar una correcta comparación de amplitud bajo condiciones de falla cuando el desfase entre V e I tiende a 90° y hay presente transitorios que tienden a distorsionar los valores eficaces de V e I . Por ello el uso de

comparadores de amplitud es limitado y es más conveniente comparar dos señales por su diferencia de fase como se muestra en la fig. 4c.

El siguiente análisis muestra que para dos señales S_o y S_r que pueden ser comparadas en magnitud existe otras dos señales S_1 y S_2 que pueden ser comparadas por fase. La relación entre tales señales es las siguientes:

$$\begin{aligned} S_o &= S_1 + S_2 \\ S_r &= S_1 - S_2 \end{aligned} \quad (3)$$

De la ec. 3:

$$\begin{aligned} S_1 &= \frac{(S_o + S_r)}{2} \\ S_2 &= \frac{(S_o - S_r)}{2} \end{aligned} \quad (4)$$

La comparación de amplitudes está dada por:

$$\begin{aligned} |S_o| &\geq |S_r| \\ |S_1 + S_2| &\geq |S_1 - S_2| \end{aligned} \quad (5)$$

Definiendo S_1 / S_2 como C , la relación 5 se puede expresar como:

$$|C + 1| \geq |C - 1| \quad (6)$$

Graficando C en el plano complejo (fig. 5) se puede observar que (6) se satisface en el semiplano de la derecha el cual está definido por todos los puntos $C \angle \theta$ que cumplan la condición $-90^\circ \leq \theta \leq +90^\circ$. Dado que $C \angle \theta = (S_1 \angle \alpha) / (S_2 \angle \beta)$, la relación 6 se satisface cuando:

$$-90^\circ \leq \alpha - \beta \leq +90^\circ \quad (7)$$

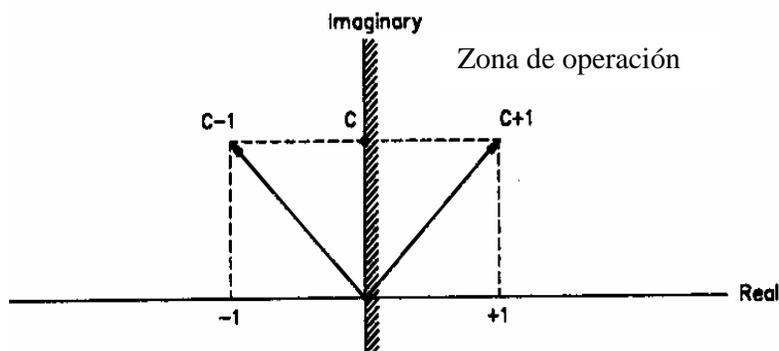


Fig. 5 Comparación de fases en el plano complejo; $C = S_1/S_2$

Esta última relación demuestra que dos señales obtenidas para su comparación de amplitud se pueden convertir para ser utilizadas en un comparador de fase; en lo que sigue se obtendrán las características de operación de los distintos tipos de relés.

1.1 RELÉ DE IMPEDANCIA

Como se vio, este relé opera para todos los valores de impedancia medida menor que la impedancia de ajuste, es decir para todos los puntos dentro del círculo con centro en el origen. Para que trabaje como un comparador de fase, se deben asignar a S_o y S_r las siguientes señales:

$$\begin{aligned} S_o &= I * Z_R \\ S_r &= K * V \end{aligned} \quad (8)$$

La constante K tiene en cuenta los TI y TV. Las señales para la comparación de fase son:

$$\begin{aligned} S_1 &= K*V + I*Z_R \\ S_2 &= -K*V + I*Z_R \end{aligned} \quad (9)$$

Luego dividiendo por KI:

$$\begin{aligned} S_1 &= Z + Z_R / K \\ S_2 &= -Z + Z_R / K \end{aligned} \quad (10)$$

Donde:

$$Z = V/I$$

Note que las magnitudes de las señales S_1 y S_2 han sido cambiadas dividiendo por KI . Sin embargo, esto no es importante dado que el principal propósito es retener la diferencia de fase entre ellos. Hay que notar que S_1 y S_2 en una o en otra escala no afecta la relación de fase entre las dos señales.

Trazando Z_R / K y con las ec. 10 en el plano R-X, se determina la característica de operación del relé por medio del lugar de los puntos Z tales que θ , diferencia de ángulo entre S_1 y S_2 , cumpla que la condición $-90^\circ \leq \theta \leq +90^\circ$. La construcción se muestra en la fig. 6. Las ecuaciones 10 dan el origen del romboide OABC el cual tiene como diagonales S_1 y S_2 . De las propiedades del romboide, el ángulo entre S_1 y S_2 es 90° si $|Z| = |Z_R/K|$. Por lo tanto, el punto C es el límite de la zona de operación, y el lugar geométrico del punto C para diferentes valores de Z es un círculo de radio Z_R/K

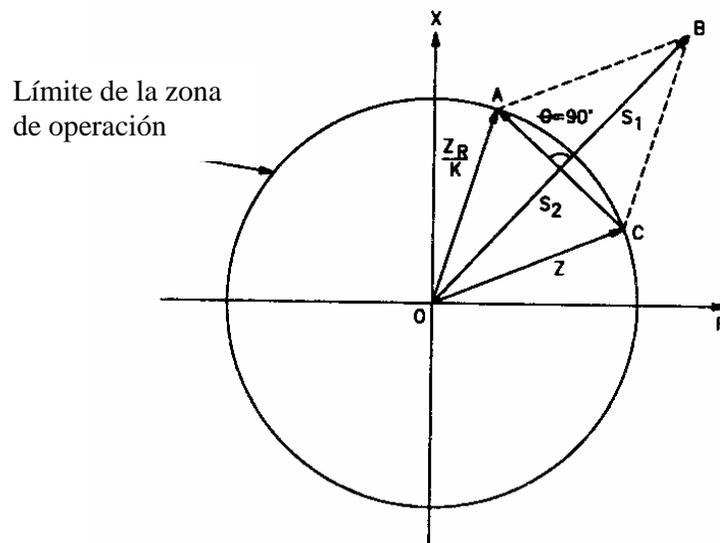


Fig. 6 Formación de la característica de operación usando comparador de fase

Si $Z < Z_R/K$, se obtiene la situación mostrada en la fig. 7. En este caso θ es menor que 90° y consecuentemente cae dentro de la zona de operación. Si, por otro lado, $Z > Z_R/K$, como se ilustra en la fig. 8, luego θ es mayor que 90° y Z cae fuera de la zona de operación del relé, el cual no operará. Siendo no direccional, el relé de impedancia operará para todas las fallas a lo largo del vector AB (ver fig. 9) y para fallas por detrás de la barra, es decir a lo largo del vector AC. El vector AB representa la impedancia en frente del relé entre su localización en A y al final de la línea AB, y el vector AC representa la impedancia de la línea detrás del sitio del relé.

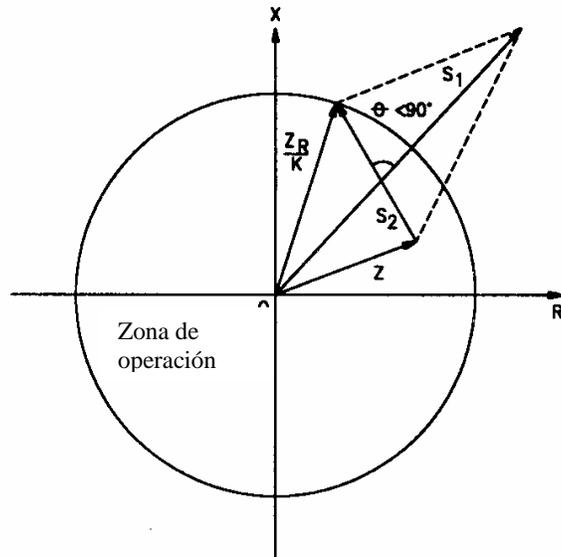


Fig. 7. Punto Z dentro de la características de operación

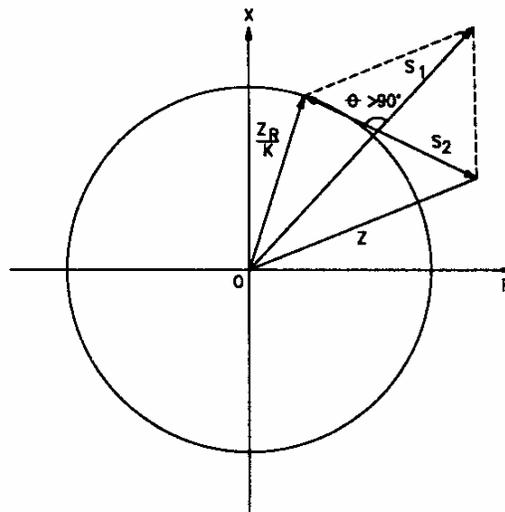


Fig. 8 Punto Z fuera de la característica de operación

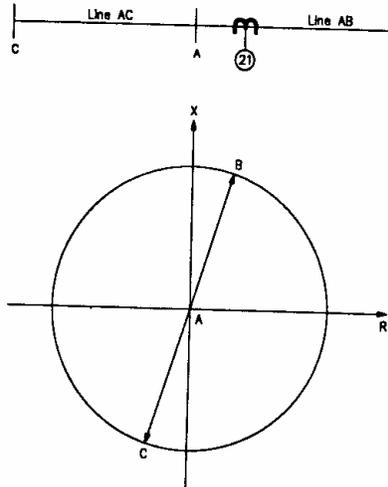


Fig. 9 Característica del relé de impedancia en el plano complejo

El relé de impedancia tiene tres desventajas principales:

1. No es direccional; verá fallas hacia delante y detrás de su localización y por lo tanto requiere un elemento direccional con el objeto de obtener una correcta discriminación. Esto se puede obtener adicionando un relé direccional independiente para restringir el disparo del relé cuando el flujo de potencia circula hacia fuera de la zona protegida durante una falla.
2. La medición, y por lo tanto la estimación de la ubicación de la falla, es afectada por la resistencia del arco de la misma.
3. Es altamente sensitiva a las oscilaciones en el sistema de potencia, debido a la gran extensión cubierta por su característica circular.

1.2 RELÉ DIRECCIONAL

Los relés direccionales son elementos que producen disparo cuando la impedancia medida está en un semiplano y son utilizados conjuntamente con otros tipos, por ej. con el de impedancia para obtener un semicírculo como característica de operación. La característica de operación se obtiene de la comparación de fase de las siguientes señales:

$$\begin{aligned} S1 &= K \cdot V \\ S2 &= Z_R \cdot I \end{aligned} \quad (11)$$

Dividiendo por KI y definiendo $Z=V/I$, se obtiene:

$$\begin{aligned} S1 &= Z \\ S2 &= Z_R / K \end{aligned} \quad (12)$$

La zona de operación está definida luego por los valores de Z y Z_R , los cuales resultan en una diferencia de fase entre $S1$ y $S2$ menor a 90° (fig. 10).

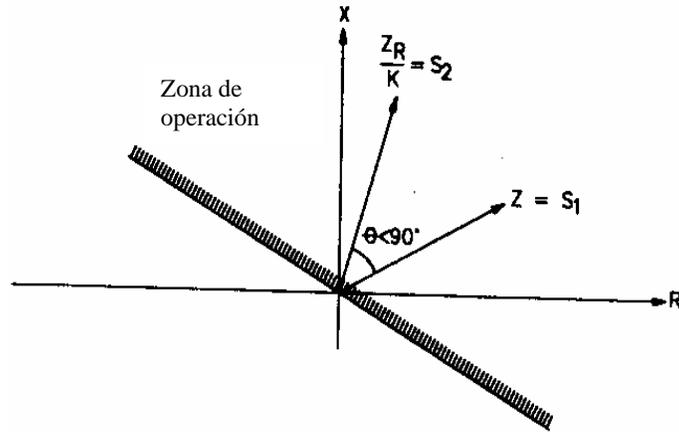


Fig. 10 Zona de operación del relé direccional

1.3 RELÉ DE REACTANCIA

Este tipo de relé está diseñado para medir solamente la componente reactiva de Z y su ajuste sería por lo tanto X_R ; luego el par de señales al comparador de fase sería:

$$\begin{aligned} S1 &= -K \cdot V + X_R \cdot I \\ S2 &= X_R \cdot I \end{aligned} \quad (13)$$

Y dividiendo por KI :

$$\begin{aligned} S1 &= -Z + X_R / K \\ S2 &= X_R / K \end{aligned} \quad (14)$$

La característica de operación se obtiene dibujando con la ec. 14 en el plano complejo y determinando aquellos valores de Z tal que $\theta < 90^\circ$. La construcción se muestra en la fig. 11; aquí resulta como límite de la zona de operación una línea recta paralela al eje R con valor X_R/K .

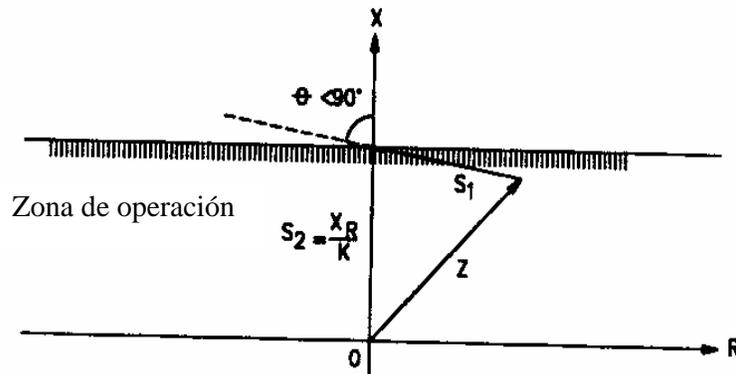


Fig. 11 Zona de operación del relé de reactancia

1.4 RELÉ MHO

Este relé combina las propiedades del de impedancia y direccional. Su característica es inherentemente direccional y el relé opera solo para fallas por delante de su ubicación y

tiene la ventaja que el alcance varía con el ángulo de falla. Para obtener la característica en el plano complejo es una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas y se obtiene asignando a las señales los siguientes valores:

$$\begin{aligned} S_1 &= -K^*V + Z_R * I \\ S_2 &= K^* V \end{aligned} \quad (15)$$

De lo cual:

$$\begin{aligned} S_1 &= -Z + Z_R / K \\ S_2 &= Z \end{aligned} \quad (16)$$

Trazando Z_R/K y las ecuaciones 16 en el plano complejo, la característica se determina por el lugar geométrico de los valores de Z los cuales son satisfechos cuando θ es menor que 90° . En ese caso el límite de la zona de operación ($\theta=90^\circ$), como se muestra en la fig. 12, se traza con un círculo con un diámetro de Z_R/K y una circunferencia que pasa por el origen. Para valores de Z localizados dentro de la circunferencia, θ será menor que 90° , como se muestra en la fig. 13, y esto provocará la operación del relé.

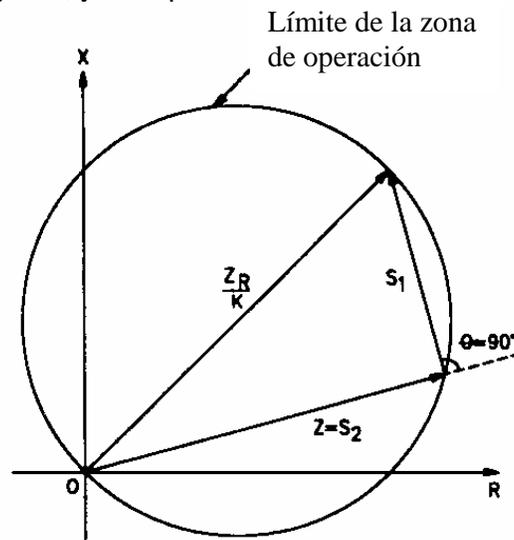


Fig. 12 Característica de operación de un relé Mho ($\theta = 90^\circ$)

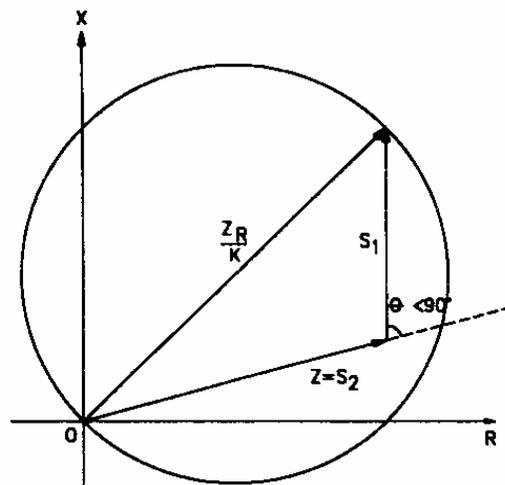


Fig. 13 Impedancia Z dentro de la zona de operación ($\theta < 90^\circ$)

1.5 RELÉ MHO COMPLETAMENTE POLARIZADO

Una de las desventajas del relé Mho auto-polarizado es que cuando es empleado en líneas largas y el alcance no cubre una sección lo suficientemente grande en el sentido del eje de las resistencias, es incapaz de detectar fallas con altas resistencias de falla. El problema se agrava en el caso de líneas cortas dado que el ajuste es bajo y el alcance cubierto por la característica Mho según el eje R es pequeña con relación a los valores de resistencia de arco esperados.

Una solución práctica para este problema es utilizar un relé mho completamente polarizado donde la característica circular se extiende a lo largo del eje R para todas la fallas no balanceadas, como se ilustra en la fig. 14.

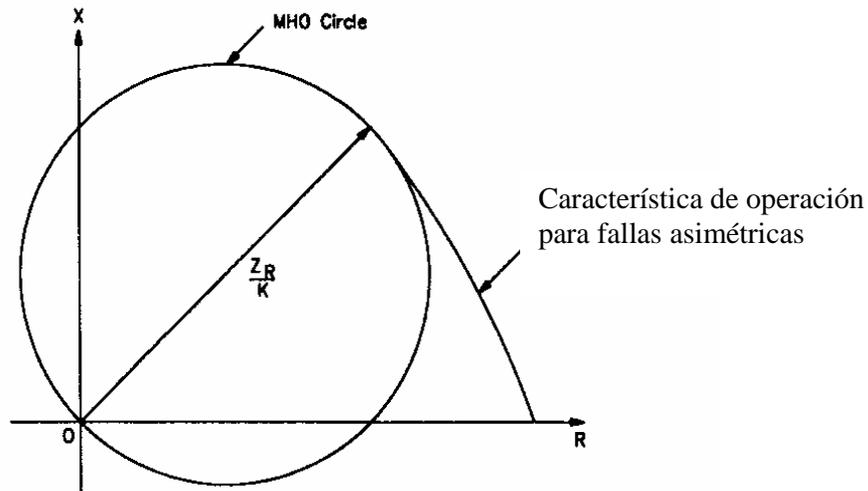


Fig. 14 Característica de operación de un relé mho completamente polarizado

Esta característica se obtiene por medio de un comparador de fase alimentado por las siguientes señales:

$$\begin{aligned} S1 &= V_{pol} \\ S2 &= V - IZ_R \end{aligned} \quad (17)$$

Donde:

- V = tensión en el punto de localización del relé; en la fase o fases falladas.
- V_{pol} = tensión de polarización tomada de la fase o fases, no involucradas en la falla
- I = corriente de falla
- Z_R = ajuste del relé de distancia

1.6 RELÉS CON CARACTERÍSTICAS LENTICULARES

Este tipo de relés son muy útiles para proteger líneas de alta impedancia las cuales tienen una elevada transferencia de potencia. Bajo tales condiciones los valores de impedancia de la línea, lo cual se calcula como V^2/S , se tornan muy pequeños, cerca de la impedancia característica del relé, especialmente aquella zona 3. Esta característica lenticular offset, la cual puede ser ajustada para compensar la característica circular mho mostrada en la fig. 15, es común en algunos relés.

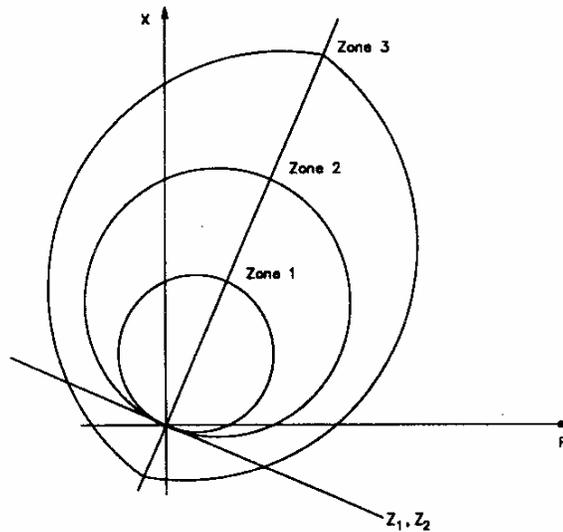


Fig. 15 Característica lenticular offset de zona 3

1.7 RELÉS CON CARACTERÍSTICA POLIGONAL

Este tipo de relé provee un alcance extendido para cubrir la resistencia de fallas en particular para líneas cortas donde la posición de la resistencia de la línea puede ser ajustada dentro de la característica (fig. 16).

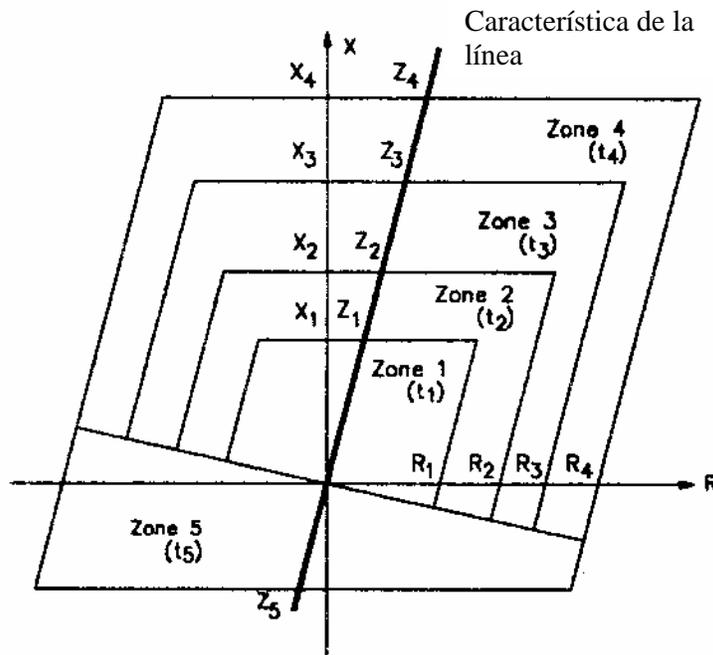


Fig. 16 Característica poligonal de operación

Esta característica se obtiene con tres elementos de medición independientes: reactancia, resistencia y direccional, combinándose adecuadamente. El relé opera cuando los tres elementos hayan operado.

1.8 RELÉS CON CARACTERÍSTICAS COMBINADAS

Se puede definir una característica típica combinada de operación por medio de líneas paralelas al eje R y X, las cuales se cruzan unas a otras en el punto de ajuste de Z_k , como se muestra en la fig. 17. Con el objeto de lograr la direccionalidad requerida, se emplea un círculo mho que pasa por Z_k . En relés con esta característica el alcance en la dirección resistiva y reactiva tienen el mismo rango de ajuste y pueden ser ajustadas en forma independiente una de otra.

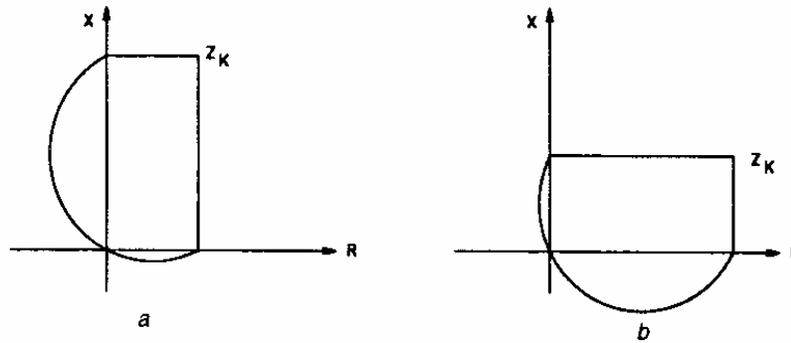


Fig. 17 Características de operación combinadas típicas
a) relación $R/X = 0.5$
b) relación $R/X = 2$

2. MODO DE OPERACION

En el ajuste de protecciones de distancia debe llevarse a cabo lo siguiente:

- selección y activación de las funciones de protección y suplementarias requeridas
- adaptación de la protección a la red e instrumentos transformadores
- configuración de la interface con la subestación (supervisión de las alarmas, comandos y entradas y salidas binarias)
- configuración de las interfaces serie
- ajuste de los valores de los umbrales de activación de las funciones

De todas las funciones disponibles hoy en día tanto en relés con una función como en relés multi-función, se describen aquí las consideradas más importantes.

2.1 DETECCIÓN DE FALLAS (PICK UP O ARRANQUE)

Esta función detecta y clasifica la falla en el sistema de potencia; debe ser fase-selectivo, sin arranque incorrecto de las fases sanas, lo cual tiene importancia durante fallas monofásicas con la implementación de un esquema de autorecierre automático. Los criterios más utilizados son:

- Incremento de la corriente (sobrecorriente)
- Incremento de la corriente juntamente con la caída de la tensión (también denominado por sub-impedancia)
- Cambio de impedancia

2.1.1 Arranque por sobrecorriente

Es el más simple y rápido, utilizado en redes con impedancias pequeñas y fuentes de alimentación fuertes (grandes corrientes de falla, corriente de falla mínima = 2 I_{max}). Un valor de ajuste muy utilizado en aprox. 1.3 I_{max} de fase y 0.5*I_{max} para la corriente de tierra.

En el caso de líneas en paralelo debe considerarse que cuando una de las líneas está fuera de servicio, la otra línea, al menos por un lapso de tiempo corto, puede transportar dos veces la corriente. En tal caso el ajuste de la corriente de arranque debe ser duplicado.

Además debe notarse que en sistemas con neutro a tierra, un arranque solo por corriente de tierra en si mismo no es suficiente. Para una correcta selección de lazo, la corriente de cortocircuito debe ser lo suficientemente grande para causar el pick-up de la fase correspondiente también.

Para testear la dependabilidad de la detección de falla, debe usarse una falla bifásica debido a que en este caso la corriente de falla es menor que la corriente de falla trifásica en el factor $\sqrt{3}$. En redes con puesta tierra, debe chequearse también la corriente de cortocircuito monofásico. La fig. 18 muestra como ejemplo el cálculo de una falla trifásica.

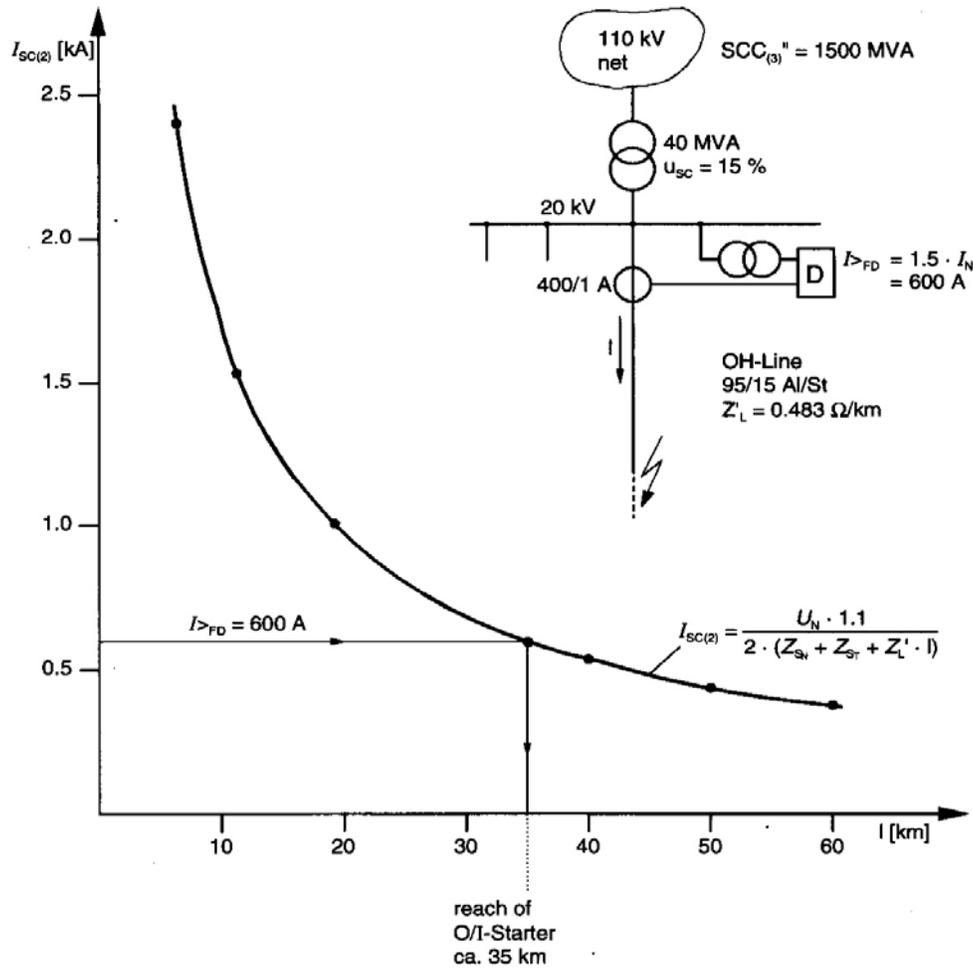


Fig. 18 Alcance del arranque por sobrecorriente (para fallas de fase)

2.1.2 Arranque por sub-impedancia ($U < e \text{ l}$)

A veces, la corriente de cortocircuito puede ser muy pequeña para producir el arranque debido a las siguientes razones:

- fuente de alimentación débil (impedancia de fuente grande)
- división de corriente en caminos paralelos en redes malladas
- limitación de corrientes de falla a tierra debido a la resistencia de falla y/o resistencia de puesta a tierra de centros de estrellas

En tales casos, el monitoreo de las tensiones resulta un criterio de arranque adicional de ayuda. La tensión en el relé depende de la impedancia de fuente y la impedancia de falla (ver fig. 19-1).

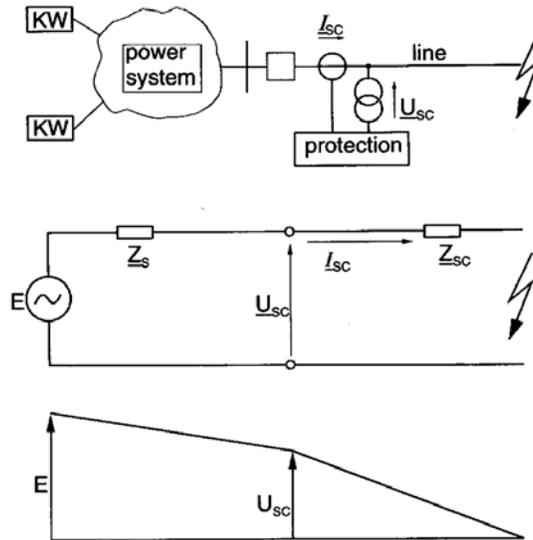


Fig. 19 Tensión en la ubicación del relé durante una falla

Para prevenir el arranque incorrecto cuando la línea se queda aislada (sin tensión), el criterio de sub-impedancia se combina normalmente con un umbral bajo de corriente, es decir el arranque solo se permite si fluye un mínimo de corriente $I >$ (ver fig. 20).

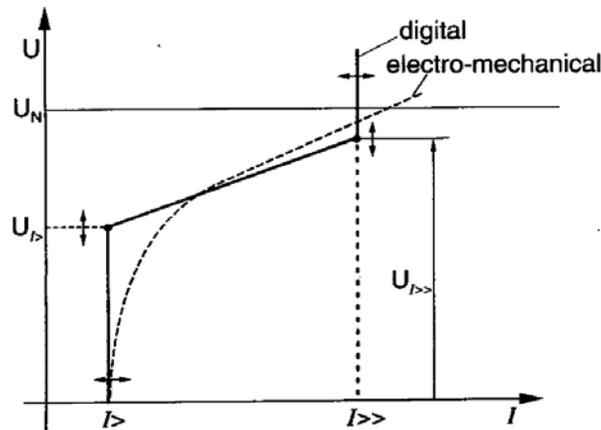


Fig. 20

Normalmente se establece una relación lineal entre la tensión vs. la corriente donde mientras mayor sea la corriente menor sea la caída necesaria de tensión para producir el arranque; valores normales de ajuste son, para el umbral bajo, $I > = 0.5 \cdot I_n$ con $U(I >) = 70\%$, y para el umbral alto $I >> = 2.5 \cdot I_n$ y $U(I >>) = 100\%$. Para corrientes mayores a $I >>$ el relé arranca sin restricción de la tensión.

2.1.3 Arranque $U / I / \varphi$ (arranque por sub-impedancia dependiente del ángulo)

En redes con líneas aéreas, el ángulo de cortocircuito es sustancialmente más grande que el ángulo de carga. Por ejemplo, en líneas de transmisión, el ángulo de carga roda los $\pm 30^\circ$ y el ángulo de cortocircuito $> 70^\circ$. Por lo tanto, el ángulo entre corriente y tensión puede utilizarse como un criterio adicional de arranque por sub-impedancia.

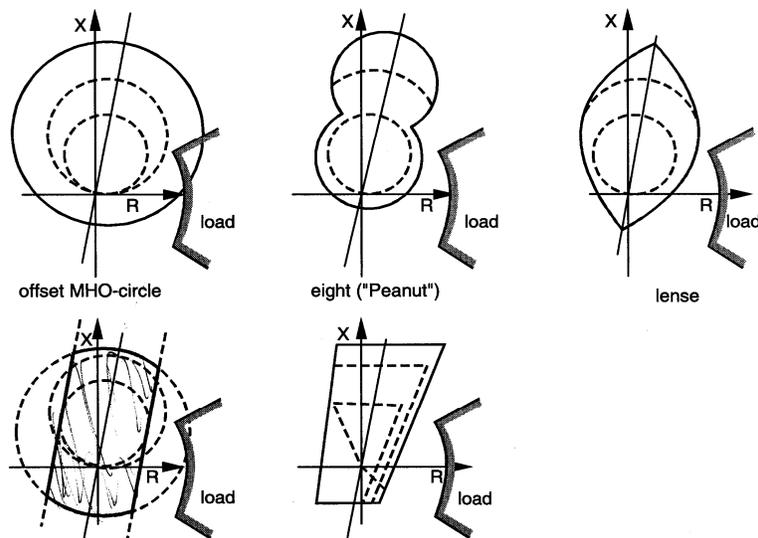


Fig. 21 Arranque por impedancia con tecnología convencional

Un área de arranque por impedancia más grande que lo necesario, puede introducir un problema: las denominadas impedancias “sanas” de las fases no afectadas por la falla (impedancias aparentes), medidas durante el cortocircuito, pueden caer dentro de la característica de arranque, causando una detección de falla incorrecta. Con ello, la protección dispararía en forma trifásica para una falla monofásica y bloquearía en ARC (Automatic Reclose) (fig. 22). Por lo tanto, en relés convencionales la magnitud de ajuste debe limitarse correspondientemente.

En este aspecto, la tecnología numérica introduce desarrollos importantes: el aspecto de la característica de arranque puede ser optimizada extensivamente (fig. 23). La limitación del área de arranque ya no es requerida para excluir las impedancias “sanas”, ya que la selectividad de fase está asegurada por medidas adicionales (comparación numérica de las impedancias, selección por reconocimiento de los patrones de falla, uso de incrementos de magnitudes)

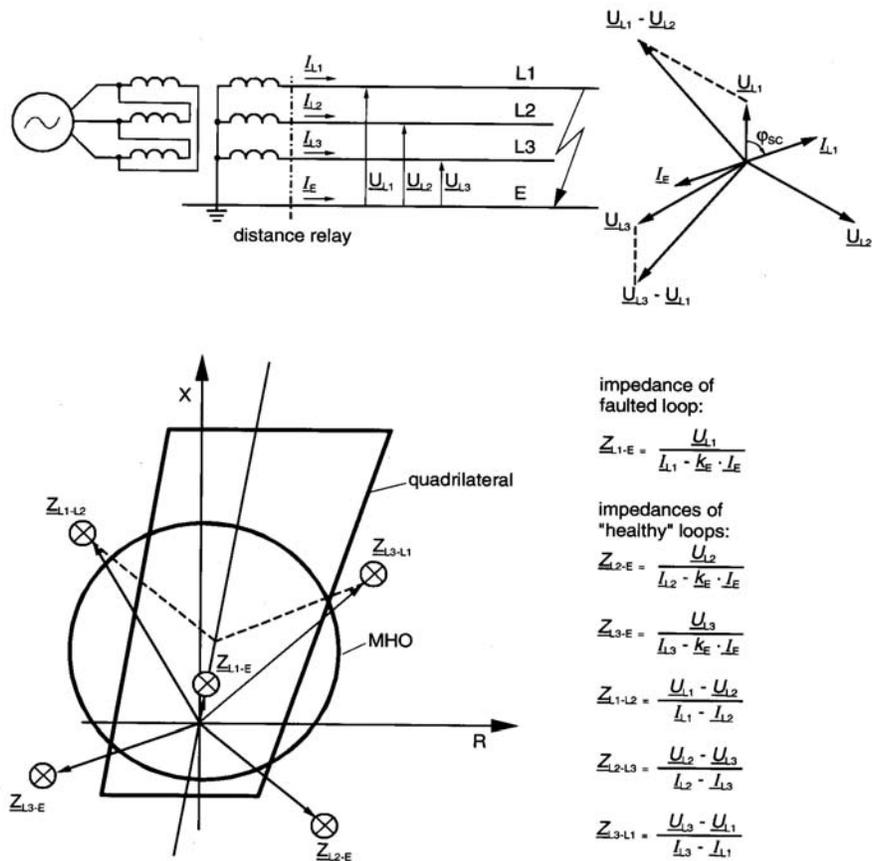


Fig. 22 Protección convencional: limitación del área de la característica de arranque para la detección de falla fase-selectiva.

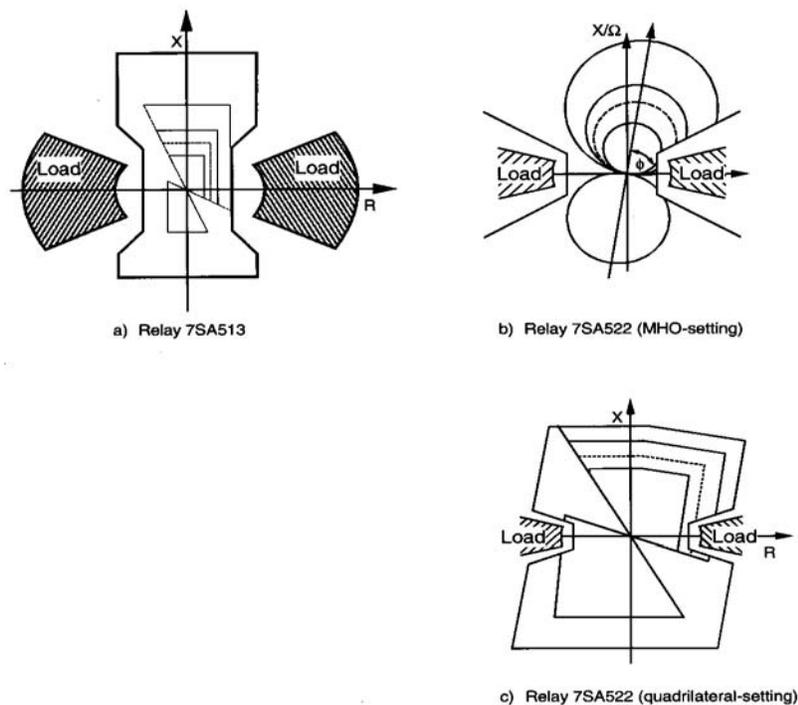


Fig. 23 Características optimizada de arranque

2.2 ZONAS DE ACTUACIÓN (ESCALONES)

La fig. 24 muestra la característica cuadrilateral de una protección digital moderna (7SA511) en comparación con una característica circular de una protección mecánica (R1KZ4). El alcance de la protección a lo largo del alimentador protegido corresponde a la intersección de la característica del relé con la línea que representa el curso de la impedancia del alimentador.

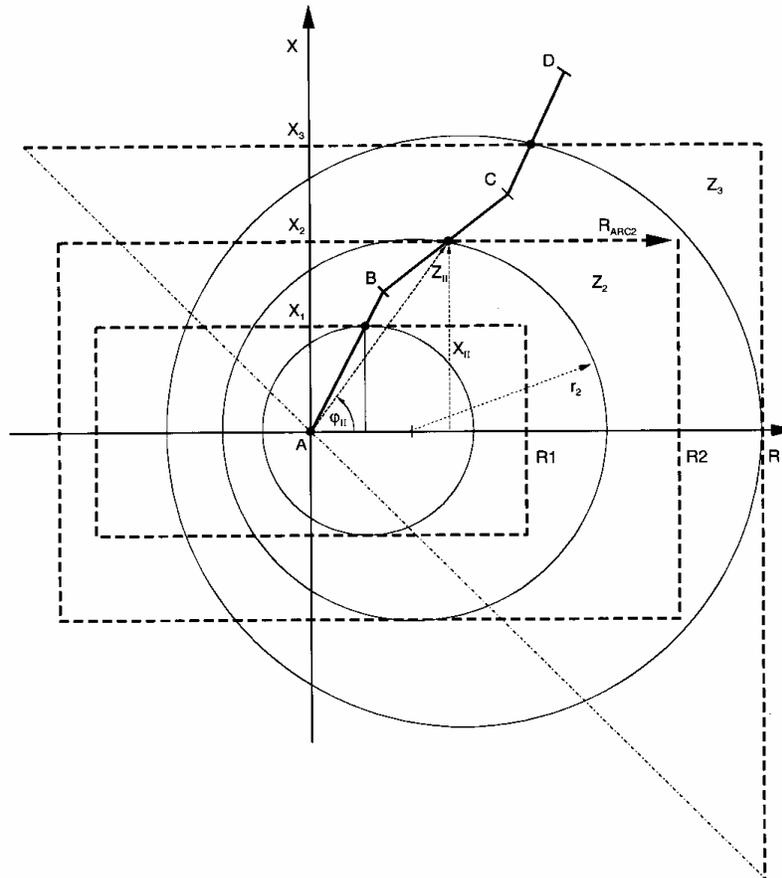


Fig. 24 Representación de las zonas de impedancia en el plano R-X (característica circular de relés convencionales y cuadrilateral de relés digitales)

En la protección mecánica se utilizaba una característica de impedancia offset como un ejemplo típico. El circuito de medición en este caso está configurado para desplazar en forma automática el círculo en la mitad de su radio en la dirección de R, para proveer algún grado de compensación de arco. El ajuste que corresponde al radio r debe ser calculado utilizando la ecuación mostrada en la fig. 25. En la misma se utiliza, el valor de Z en la intersección de la característica circular con la recta representando a la impedancia de la línea. Este punto de intersección corresponde al alcance de la zona definido previamente, a lo largo del alimentador. Cuando los ángulos de las líneas de los alimentadores conectados en forma radial no son iguales, ej. cuando una línea aérea es continuada por un cable, el cálculo se torna más engorroso.

Para ello se desarrollaron métodos gráficos. Hoy en día se utilizan preferentemente programas de computación. La característica cuadrilateral, por otro lado, tiene ajustes independientes para el alcance de R y X, por lo tanto es posible realizar una compensación de arco suficiente para todos los largos de línea.

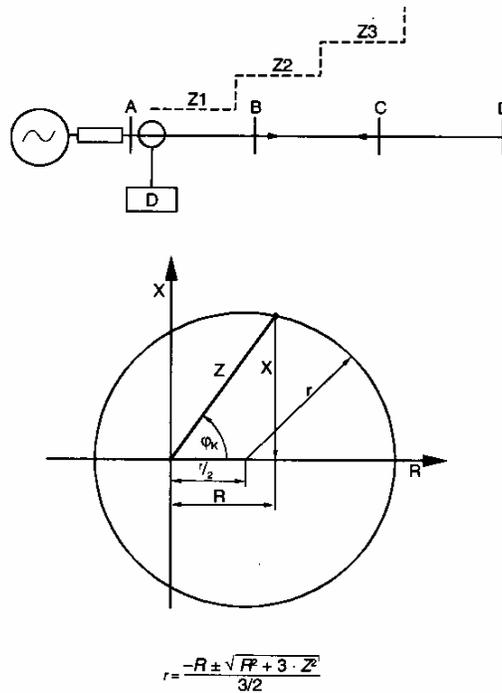


Fig. 25 Círculo de impedancia con offset

El ajuste en la dirección de X del polígono se deriva simplemente del valore de X de la impedancia de intersección correspondiente. (ej. para la zona 2 $x2 = XII = ZII \cdot \sin \phi II$). En este caso no es necesario mostrar la impedancia de línea ya que el valor de X de la impedancia de la línea puede ser utilizada directamente para determinar el ajuste de alcance de X en un largo de línea particular. Por ej., $x2 = X_{A-B} + 0.5 \cdot X_{B-C}$.

De la misma forma, el ajuste del alcance de R se puede calcular sumando las resistencias de las líneas. También debe sumarse la reserva para la resistencia de arco, ej. $R2 = R_{A-B} + 0.5 \cdot R_{B-C} + R_{ARC2}$.

Los cálculos de los ajustes en protecciones digitales con características poligonales son con esto sustancialmente simplificados y por lo tanto es posible una adaptación más sensible a las condiciones dadas del sistema.

Una relé de distancia completo contiene normalmente las siguientes zonas (fig. 26):

- Zona de arranque (ZA): Solo en el caso de arranque por impedancia está zona tendrá una característica fija en el plano de impedancia.
- Tres zonas de distancia escalonadas (Z1, Z2 y Z3): Incluyendo una zona de disparo rápido con subalcance (sin retardo), las otras dos zonas de sobre-alcance con retardo temporal. Estas zonas son todas direccionales y ajustadas normalmente en dirección hacia delante. En aplicaciones especiales, ej. en acopladores de barras o en transformadores, el relé digital numérico permite la selección de la zona de alcance ya sea en dirección hacia delante o hacia atrás.
- Una zona de soberalcance independiente del tiempo (Z1B): para un esquema de protección autorizada (teleprotección, ver cap. 5), o cuando la función de autorecierre controla la extensión de zona (ver cap. 4).

- Una zona para el bloqueo por oscilación de potencia (power swing blocking PSB) (Z_P): Esta zona se define alrededor de la zona de arranque de tal forma que exista una separación ΔZ entre la zona de oscilación de potencia y la zona de arranque. El modo de operación de la función de bloqueo por oscilación de potencia se explica en el cap. 3.
- Una etapa direccional con arranque del relé de distancia y ajuste de tiempo mayor que los temporizadores de cada zona: el arranque combinado con la característica direccional conforma la zona de back-up direccional en dirección hacia delante. Se utiliza como una zona de back-up con retardo temporal siguiente a la tercer zona. En el caso de arranque por impedancia, esta es una verdadera zona con un alcance definido. Cuando se utiliza arranque por sobrecorriente, esta zona corresponde a una protección de sobrecorriente direccional y cuando se utiliza arranque por sub-impedancia, esta zona corresponde a una protección direccional de sobrecorriente controlada por tensión.
- Una etapa no direccional con arranque del relé de distancia y ajuste de tiempo mayor que los temporizadores de cada zona: esta etapa no direccional es llamada último back-up, en caso de que ninguna de las etapas anteriores detecte la falla. La zona de arranque corresponde a una zona de distancia no direccional con retardo de tiempo asociado largo o a una protección de sobrecorriente no direccional con retardo de tiempo, cuando se utiliza arranque por sub-impedancia.

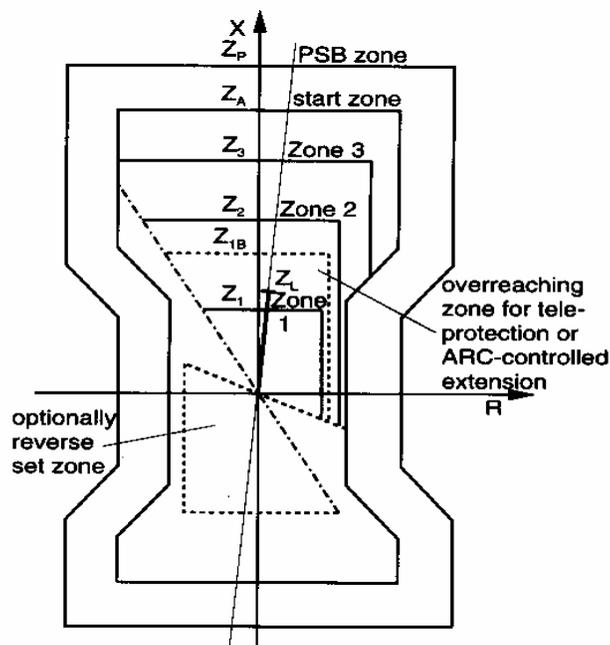


Fig. 26 Zonas de una protección de distancia digital con característica cuadrilateral como ejemplo

2.3 CONTROL DE LAS ZONAS Y DE LA TEMPORIZACION

El funcionamiento de las zonas de distancia deben ser controladas por los temporizadores de zona y eventualmente coordinado por señales de autorización o bloqueo desde la protección en el extremo opuesto de la línea. Luego resultan distintas configuraciones o estructuras de dispositivos, dependiendo de que se disponga de un solo sistema de medición para todas las zonas o se provea un sistema de medición independiente para cada zona. En el caso de los relés digitales numéricos actuales esas estructuras fundamentales de la tecnología clásica forman parte del software.

2.31 Control de las zonas y temporizadores dependiente de la detección de falla

Os fabricantes europeos prefieren una autorización y control de las zonas y temporizadores dependiente de la detección de falla. Esto es necesario con la tecnología convencional, dado que el relé está previsto solamente con un sistema de medición de una fase o multi-fase, el alcance del cual es conmutado por temporizadores a los respectivos alcances mayores de las siguientes zonas. En este caso la detección de la falla controla los temporizadores. Esto implica que los temporizadores de zonas son arrancados y parados en forma simultánea por la detección de la falla. Además, es posible una conmutación de zona externa por medio de un dispositivo de recierre ARC externo o una señal desde la protección en la estación opuesta.

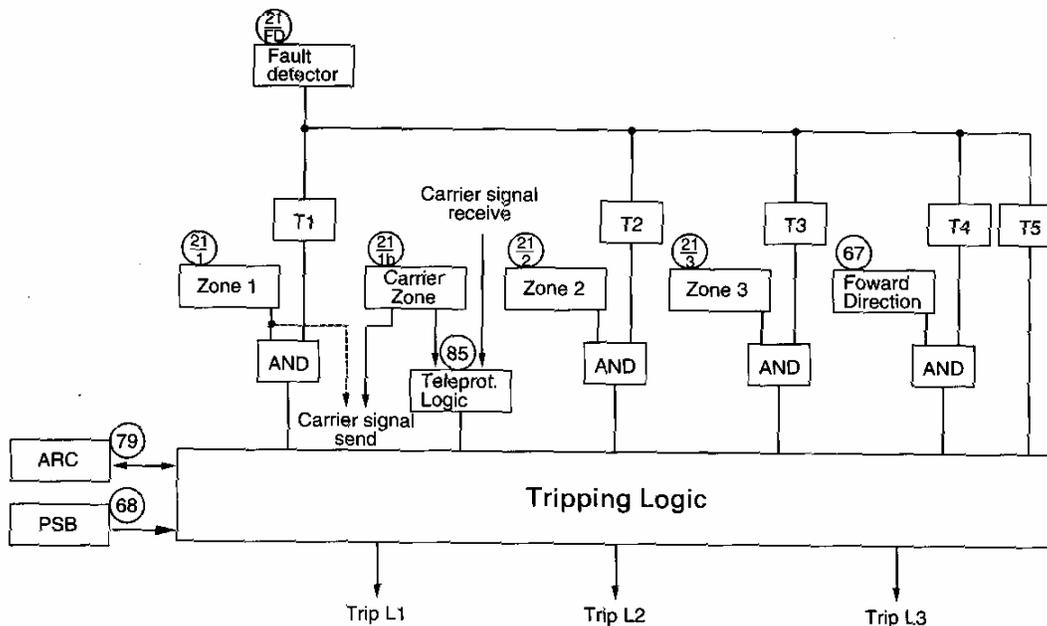


Fig. 27 Temporización controlada por el detector de fallas

Una vez que un comando de disparo es producido por una de las zonas, el mismo se mantiene durante el tiempo que toma la detección de falla en resetear, es decir hasta que la falla sea despejada, aún cuando la impedancia haya abandonado la zona relevante. Esta lógica dependiente del detector de fallas en las protecciones analógicas estáticas tienen la ventaja de que relés de disparo podían ser operados por medio de criterios independientes (detección de falla y medición de distancia), en una configuración dos de dos. Esto elimina la posibilidad de una sobrefunción en el caso de una falla de algún componente. La tarea adicional de selección de fase en conexión con la protección conmutada se discute en el siguiente punto.

La filosofía básica de la lógica dependiente del detector de falla es todavía empleada en el software de algunos relés digitales numéricos modernos, estando la diferencia de que todas las zonas están disponibles en forma simultánea y se necesita la conmutación por los criterios mencionados, sino que necesitan ser solamente autorizadas o bloqueadas. De esta forma, por ej., la zona de sub-alcance de disparo rápido y la zona de sobre-alcance para el esquema de disparo autorizado están disponibles y son controlables en forma simultánea e independiente. En la fig. 27 se muestra la estructura resultante.

2.3.2 Lógica dependiente de la zona

Esta técnica ya ha sido empleada por las protecciones convencionales en los países anglosajones (zone-packaged relay). En este caso, se provee de un sistema de medición multifase para cada zona; no existe una detección de falla como la descrita anteriormente. Cada zona controla su propio retardo temporal y sus propios relés de disparo. Esta filosofía tiene la ventaja de que, en el caso de falla en una zona, las otras zonas proveen una redundancia independiente. El concepto era perfectamente adecuado para la tecnología electromecánica, la cual tendía a la sub-función. En el caso de la tecnología analógica estática, la conexión paralela resultante de varios sistemas de medición independientes resultan en una tendencia a una sobre-función. Con la tecnología digital, este problema se evita con el auto-monitoreo integrado. La estructura de esta lógica dependiente de la zona se muestra en la fig. 28.

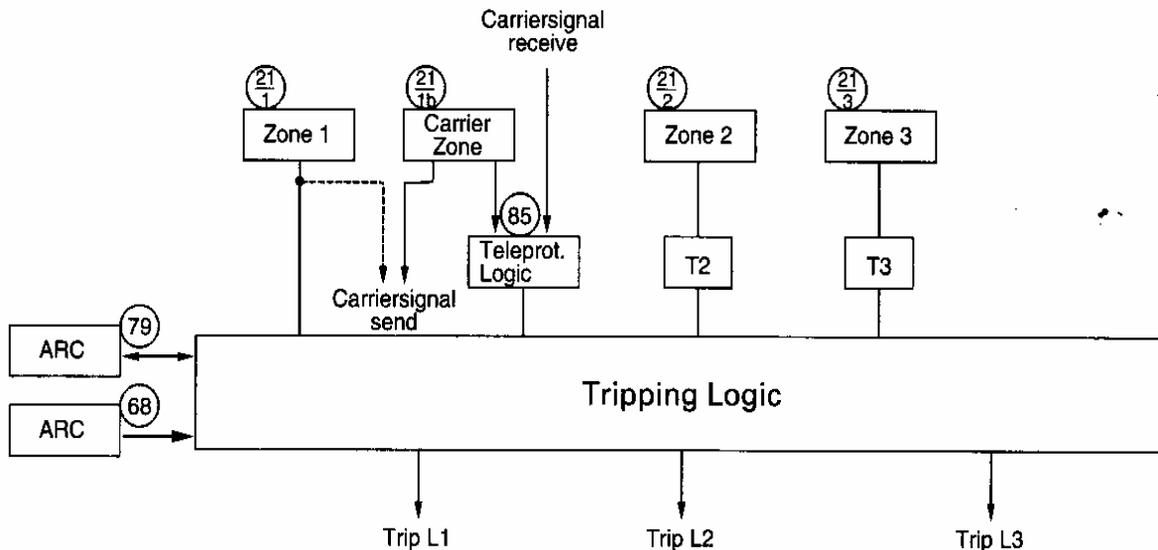


Fig. 28 Control del tiempo propio por cada zona

2.4 PROTECCION DE DISTANCIA CONMUTADA Y NO CONMUTADA

La protección de distancia conmutada en la tecnología convencional tiene un solo sistema de medición para la distancia o dirección. Las magnitudes medidas, tensión y corriente, tienen que ser seleccionadas de acuerdo al tipo de falla y conmutada al sistema de medición. La fig. 30 muestra el circuito de selección de un relé de distancia de media tensión electromecánico (se representa solo la medición de distancia. El circuito de selección para la determinación direccional es similar).

Los dispositivos de protección analógicos de estado sólido incluían transistores la conmutación de los valores medidos sin el uso de contactos (relés). Los relés con esta construcción se designan como "protección con lógica de selección" o más comúnmente relés de distancia conmutados. Un gran número de ellos están todavía en servicio en la actualidad en redes de media y alta tensión.

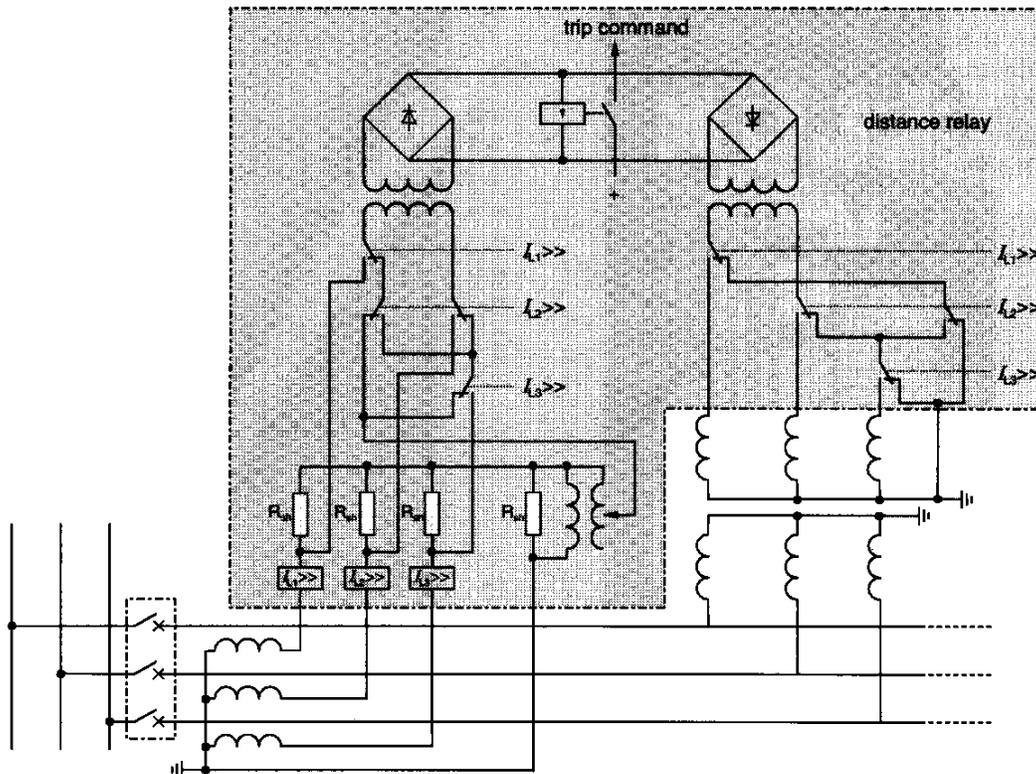


Fig. 30 Protección de distancia conmutada electromecánica

Debido a la selección de las magnitudes de medición y su conmutación al sistema de medición solo después de la actuación de los elementos de arranque, se retarda siempre la medición de la impedancia. Además, la medición tiene que ser de alguna manera retardada (medición de dos medios ciclos), para prevenir operaciones erróneas durante el cambio de las condiciones de falla. En forma similar, para las protecciones digitales la designación "protección de distancia de un solo sistema" define a un relé de protección que solamente calcula una sola impedancia de lazo, controlado por los arrancadores.

En el caso de protecciones numéricas hay sin embargo, una crucial diferencia con las protecciones analógicas:

- los valores medidos de todos los lazos son muestreados y almacenados en forma continua en buffers cíclicos. La medición de distancia tiene acceso en forma continua a los valores medidos sin la necesidad de seleccionarlos primero por conmutación (relé no-conmutado).
- La repetición de la medición no está más vinculada al ciclo y puede ser ejecutada en intervalos más cortos.
- El resultado es que hay solamente una pequeña diferencia en los tiempos de actuación o disparo (7SA511: 25 ms comparado con 7SA513: 15 ms).

Por ej., el relé de distancia electromecánico de tres sistemas de medición R3Z27 está implementado en sistemas de muy alta tensión. Los tres sistemas de medición miden normalmente los tres lazos fase-fase y conmutan a los tres lazos fase-tierra cuando arranca el detector de fallas a tierra. Como resultado de ubicación fija de los sistemas de medición con respecto a las fases, no se requiere selección de fase. De esta manera es posible reducir sustancialmente los tiempos de disparo (de 60 ms a un tiempo como mínimo de 25 ms).

Esta medición con el sistema de tres mediciones tiene la ventaja adicional de ser capaz de detectar y disparar dos fallas a tierra simultáneas localizadas en distintos lugares (ej., una falla a tierra simultánea en un circuito doble donde falla la fase 1 en el circuito L1 y la fase L2 en el circuito 2). Con una protección de un solo sistema de medición, esas dos fallas solo pueden ser despejadas en forma secuencial. En sistemas aislados con centros de estrella puestos a tierra con una bobina Petersen, este tipo de comportamiento no es deseado debido a que solamente una de las dos fallas a tierra simultáneas debe ser despejada. La restante debe auto-extinguirse o ser despejada en forma manual. Para ello, en cada caso, se prefiere desconectar una fase en el sistema entero; esto se verá más adelante. Esto implica que para sistemas aislados así, la protección con sistema de multi-medición no tiene ventajas en si misma. Por lo tanto, tradicionalmente ha sido implementada en esos sistemas la protección de distancia de un sistema de medición (conmutado). En casos excepcionales se implementa también en sistemas aislados así, una protección con un sistema múltiple de medición (7SA513), de tal forma que durante una falla simultánea a tierra, ambas sean despejadas al mismo tiempo.

Con la tecnología analógica estática (7SL31/32) se introdujeron 6 sistemas de medición, es decir, un sistema de medición para cada lazo de falla (L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1). En el caso de protecciones digitales, esto corresponde al cálculo y evaluación simultáneos de los seis lazos. Los relés con este diseño se denominan no conmutados.

En la tecnología convencional existía el término “protección de distancia completo” o “esquema completo”. Se refería a una protección de distancia la cual contenía para tipo de falla y zona de distancia, un sistema de medición separado, es decir, en el caso de tres zonas de distancia, 18 sistemas de medición. Así, se dispone simultáneamente y en paralelo de las zonas de sub- y sobre-alcance. Esta ventaja de la disponibilidad concurrente de todas las zonas se realiza con un esfuerzo reducido significativamente. Se calcula una sola impedancia de falla para cada zona y su posición relativa a las zonas se determina por simple comparación con umbrales.

2.5 DIAGRAMA DE ESCALONAMIENTO

La coordinación de los ajustes de alcances de cada zona y tiempos en las protecciones de distancia se representan en el denominado diagrama de escalonamiento.

2.5 1 Alimentador radial

El caso más simple es el de un alimentador alimentado por un solo extremo según se muestra en la fig. 31. Para asegurar una actuación selectiva con las zonas vecinas debe mantenerse un margen de seguridad en el alcance de impedancia así como en el tiempo de actuación. El margen de seguridad en relación al ajuste de impedancia se expresa como factor de escalonamiento. La distancia a la zona vecina se multiplica por un factor de escalonamiento para llevar a cabo el ajuste de zona. Por lo tanto, para obtener un margen de seguridad de 15%, debe utilizarse un factor de 0.85. Este factor tiene en cuenta los errores de medición, errores de los instrumentos transformadores (TI y TV) y las imprecisiones de los datos de la línea protegida.

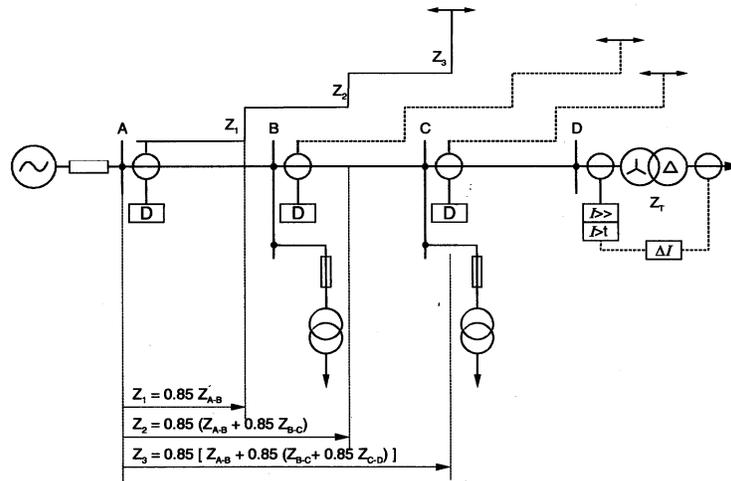


Fig. 31 Diagrama de escalonamiento para un sistema radial

Típicamente se aplican los siguientes factores:

- 0.80: para protecciones electromecánicas
- 0.85: para protecciones estáticas y digitales, o para protecciones electromecánicas, cuando los datos de la línea se determinan por medición
- 0.9: para protecciones estáticas o numéricas cuando los datos de la línea se determinan por medición

Esos ajustes tienen en cuenta el hecho de que el límite de alcance de zona no es absoluto; en el caso particular de relés electromecánicos, el tiempo de actuación se incrementa a medida que se alcanza el final de la zona, como se muestra en la fig. 32.

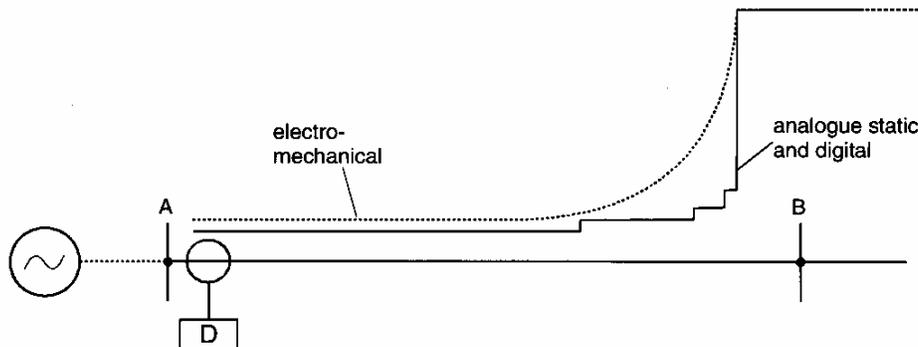


Fig. 32 Recorrido del tiempo de disparo cerca del límite de zona

En el escalonamiento, se calcula primero la zona 1. Esta zona es escalonada con el extremo de la línea en particular. La próxima zona que se determina es la zona 2; para la misma se utiliza como referencia el límite de alcance de zona 1 en el alimentador vecino. De manera similar, para la zona 3, el extremo del alcance de la zona 2 del alimentador vecino se considera como referencia.

Para realizar backup remoto para fallas en barra en la subestación vecina (especialmente donde no se dispone de protección de barra), el ajuste de zona 2 debe, si es posible, alcanzar siempre al menos 20% más allá del extremo de la línea. Esto a menudo no se puede realizar, por ejemplo donde un cable corto continúa luego de una línea aérea larga (fig. 33). En este caso debe aceptarse un tiempo mayor del escalón de zona 3, a menos que se adopten medidas especiales. Por ejemplo, una zona en reversa en la subestación

remota puede utilizarse para cubrir fallas de barras en zona 2 de forma segura. La zona 3 debe cubrir el alimentador adyacente tan lejos como sea posible. Cuando el alimentador adyacente es corto aparecen problemas similares a los con la zona 2.

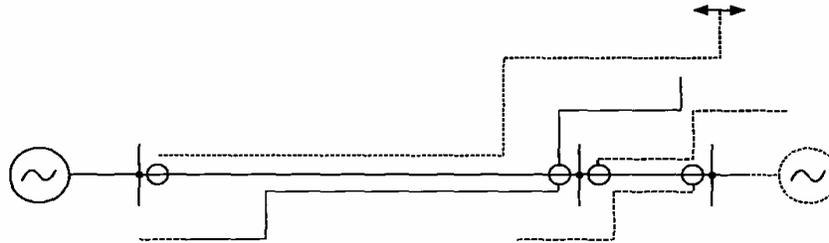


Fig. 33 Escalonamiento invertido de una zona de distancia

La zona de arranque (detector de fallas) debe ser ajustada tan sensitivo como sea posible, y debe alcanzar más allá de la zona 3. Debe asegurarse que el alimentador vecino más largo, incluyendo la barra de la subestación, quede completamente cubierta. Esto asegura que, ante el evento de falla de la protección o falla del interruptor, tenga lugar un disparo remoto con el último escalón de tiempo (en redes mallasadas esto es dificultoso ya que las fuentes intermedias reducen el alcance del relé, como se verá más adelante). Para el ajuste de tiempo, debe considerarse los siguientes criterios:

<p>1st zone:</p>	<p>This zone operates without additional delay, i.e. with the operating time of the protection. A time delay (T_1) is only applied in exceptional cases. The operating time of the protection differs, depending on the relay type :</p> <p><u>Mechanical protection :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - for medium and high voltage 60-80 ms - for EHV (R3Z27): 25-40 ms <p><u>Static protection (analogue electronic):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - for medium voltage: 35-45 ms - for HV: 25-35 ms - for EHV: 15-30 ms <p><u>Numerical protection:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - for medium and high voltage: 20-30 ms - for EHV: 15-25 ms
<p>2nd zone:</p>	<p>It must initially allow the 1st zone on the neighbouring feeder(s) to clear the fault. The grading time therefore results from the addition of the following times:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>operating time of the neighbouring feeder 1st zone</u> (refer above) + <u>circuit-breaker operating time on the neighbouring feeder</u> (period from output of protection trip command to interruption of the short circuit current) This ranges from 40 ms (2 cycles) in EHV up to approx. 80 ms in medium voltage. + <u>distance relay re-setting time</u> Due to inertia, the relay fault detection does not re-set immediately after interruption of the current. It remains picked up for a certain time (re-setting time). For mechanical protection this time ranges from 60-100 ms, for static protection it is approx. 30 ms and for numerical protection it is approx. 20 ms. + <u>errors of the distance relay internal timers</u> <ul style="list-style-type: none"> <u>mechanical:</u> 5% of the set time, minimum 60-100 ms <u>static:</u> 3% of the set time, minimum 10 ms <u>numerical:</u> 1% of the set time, minimum 10 ms

	<p>– <u>distance protection starting time</u> this only applies when the internal time delays start after fault detector pick-up. This is the case for all Siemens distance protection relays. (for other manufacturers, the set time delay may be with respect to the fault inception incidence. In this case the starting time must be ignored here.)</p> <p>+ <u>safety margin</u> depends on the type of relay for which the grading is being done</p>	<p><u>mechanical:</u> over-current: 10 ms, under-impedance: 25 ms</p> <p><u>static:</u> over-current: 5 ms, under-impedance: 25 ms</p> <p><u>numerical:</u> generally 15 ms</p> <p>– mechanical-mechanical: 100 ms</p> <p>– static/numerical-mechanical or vice versa: 75 ms</p> <p>– numerical/numerical or static/static: 50 ms</p>
3 rd zone	Procedure is the same as for the 2 nd zone, whereby the operating time of the protection in the neighbouring feeder is given by the zone 2 operating time. It is: starting time + set time delay + time for the trip output (approx. 10 ms)	
<u>Delayed trip of directional starter</u>	This stage (marked with → in the grading chart) is made up of the fault detection and the forward directional decision, logically combined with an AND function. It is a directional back-up protection for very remote faults. The time delay is set a grading step longer than zone 3. Calculation is similar to that for zone 3.	
<u>Delayed trip of non-directional starter</u>	With this stage the fault detection issues a time delayed trip. Thereby a non-directional zone functions as the final back-up stage. The time delay is usually set one grading step longer than the delayed trip of the directional starter.	

2.5.2 Escalonamiento con dependencia direccional

En un alimentador con fuentes de alimentación en ambos extremos, el escalonamiento debe realizarse en forma separada para cada dirección (fig. 34). Esto es posible con la direccionalidad de las zonas de los relés de distancia y la actuación con retardo de los arranques direccionales. La actuación con retardo de un arranque no direccional reacciona a corrientes circulando en ambas direcciones y no pueden ser integradas en forma selectiva en el diagrama de escalonamiento.

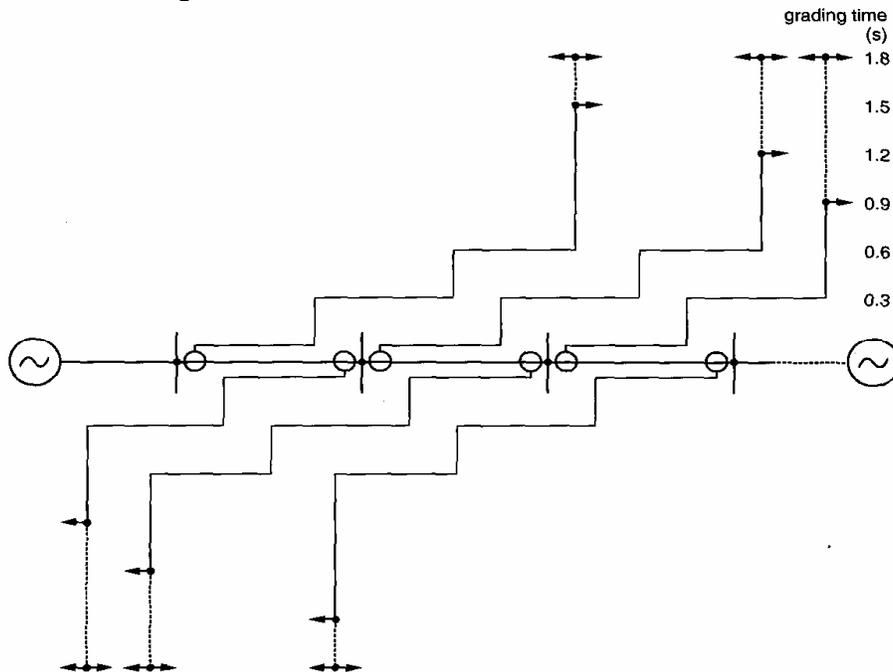


Fig. 34 Escalonamiento en ambas direcciones

De hecho solo es posible implementarlo como un último backup con un retardo de tiempo que es mayor que la actuación más lento del detector de fallas direccional. Como se mostró para el alimentador radial, puede ser ventajoso la implementación de un ajuste de zona con alcance en reversa.

2.5.3 Escalonamiento en un sistema radial ramificado

Si se conectan varios alimentadores en la estación remota, luego la zona 2 debe ser escalonada con respecto a la zona 1 más corta de los relés instalados allí (fig. 35). En el caso presentado es la zona 1 del relé 4. La zona 3 depende de la zona más corta de los relés en la estación remota. En este caso es la zona 2 del relé en el alimentador 2.

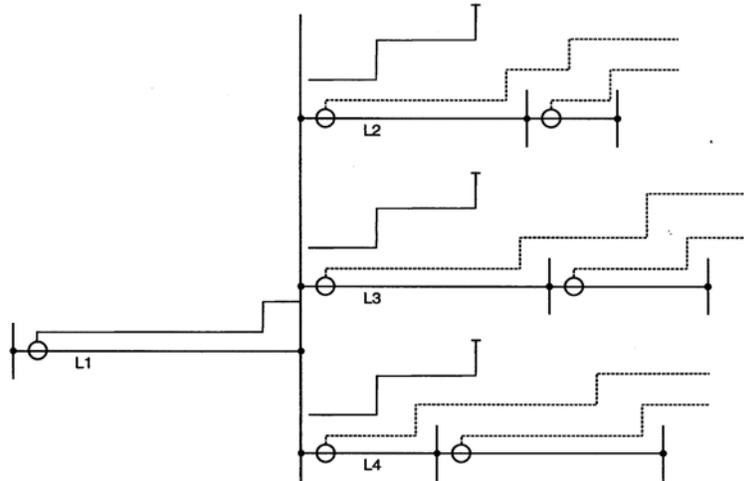


Fig. 35 Escalonamiento en un sistema radial ramificado

2.5.4 Escalonamiento para alimentadores en paralelo

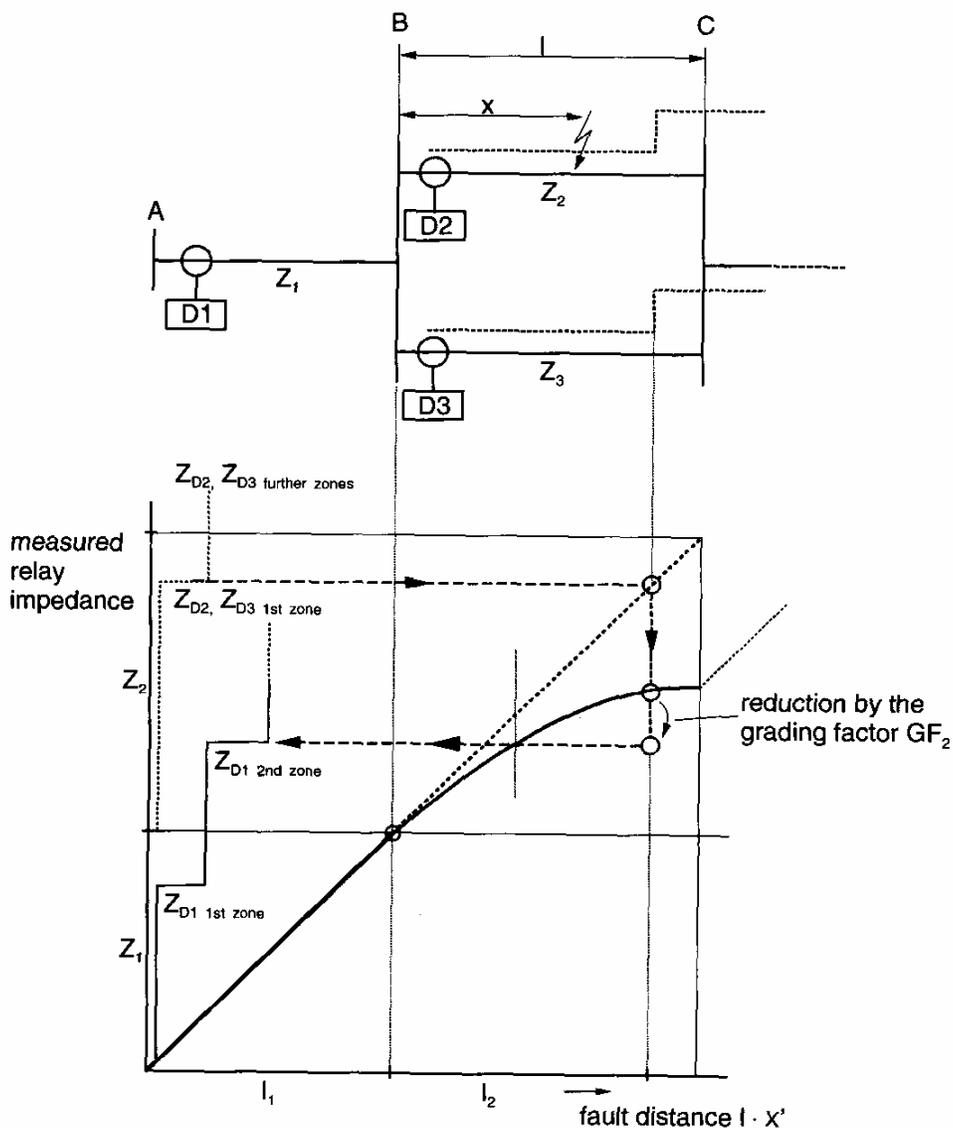
En el caso de alimentadores en paralelo, la impedancia de falla aparenta ser menor. Esto se muestra en la fig. 36. Para una falla en la línea 2 a la distancia x de la estación B, el relé D1 en la estación A mide una impedancia correspondiente según la curva parabólica de la fig. 36.

El trazado parabólico aparece debido a la conexión en paralelo de las impedancias $\frac{x}{l} * Z_2$

y $Z_3 + \left(1 - \frac{x}{l}\right) Z_2$. Cuando $x = l$, Z_2 y Z_3 están conectadas en paralelo. En este caso la

impedancia de la línea se divide en dos cuando Z_2 y Z_3 son iguales. Estrictamente hablando, para el ajuste de zona 2 de D1, se debe calcular la impedancia hasta el límite de alcance de la zona 1 en el alimentador 2 o 3, utilizando la ecuación dada. El ajuste está luego dado por la multiplicación con el factor de escalonamiento. Sin embargo, en alimentadores en paralelo, donde Z_2 y Z_3 son iguales, puede utilizarse la mitad del valor de la impedancia ya que hay poca diferencia por efecto del trazado parabólico. Por lo tanto el ajuste de zona 2 de D1 está dado por:

$$Z_2(D1) = GF_2 * (Z_1 + 1/2 * Z_2)$$



$$Z_{D1 \text{ 2nd zone}} = GF_2 \cdot \left\{ Z_1 + \frac{[Z_3 + (1 - GF_1) \cdot Z_2] \cdot GF_1 \cdot Z_2}{Z_2 + Z_3} \right\}$$

For $Z_2 = Z_3$, the following approximation is given :

$$Z_{D1 \text{ 2nd zone}} \approx GF_2 \cdot \left\{ \frac{Z_2}{2} \right\}$$

GF_1 = grading factor of the 1st zone of D1 and D2

GF_2 = grading factor of the 2nd zone of D1

Fig. 36 Escalonamiento en alimentadores en paralelo

2.5.5 Efecto de fuente de alimentación intermedia (in-feed) en relés de distancia

Una fuente de alimentación intermedia entre el relé y el lugar de la falla influye la impedancia medida. La impedancia parece ser mayor, es decir el relé "ve" la falla una distancia mayor, y puede solo actuar en una zona mayor (sub-alcance). Este efecto aparece debido a que la corriente desde la fuente de alimentación intermedia introduce una caída de tensión adicional en el lazo de cortocircuito. Esto incrementa la tensión en el lugar del relé, causando el sub-alcance (fig. 37). LA magnitud del error de medición es proporcional a la relación de la corriente de la fuente de alimentación intermedia y la

corriente en el relé, es decir mientras mayor la corriente de fuente intermedia mayor será el error.

La selección del índice de escalonamiento debe determinarse según el caso, de acuerdo a las condiciones prácticas del sistema y es a menudo una cuestión de opinión personal.

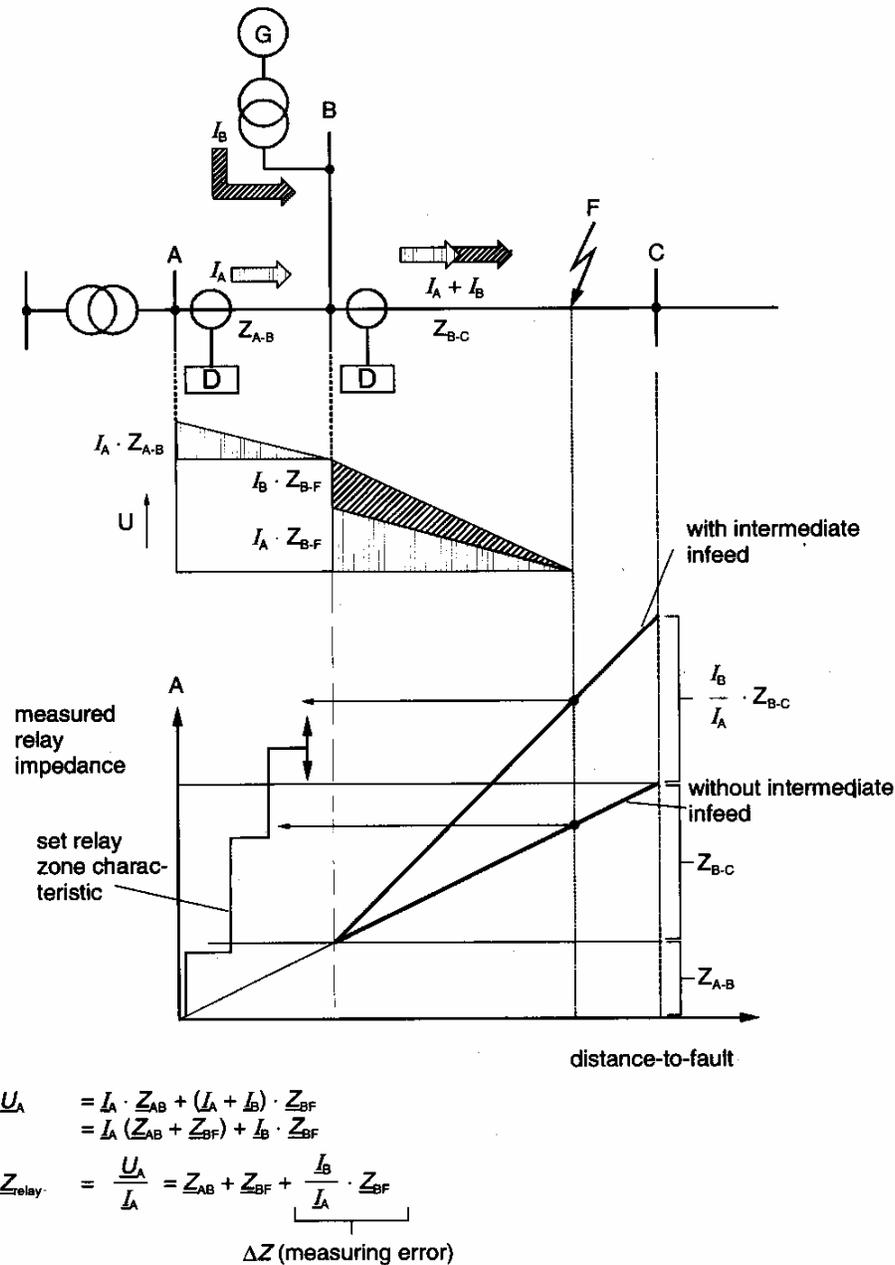


Fig. 37 Efecto de la alimentación intermedia (in-feed) en el relé de distancia

Se implementan las siguientes estrategias:

- Escalonamiento de la zona 1:

En este caso las fuentes de alimentación intermedias solo juegan un rol en alimentadores en T o derivaciones. Este tema es analizado con más detalle posteriormente.

- Escalonamiento de la zona 2:

El ajuste se realiza sin tener en cuenta la fuente intermedia. Esto asegura la selectividad para todas las condiciones del sistema. Esto parece ser sensible para todas las aplicaciones ya que la falla cerca del final de la línea, sin disparo autorizado, debe ser siempre despejada en zona 2 y bajo ninguna circunstancia debe actuar aquí una protección aguas arriba. Debe chequearse siempre que al zona 2 alcance por lo menos el 20% más allá de la estación en el otro extremo, proveyendo así protección back-up para la barra de la estación remota. Debe considerarse aquí un compromiso, en caso que estén presentes varias fuentes intermedias, lo cual reduce el alcance. Se puede asumir que al menos una porción de tales fuentes intermedias está siempre presente. En una red mallada, el procedimiento descrito aquí resulta en zonas 2 relativamente cortas y tiempos de operación mayores, siguiendo a fallas de la protección o fallas de interruptor.

- Escalonamiento de la zona 3:

-Alternativa 1: se tienen en cuenta las fuentes intermedias

Aquí se logra un alcance considerable de las zona 3. Si no hay fuentes intermedias, la zona 3 no será siempre selectiva. Sin embargo, se evita así disparos temporizados con tiempos largos en zona 4 y 5 en relés de distancia con arrancadores. Si hay presente varias fuentes intermedias en una barra, luego puede tener sentido un compromiso, es decir, se asume que solo 2 o 3 fuentes intermedias están presentes en forma permanente.

-Alternativa 2: no se tienen en cuenta las fuentes intermedias

Generalmente esto resulta en zonas 3 muy cortas en sistemas mallados. Esto implica que, posterior a una falla de interruptor o falla de la protección, las fallas son a menudo solo despejadas con la detección de falla. En este caso debe haber un escalonamiento selectivo de los detectores de falla temporizados (y también posible), para evitar un disparo no controlado más frecuente e interrupciones del sistema. Además, los tiempos mayores de despeje deben ser aceptables.

- Detección de falla:

Debe tener un alcance dentro del sistema lo más lejano posible. En redes malladas, la implementación de protección back-up remota es frecuentemente problemática, y dificultoso de resolver. Debido a las fuentes intermedias, la distancia aparentan ser mayores en muchos casos, y pueden no ser vistas por la detección de falla del relé. Cuando no sea posible cubrir el alimentador vecino más largo con el detector de fallas debido a las fuentes intermedias, debe implementarse una protección back-up local (protección falla de interruptor). Para fallas a tierra debe implementarse en forma adicional una protección sensitiva direccional de tierra. En algunos países se ha implementado la protección direccional de fallas a tierra temporizada dependiente de la tensión de secuencia cero. En ciertos casos puede ser de beneficio si las fuentes intermedias de diferente magnitud. Es luego posible para el alimentador con mayor fuente intermedia detectar todavía la falla y disparar. Luego de la desaparición de una gran porción de la fuente intermedia, los restantes relés en los otros alimentadores pueden también detectar la falla y actuar. Resulta un disparo secuencial con un tiempo adicional corto.

2.5.6 Escalonamiento de zonas en sistemas mallados

En redes malladas aparecen en forma combinada los efectos descritos de caminos paralelos y fuentes intermedias. Los caminos paralelos de cortocircuito provocan un sobre-alcance, mientras que en los nodos tiene lugar el efecto de fuente intermedia con la

consecuente tendencia al subalcance. Esto se ilustra con el ejemplo simple de una doble terna aérea en la fig. 38.

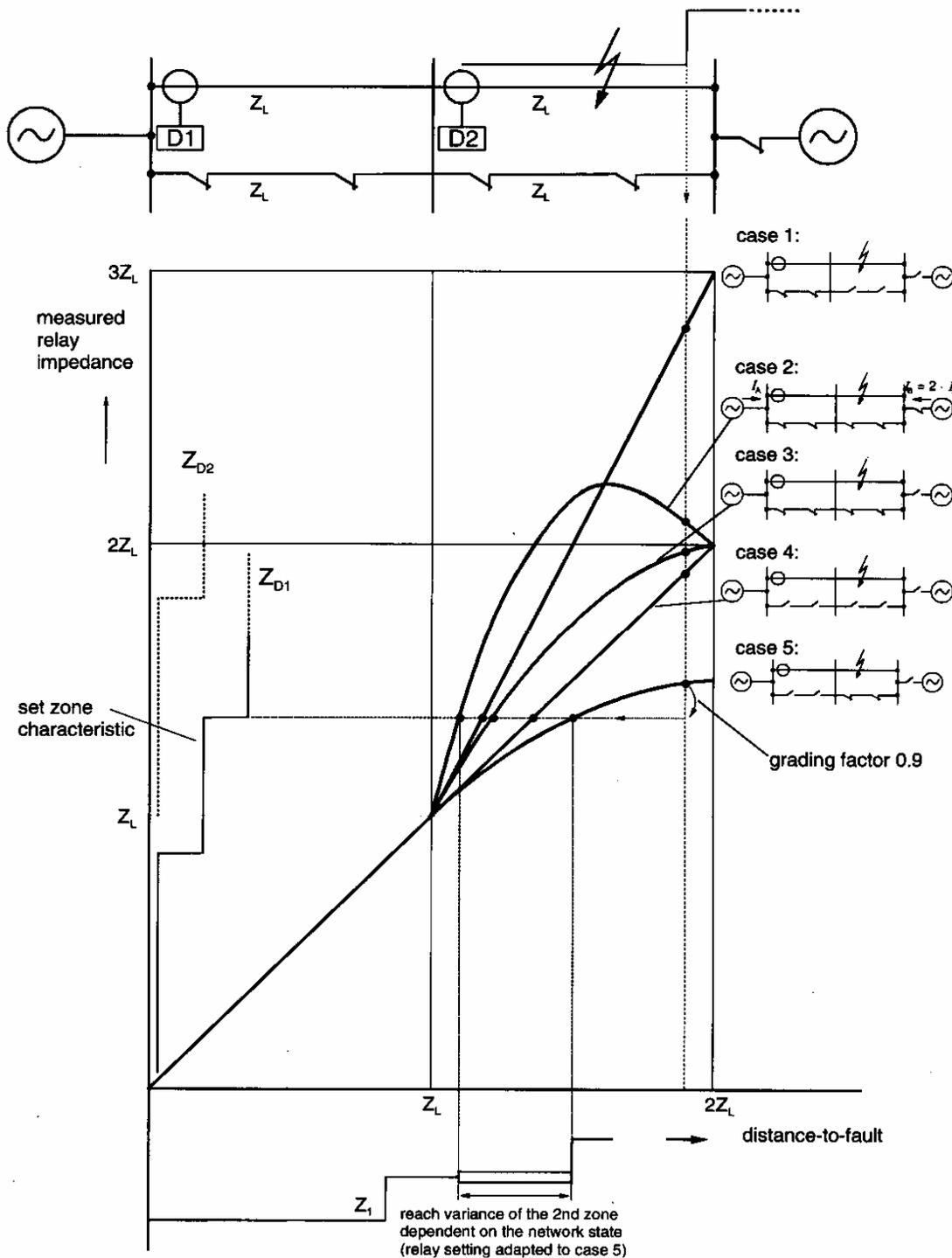


Fig. 38 Alcance de zona dependiente de las condiciones del sistema

Para una falla en el límite de alcance de la zona 1 del relé D2, la cual puede no estar dentro de la zona 2 del relé D1, la distancia varía dependiendo del estado de conexión de la línea en paralelo. Para evitar un sobre-alcance, se aplica un factor de escalonamiento $GF2 = 0.9$ de la impedancia menor. Esto corresponde al estado de conexión circuito simple/circuito doble, como era de esperarse. Esto significa que el efecto de la fuente

intermedia intermedio no se considera, pero que se tienen en cuenta todas las impedancia de cortocircuito en paralelo. En la fig. 38 se puede ver ahora el alcance de la zona 2 con el ajuste seleccionado durante otros estados de conexión. El diagrama muestra en el eje vertical la impedancia medida por el relé y el ajuste de zona. En el eje horizontal se muestra la distancia a la falla, es decir, las impedancias de línea la cuales corresponden al mismo tiempo a la distancia física dado que en este ejemplo se asume que todas las líneas tienen la misma geometría y tierra (la misma impedancia por kM).

Las impedancias para una distancia en particular dependen de las condiciones del sistema y aparecen en la línea vertical. En la fig. 38 esta línea se muestra para una falla en el límite de alcance del relé D2, zona 1. Con esto, se pueden leer las impedancias medidas por el relé D1. Alternativamente este diagrama puede utilizarse para determinar el alcance de zonas trazando una línea horizontal. Esto se muestra para la zona 2 de la fig. 38. Se reconoce rápidamente la variación del alcance dependiente del estado de conexión. De manera similar, las impedancias medidas se pueden determinar para otras configuraciones del sistema. En muchos casos es suficiente sin embargo, utilizar la mitad de la impedancia de línea en el cálculo. Correspondientemente se utilizaría un tercio de la impedancia en el caso de tres circuitos en paralelo.

2.5.7 Escalonamiento de la etapa de detección de falla temporizada

El escalonamiento de tiempo debe realizarse desde el extremo del consumidor hacia el extremo de alimentación de forma similar que para el escalonamiento de las protección por sobrecorriente. En alimentadores con alimentación desde los dos extremos, y generalmente en sistemas mallados, solo tiene sentido con la etapa direccional de detección de fallas. El escalonamiento con la etapa no direccional no es posible en este caso. Los retardos de tiempo para la etapa de detección de falla no direccional se ajustan normalmente todas igualmente en un nivel de tensión determinado, el cual es un escalón de tiempo mayor que la etapa de detección de falla direccional más lenta.

3. MEDICIÓN DE LA IMPEDANCIA

3.1 DEFINICIÓN DEL LAZO DE FALLA

Para la definición de lazo de falla se aplica el circuito de la fig. 39.

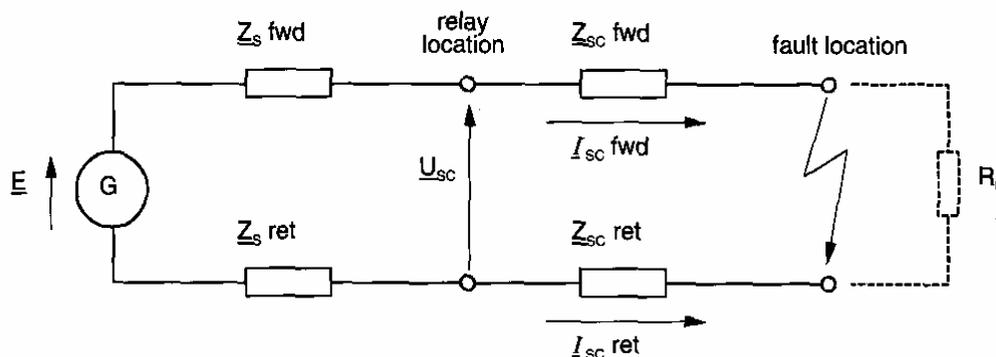


Fig. 39 Circuito equivalente de lazo de falla

Las magnitudes relevantes para la medición de la distancia pueden derivarse de este circuito. El diagrama muestra una alimentación a una desde un solo extremo. Para el relé considerado, es también válido para el caso de alimentación desde los dos extremos si la resistencia de falla R_f se puede despreciar. Esto es cierto, por ej., para casi todas las

fallas en cables y en líneas aéreas con torres de acero y condiciones normales de puesta a tierra. Para resistencias de falla mayores, la medición de distancia es influenciada por corrientes desde el extremo opuesto, las cuales también circulan por la falla. Este factor de influencia es analizado más adelante.

\underline{E} es la FEM equivalente y Z_s la impedancia de fuente. $Z_{sc} = Z_{sc}' \cdot l$ es la impedancia de cortocircuito con Z_{sc}' : impedancia por unidad de longitud de la línea y l es la distancia hasta la falla. Z_s y Z_{sc} se determinan por la suma de las impedancias de los caminos hacia delante y los retornos.

U_{sc} designa la tensión de cortocircuito y I_{sc} la corriente de cortocircuito en el lugar del relé. R_f simboliza la resistencia en el lugar de la falla, la cual aparece debido al arco o resistencia de puesta a tierra en el caso de fallas a tierra. El siguiente resumen muestra el significado de E así como de Z_s y Z_{sc} para los clásicos tipos de fallas en los sistemas trifásicos.

short-circuit	E	I_{sc} fwd	I_{sc} ret	Z_s fwd	Z_s ret	Z_{sc} fwd	Z_{sc} ret
3-Ph	$1.1 \cdot U_N \sqrt{3}$	I_{Ph}	0	Z_{S1}	0	Z_{SC1}	0
1-Ph-E	$1.1 \cdot U_N / \sqrt{3}$	I_{Ph}	I_E	Z_{S1}	Z_{SE}	Z_{SC1}	Z_{SCE}
Ph-Ph	$1.1 \cdot U_N$	I_{Ph1}	I_{Ph2}	Z_{S1}	Z_{S1}	Z_{SC1}	Z_{SC1}

Tabla 1 Parámetros característicos del lazo de falla

La tensión nominal del sistema en U_N la cual siempre dada por la tensión de línea. El factor 1.1 tiene en cuenta el hecho de que los generadores en el sistema operan normalmente con sobre-excitación para mejorar la estabilidad. Por lo tanto, la tensión interna promedio es aprox. 10% por arriba de la tensión nominal. (Norma IEC 909 parte 1 o VDE 102).

Para las corrientes, debe notarse en esta representación, el sentido positivo es hacia la línea. Para la corriente de tierra es válida la siguiente relación: $I_E = -(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3})$. Esto debe tenerse en cuenta en las posteriores ecuaciones cuando se calcule la corriente de tierra a partir de las corrientes de fase. Con esta convención, las corrientes de fase tierra tienen diferente signos en los resultados calculados. En el diagrama fasorial y registros de falla esta convención de signo implica que, en forma similar que para las corrientes de fase para una falla bifásica, las corrientes de fase y tierra están siempre en dirección opuesta (fig. 40).

$$\begin{aligned} I_{ph} &= + 1200 + j 500 \text{ A} \\ I_E &= - 1200 - j 500 \text{ A} \\ \underline{E} &= \quad \quad + j 60 \text{ kV} \end{aligned}$$

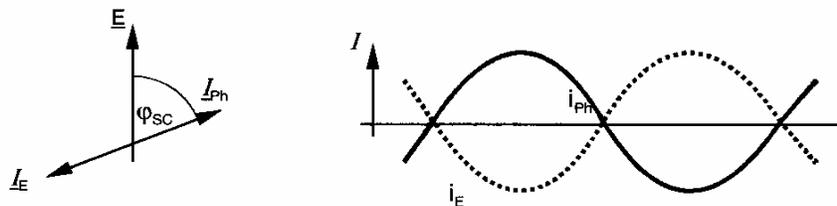


Fig. 40 Convención de signos de las corrientes

3.1.1 Posibles lazos de fallas

En un sistema trifásico típico hay un número de cortocircuito posibles, dependiendo del cual son las fases involucradas en cada uno y si hay presente alguna vinculación con tierra. Deben evaluarse los lazos de fallas aplicables al tipo de falla correspondiente (tabla 2).

Para fallas monofásicas y bifásicas sin contacto a tierra, la ubicación es sencilla dado que es útil solo un lazo de falla. Para los otros tipo de cortocircuitos se dispone de varios lazos.

Fault type	phases involved	fault loops for the distance measurement
two-phase short-circuit without earth	L1-L2 L2-L3 L3-L1	L1-L2 L2-L3 L3-L1
three-phase short-circuit without earth	L1-L2-L3	L1-L2 or L2-L3 or L3-L1
single-phase earth-fault	L1-E L2-E L3-E	L1-E L2-E L3-E
two-phase short-circuit with earth	L1-L2-E L2-L3-E L3-L1-E	L1-E or L2-E or L1-L2 L2-E or L3-E or L2-L3 L3-E or L1-E or L3-L1
three-phase short-circuit with earth	L1-L2-L3-E	L1-L2 or L2-L3 or L3-L1 L1-E or L2-E or L3-E

Tabla 2 Tipos de cortocircuito y lazos de falla para la medición de distancia

3.2 DETERMINACIÓN DE LA IMPEDANCIA DEL LAZO

El circuito de medición del relé de distancia está configurado de tal forma que para cada tipo de falla se determine la impedancia de línea del lazo de falla (Z_{sc} en la fig. 39). Esta Impedancia corresponde a la impedancia de secuencia positiva si la línea aérea es simétrica y completamente transpuesta. La ventaja de esto es que para cada tipo de falla se logra el mismo resultado de la medición, la impedancia de la línea, la cual es proporcional a la distancia a la falla.

3.2.1 Protección de distancia convencional

En este caso se emplean las siguientes ecuaciones para evaluar los valores medidos:

- Lazo fase-fase:

$$Z_{ph-ph} = \frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} = \frac{U_{ph1-E} - U_{ph2-E}}{I_{ph1} - I_{ph2}} \quad (18)$$

donde 1 y 2 son las fases falladas.

Para alimentación desde un solo extremo y cortocircuito sólido ($R_f = 0$), de la fig. 39 resulta:

$$U_{ph-ph} = I_{ph1} * Z_{sc1} - I_{ph2} * Z_{sc1} \quad y$$

$$I_{ph1} = I_{ph2}$$

de allí resulta:

$$Z_{ph-ph} = Z_{sc1}$$

- Lazos fase tierra

La siguiente ecuación corresponde a la medición:

$$Z_{ph-E} = \frac{U_{ph-E}}{I_{ph} - K_E * I_E} \quad (19)$$

El vector K_E es el factor de compensación residual. Corresponde a la relación Z_E/Z_L de la línea aérea. El valor para Z_E debe ser calculado utilizando la siguiente ec.:

$$Z_E = \frac{1}{3} * (Z_{L0} - Z_{L1}) \quad (20)$$

Utilizando la fig. 39 y la tabla 1 resulta lo siguiente:

$$\begin{aligned} U_{ph-E} &= I_{ph} * Z_{sc1} - I_E * Z_{scE} = \\ &= Z_{sc1} * \left(I_{ph} - \frac{Z_{scE}}{Z_{sc1}} * I_E \right) \end{aligned} \quad (21)$$

Sustituyendo 21 en 19 resulta:

$$Z_{ph-E} = Z_{sc1} * \frac{\left(I_{ph} - \frac{Z_{SCE}}{Z_{SC1}} * I_E \right)}{I_{ph} - K_E * I_E} \quad (22)$$

De 22 resulta evidente que la impedancia de línea Z_{SC1} es medida correctamente, si $K_E = Z_{SCE}/Z_{SC1}$, es decir cuando K_E se ajusta de acuerdo al alimentador protegido. Debe tenerse en cuenta que K_E es un número complejo.

En los relés electromecánicos puede ajustarse solo el módulo de la relación $K_E = |K_E|$. Luego resultan las correspondientes diferencias. Este error de medición puede tolerarse en líneas aéreas donde la diferencia angular entre Z_E y Z_L es relativamente pequeña. Para cables donde esta diferencia puede ser significativa, el valor de K_E era determinado gráficamente de la intersección de la característica circular del relé con el locus del lazo fase-tierra.

Solo con la venida de los relés analógico estáticos se dispuso de la posibilidad de ajuste de un ángulo de corrección. Esta compensación residual es solo precisa para fallas a tierra sólidas. Para cortocircuitos con resistencia de falla (resistencia de arco) la compensación de ángulo $K_E = |K_E| * e^{j\phi_E}$ rota la resistencia de falla en el diagrama de impedancia, resultando igualmente en el correspondiente error de medición. Esto también es válido para relés que aplican técnicas de medición convencionales.

3.3 CÁLCULO NUMÉRICO DE LA IMPEDANCIA

El cálculo numérico de la impedancia del lazo de falla con señales de corriente y tensión muestreadas es el paso inicial de la medición de distancia y localización de falla. En el caso de medición de distancia con característica poligonal, se comparan simplemente los valores de R y X de la impedancia del lazo de falla calculado con los límites de zona en el plano de impedancia. Es suficiente por lo tanto una comparación de magnitud para alcanzar una decisión respecto a que si la falla está o no dentro de una zona en particular. En principio esta técnica puede ser aplicada con características de cualquier forma. En el caso de círculos Mho sin embargo, se prefiere la clásica comparación de ángulos entre los fasores de tensión y de corriente (ver más adelante). Para la función de localización de falla, el valor de X calculado provee una medida de la distancia a la falla.

3.3.1 Proceso de cálculo

La siguiente ec. diferencial es válida para el lazo de cortocircuito en el dominio del tiempo:

$$u_{SC}(t) = R_{SC} * i_{SC}(t) + L_{SC} * \frac{di_{SC}(t)}{dt} \quad (23)$$

En algunos relés digitales, las señales de tensión y corriente muestreadas son integradas con filtros de Fourier y transformados al dominio de la frecuencia. El resultado es una magnitud fasorial la cual es provista en la forma de componentes ortogonales (componentes real e imaginaria). Se evalúa la componente fundamental, las componentes continua DC y armónicos de orden superior son eliminados. De la ec. 23 se deriva la siguiente ec. vectorial:

$$U_{SC} = R_{SC} * I_{SC} + jX_{SC} * I_{SC} \quad (24)$$

La evaluación separada de las componentes real e imaginaria del lazo de cortocircuito tiene la ventaja particular de que la reactancia durante fallas a tierra es también medida correctamente cuando los ángulos de cortocircuito de las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero son diferentes.

3.3.2 Impedancia de lazo de aplicación general

En la fig. 41 se representa el lazo de cortocircuito de aplicación general. Se asume inicialmente un cortocircuito sólido. La influencia de la resistencia de falla se analiza posteriormente en forma separada.

Es reconocido que en el lazo de cortocircuito, la corriente saliente y la corriente de retorno generalmente no son iguales. Para una falla bifásica a tierra por ejemplo, la suma de las corrientes I_{fwd} e I_{ret} circulan por tierra y retornan por un camino diferente hacia la alimentación.

Solo para tipos particulares de falla y configuraciones de sistema, tales como por ejemplo u cortocircuito bifásico sin contacto a tierra y una sola fuente de alimentación, se da la condición de que $I_{ret} = -I_{fwd}$. En general, la impedancia en el camino de ida (R_{fwd} , X_{fwd}) no es igual a la impedancia de retorno (R_{ret} , X_{ret}). En el caso de lazos fase-tierra, debe tenerse en cuenta la diferencia entre impedancia de fase e impedancia de tierra. Esto se hace por medio del factor de compensación KE ya visto.

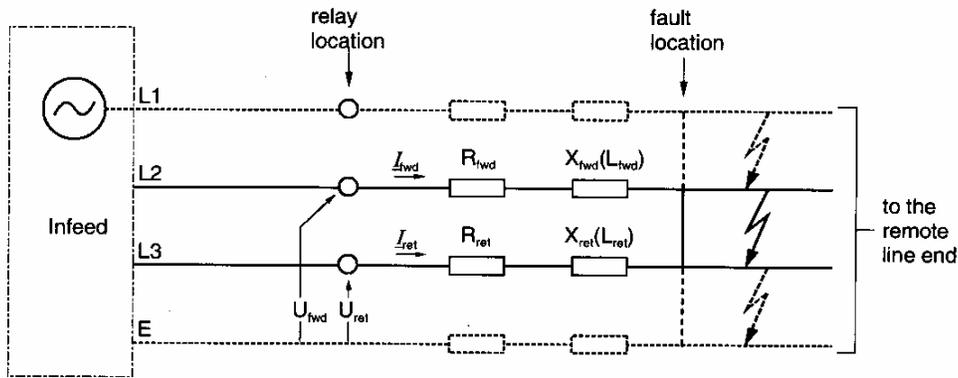


Fig. 41 Lazo de cortocircuito de aplicación general

3.3.3 Lazos fase-fase

En este caso se asume que $R_{fwd} = R_{ret}$ y que $X_{fwd} = X_{ret}$ (sistema simétrico). A partir de allí se obtiene para por ejemplo el lazo L2-L3:

$$R_{L2-L3} = \frac{U_{L2-L3} [I_{L2} \cos(\varphi_{U_{L2-L3}} - \varphi_{I_{L2}}) - I_{L3} \cos(\varphi_{U_{L2-L3}} - \varphi_{I_{L3}})]}{I_{L2}^2 - 2I_{L2}I_{L3} \cos(\varphi_{I_{L2}} - \varphi_{I_{L3}}) + I_{L3}^2} \quad (25)$$

$$X_{L2-L3} = \frac{U_{L2-L3} [I_{L2} \sin(\varphi_{U_{L2-L3}} - \varphi_{I_{L2}}) - I_{L3} \sin(\varphi_{U_{L2-L3}} - \varphi_{I_{L3}})]}{I_{L2}^2 - 2I_{L2}I_{L3} \cos(\varphi_{I_{L2}} - \varphi_{I_{L3}}) + I_{L3}^2} \quad (26)$$

Estas ecuaciones corresponden a las siguientes expresiones con magnitudes vectoriales:

$$Z_{L2-L3} = \frac{U_{L2} - U_{L3}}{I_{L2} - I_{L3}} \quad (27)$$

$$R_{L2-L3} = \text{Re} \left(\frac{U_{L2} - U_{L3}}{I_{L2} - I_{L3}} \right) \quad (28)$$

$$X_{L2-L3} = \text{Im} \left(\frac{U_{L2} - U_{L3}}{I_{L2} - I_{L3}} \right) \quad (29)$$

En este caso U_{L2-L3} es la tensión de línea de cortocircuito U_{LL} . I_{L2} e I_{L3} son las corrientes en las fases falladas. Para el caso de una falla bifásica con una sola fuente de alimentación, son válidas las siguientes condiciones adicionales (fig. 42):

$$I_{L3} = -I_{L2} = I_L$$

$$\varphi_{I(L3)} = \varphi_{I(L2)} + 180^\circ$$

Esto simplifica las ec. 28 y 29 como sigue:

$$R_{L2-L3} = \frac{U_{LL} [\cos(\varphi_{U_{LL}} - \varphi_{I_L})]}{2I_L} = \frac{U_{LL}}{2I_L} \cos \varphi_{SC} \quad (30)$$

$$X_{L2-L3} = \frac{U_{LL} [\sin(\varphi_{ULL} - \varphi_{IL})]}{2I_L} = \frac{U_{LL}}{2I_L} \sin \varphi_{SC} \quad (31)$$

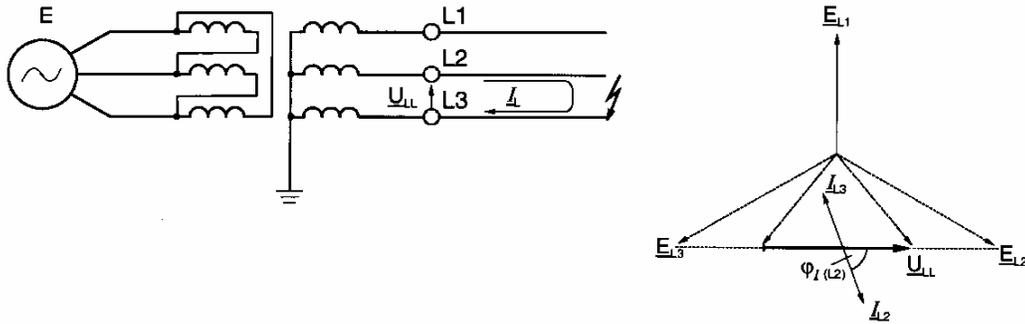


Fig.. 42 Falla bifásica a tierra, lazo de falla

Para una falla trifásica son válidas las siguientes condiciones (fig. 43):

$$I_{L2} = I_{L3} = I_{SC}$$

$$\varphi_{U(L2-L3)} - \varphi_{I(L2)} = \varphi_{SC} + 30^\circ$$

$$\varphi_{U(L2-L3)} - \varphi_{I(L3)} = \varphi_{SC} + 150^\circ$$

$$\varphi_{I(L2)} - \varphi_{I(L3)} = 120^\circ$$

Luego resulta las siguientes ec. simplificadas:

$$R_{L2-L3} = \frac{U_{LL}}{I_{SC}\sqrt{3}} \cos \varphi_{SC} \quad (32)$$

$$X_{L2-L3} = \frac{U_{LL}}{I_{SC}\sqrt{3}} \sin \varphi_{SC} \quad (33)$$

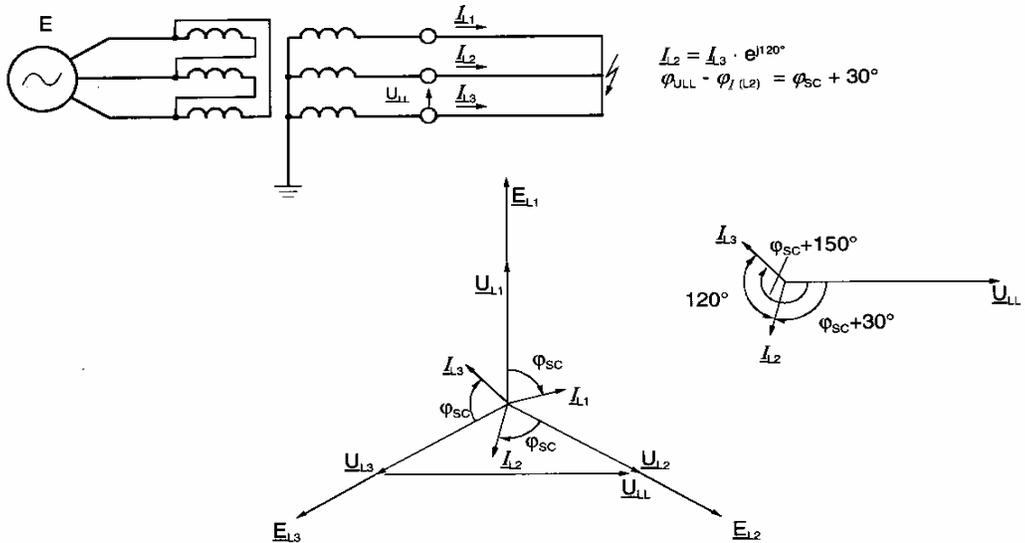


Fig. 43 Lazo de falla de un cortocircuito trifásico

3.3.4 Lazos fase-tierra

En la fig. 44 se muestra el lazo de falla medido para un cortocircuito de una fase a tierra L1-E.

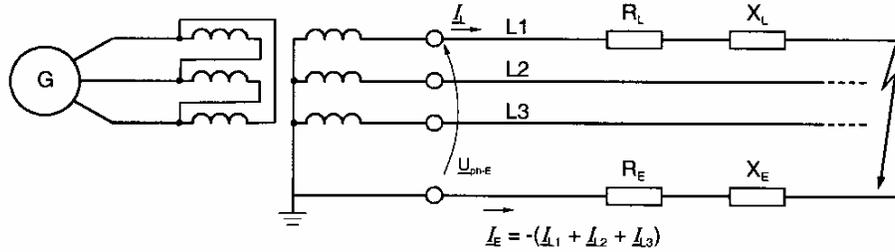


Fig. 44 Falla monofásica, lazo de falla

Debe notarse que el lazo L1-E es también válido para otros tipos de falla a tierra como la bifásica a tierra L1-L2-E o trifásica; las siguientes ecuaciones tienen validez general para cualquier tipo de falla a tierra (1, 2 o 3 fases):

$$X_{\text{fase-E}} = \frac{U_{\text{fase-E}}}{I_L} \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E R_E}{I_L R_L} \sin(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E + R_E}{X_L + R_L} \right) \frac{I_E}{I_L} \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E X_E}{R_L X_L} \left(\frac{I_E}{I_L} \right)^2} \quad (34)$$

$$R_{\text{fase-E}} = \frac{U_{\text{fase-E}}}{I_L} \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_L) - \frac{I_E X_E}{I_L X_L} \cos(\varphi_U - \varphi_E)}{1 - \left(\frac{X_E + R_E}{X_L + R_L} \right) \frac{I_E}{I_L} \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \frac{R_E X_E}{R_L X_L} \left(\frac{I_E}{I_L} \right)^2} \quad (35)$$

donde:

- $U_{\text{fase-E}}$: tensión de fase de cortocircuito (valor eficaz)
- I_L : corriente de fase de cortocircuito (valor eficaz)
- I_E : corriente de tierra de cortocircuito (valor eficaz)
- φ_U : ángulo de fase de la tensión de cortocircuito
- φ_L : ángulo de fase de la corriente de cortocircuito
- φ_E : ángulo de fase de la corriente de tierra de cortocircuito

$\frac{R_E}{R_L}$ y $\frac{X_E}{X_L}$ son los parámetros ajustados en el relé para la compensación residual.

En el caso de fallas monofásicas, las corrientes I_L e I_E están aproximadamente en contra-fase. Sin embargo, las magnitudes pueden ser diferentes, dependiendo del tipo de puesta a tierra. Si se asume $\varphi_{IE} = \varphi_{IL} + 180^\circ$, las ecuaciones 34 y 35 se simplifican en forma significativa:

$$X_{f_{ase-E}} = \frac{U_{f_{ase-E}} \sin(\varphi_U - \varphi_I)}{I_L + \frac{X_E}{X_L} I_E} = \frac{U_{f_{ase-E}} \sin(\varphi_{SC})}{I_L + \frac{X_E}{X_L} I_E} \quad (36)$$

$$R_{f_{ase-E}} = \frac{U_{f_{ase-E}} \cos(\varphi_U - \varphi_I)}{I_L + \frac{R_E}{R_L} I_E} = \frac{U_{f_{ase-E}} \cos(\varphi_{SC})}{I_L + \frac{R_E}{R_L} I_E} \quad (37)$$

4. DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIONALIDAD (POLARIZACIÓN)

4.1 MÉTODO DE DETERMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN CON LAS TENSIONES DE FASE NO FALLADAS (POLARIZACIÓN CRUZADA O CROSS-POLARISATION)

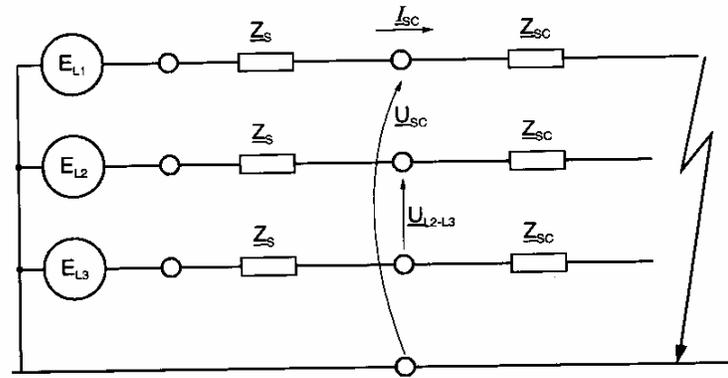
Conceptualmente, la dirección de la falla puede determinarse de los ángulos de fase relativos de la corriente de cortocircuito y la tensión de cortocircuito o por el signo de la impedancia de cortocircuito medida. Un requisito previo es que la medición del relé sea una impedancia inductiva (componentes resistivas e inductivas solamente). En este caso la corriente atrasa respecto a la tensión. En alimentadores con compensación capacitiva serie no siempre es el caso dado que la impedancia de falla puede ser capacitiva y en ese caso la corriente adelanta respecto a la tensión.

Además, hay que tener en cuenta que durante fallas directamente al frente o detrás del TV, la impedancia de cortocircuito tiene un valor muy pequeño (teóricamente cero) y ya no puede asegurarse la direccionalidad. En relés convencionales que emplean tecnología estática o bobinas móviles, el límite inferior de sensibilidad direccional es de 0.1 V. Para los tipos de inducción aún más viejos, la sensibilidad está en el orden de 1 V. Esta área donde no es posible una decisión direccional segura se denomina "zona muerta". Para esas tensiones de cortocircuito extremadamente pequeñas, la única solución está en la utilización de la pre-selección de la dirección de la falla. En Europa, los relés clásicos tenían una preselección hacia delante, para asegurar un disparo definido durante fallas cercanas. Un riesgo con esto era que cuando se conectaba un alimentador en una línea a tierra (puesta a tierra de trabajo olvidada) todos los relés de la barra actuarían.

Debido a factores de costo, este tipo de decisión direccional, utilizando las tensiones cortocircuitadas (polarización no cruzada o non-cross-polarisation), se utilizaba normalmente en sistemas de media tensión.

Para lograr una sensibilidad direccional ilimitada, se implementó, ya en la tecnología clásica en sistemas HV y EHV, la denominada polarización cruzada (cross-polarisation). El principio de tomar una decisión sobre la direccionalidad se explica por medio del ejemplo de un cortocircuito monofásico (fig. 45).

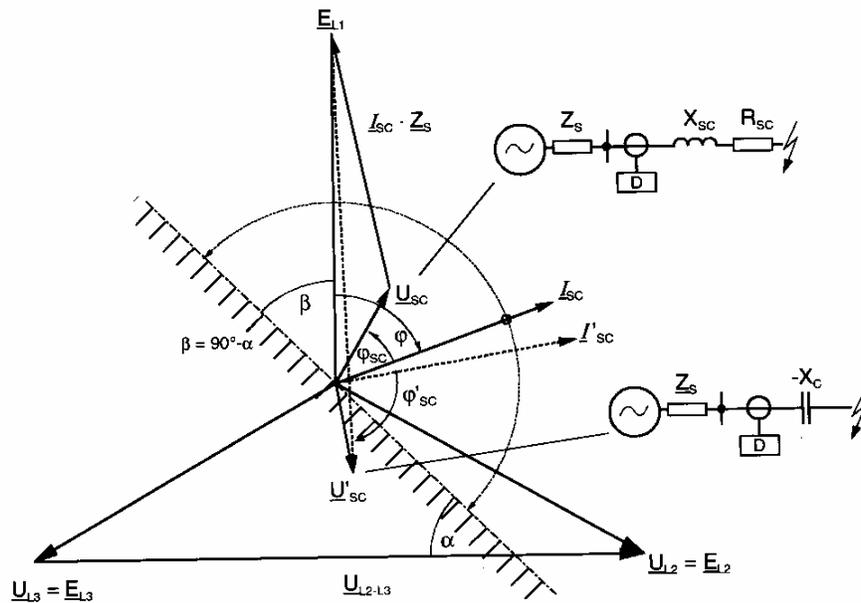
Por simplicidad se asume que la falla se produce en el alimentador descargado., es decir, la influencia de la corriente de carga es en principio despreciada. La tensión antes de la falla es igual a la FEM de la fuente de alimentación. Durante la falla a tierra en la fase L1, aparecen las condiciones mostradas de corriente y la tensión.



$$E_{L1} = \underline{U}_{sc} + \underline{Z}_S \cdot I_{sc}$$

$$\underline{U}_{L2-L3} = \underline{E}_{L2-L3} = \underline{E}_{L1} \cdot \sqrt{3} \cdot e^{-j90^\circ}$$

a) Circuito equivalente



b) Diagrama de tensiones

Fig. 45 Determinación de la dirección con las tensiones de lazo no fallados (polarización cruzada)

La corriente de cortocircuito es entregada por E_{L1} con un ángulo φ si la impedancia de cortocircuito es resistiva e inductiva. La tensión de cortocircuito U_{SC1} tiene un módulo y ángulo de fase dependiente de la relación Z_{SC} y Z_S . Si ambas impedancias tienen el mismo ángulo de fase, luego U_{SC1} está en fase con E_{L1} y el ángulo de cortocircuito φ_{SC} corresponde al ángulo φ . Para fallas muy cercanas a la estación con resistencia de arco o fallas en cables, el ángulo de la impedancia de cortocircuito es sin embargo mucho más chico que el ángulo de la reactancia de fuente. Esto es especialmente cierto cuando la impedancia de fuente consiste principalmente de reactancias de generadores y transformadores. Además, debe considerarse que para fallas muy cercanas $Z_S \gg Z_{SC}$, y

por lo tanto el ángulo φ cambia fuertemente, aún para condiciones de cortocircuito substancialmente diferentes. Al mismo tiempo, φ_{SC} puede tomar valores muy pequeños por debajo de 0° (fallas muy cercanas con resistencia de arco).

Una situación extrema se da cuando la falla está detrás de un capacitor serie. En este caso, la tensión de cortocircuito se invierte de acuerdo a la reactancia negativa medida $X_{SC} = -X_C$. La tensión de cortocircuito atrasa con respecto a la corriente en alrededor de 90° (fig. 45). La tensión de la fase fallada no es, por lo tanto, adecuada para una decisión direccional en líneas con compensación serie.

Para la decisión direccional, una alternativa es la tensión de línea opuesta U_{L2-L3} a la tensión de fase fallada U_{SCL1} . En la fig. 45 se puede apreciar que para los casos de fallas descritos el ángulo de fase relativo I_{SC} a U_{L2-L3} permanece casi sin alteración. Solamente en el caso de una falla reversa se invertirá el sentido de la corriente de cortocircuito, es decir rotará en aprox. 180° . La medición del ángulo entre la corriente de cortocircuito y la tensión de línea no fallada provee una decisión ideal sobre la dirección.

El ángulo de fase de la tensión de línea no fallada de ser ajustada para lograr la misma característica direccional como sería el caso para la medición con la tensión de lazo fallado. Para lograr esto, la tensión U_{L2-L3} en la fig. 45 debe ser rotada en 90° en dirección hacia delante para lograr aproximadamente el mismo ángulo de fase que la tensión en el lazo cortocircuitado U_{L1} .

En el caso de relés digitales, se calcula una impedancia utilizando las tensiones de lazo no fallados. Luego, esta impedancia se compara luego con la característica direccional en el plano de impedancia. Esta característica es su forma más simple es una línea recta con una pendiente de $\alpha=45^\circ$ con respecto a la tensión de línea como se indica en la fig. 45. En este caso, se reconoce una falla en dirección hacia delante cuando I_{SC} tiene una relación angular en el rango desde 45° en atraso hasta 135° en adelante relativo a la tensión de polarización U_{L2-L3} .

4.2 CARACTERÍSTICA DIRECCIONAL EN EL PLANO DE IMPEDANCIA

Para convertir la característica direccional al plano de impedancias, se divide en principio las tensiones en la fig. 45 por la corriente de cortocircuito I_{SC} . Luego resulta el diagrama de la fig. 46. El vector de impedancia Z_{SCF}^* se fijan como magnitudes de referencia. El relé indica la dirección hacia delante en tanto y en cuanto el vector "1", es decir la corriente, este dentro del área angular representada por el arco con línea punteada.

En la fig. 47 se muestra la situación inversa: el vector "1" es fijado como eje real, y Z_{SCF}^* puede caer correspondientemente dentro del áreas angular representada por el arco con línea punteada para resultar en una decisión hacia delante.

El desplazamiento de la característica direccional en proporción a la impedancia de fuente, implica que para fallas muy cercanas se logra un decisión direccional hacia delante definida, aún cuando la tensión de cortocircuito, y por lo tanto la Z_{SC} , sea cero.

Aún fallas en dirección hacia delante, localizadas detrás de capacitores serie resultando en una impedancia de cortocircuito negativa, son reconocidas como fallas en dirección hacia delante. Hay que tener en cuenta que la descripción de la fig. 47 solo es válida para fallas en dirección hacia delante. En el caso de fallas en sentido reverso, la corriente de cortocircuito circula en dirección opuesta a través de los TI, y por lo tanto también, en sentido negativo a través del relé. Esto resulta en una inversión de la relación de fase entre la corriente de cortocircuito I_{SC} y la tensión de polarización U_{L1-L2} o E_{L1} . Fallas en la dirección reversa deben mostrarse por lo tanto en un diagrama separado (fig. 48). Esto muestra nuevamente que fallas cercanas y fallas detrás de capacitores serie en dirección reversa son reconocidas correctamente.

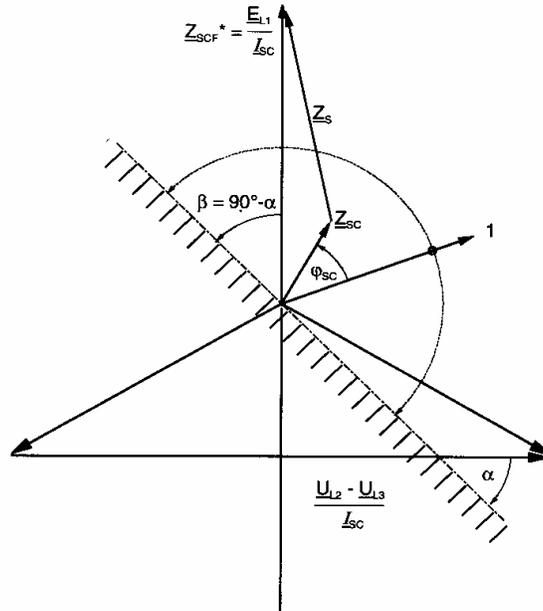


Fig. 46 Diagrama de impedancias

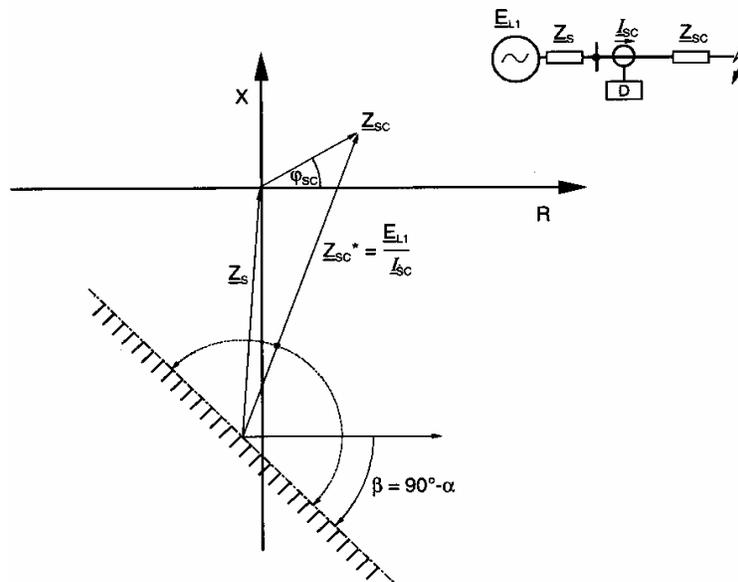


Fig. 47 Característica direccional en el plano de impedancias para fallas en dirección hacia delante.

Nota: en la práctica es común mostrar la característica direccional como una línea recta a través del origen (o dos líneas rectas que se cruzan en el origen con cierto ángulo) del plano de impedancia. Esto es correcto para relés convencionales de media tensión donde se utiliza la tensión en el lazo fallado. Esta representación, estrictamente hablando, es también válida para relés utilizando tensiones de lazos no fallados para su polarización, cuando la alimentación se asume que es de potencia infinita ($Z_s=0$).

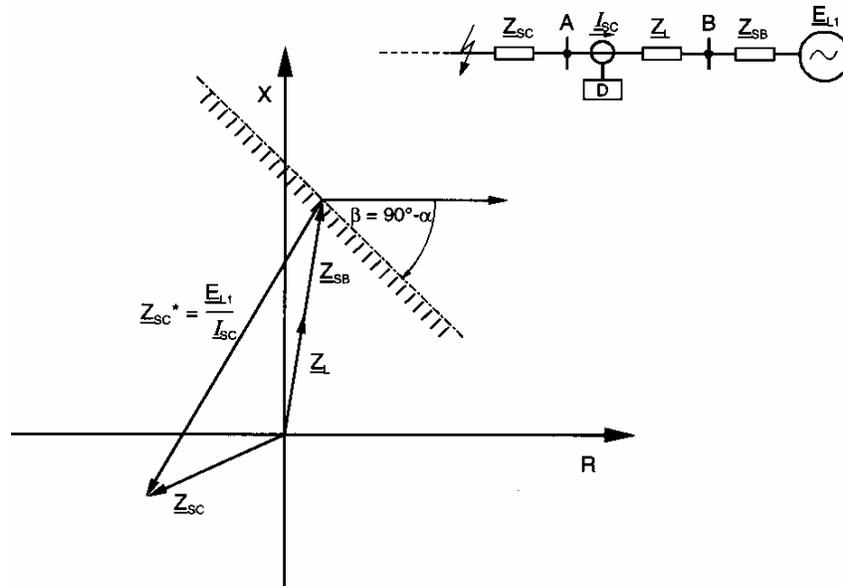
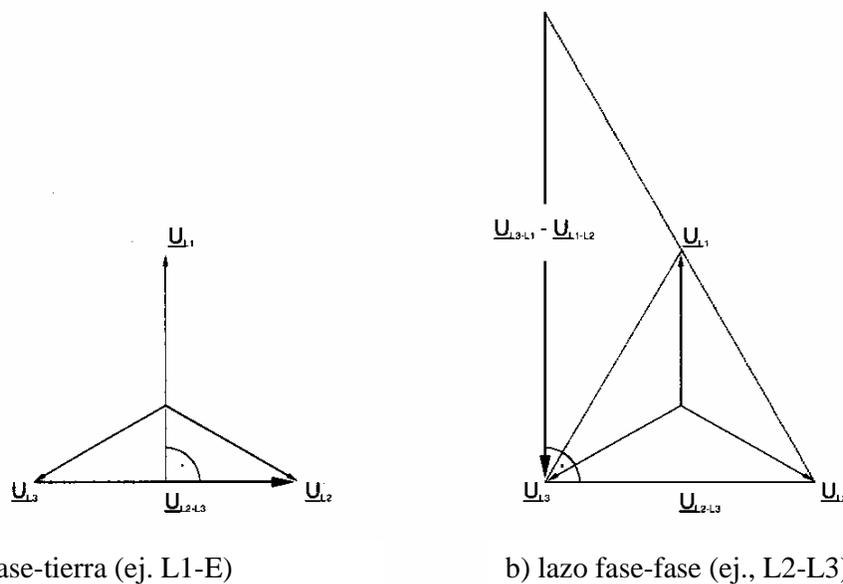


Fig. 48 característica direccional en el plano de impedancias en dirección reversa

4.3 SELECCIÓN DE LA TENSIÓN DE LAZO NO FALLADO

El principio de determinación de la dirección con las tensiones de fases sanas ha sido demostrado hasta ahora con el ejemplo de una falla monofásica a tierra. Este principio se aplica de igual manera para otros tipos de fallas. Los relés digitales numéricos seleccionan siempre una tensión de polarización la cual es rotada en 90° (tensión con polarización cruzada) (fig. 49 y tabla 3)



a) lazo fase-tierra (ej. L1-E)

b) lazo fase-fase (ej., L2-L3)

Fig. 49 Tensión de referencia para la determinación direccional

measured loop	measured current (distance)	measured voltage (distance)	measured current (direction)	measured voltage (direction)
L1-E	$I_{L1} - k_E \cdot I_E$	U_{L1-E}	$I_{L1} (-k_E \cdot I_E)^{14}$	U_{L2-L3}
L2-E	$I_{L2} - k_E \cdot I_E$	U_{L2-E}	$I_{L2} (-k_E \cdot I_E)^{14}$	U_{L3-L1}
L3-E	$I_{L3} - k_E \cdot I_E$	U_{L3-E}	$I_{L3} (-k_E \cdot I_E)^{14}$	U_{L1-L2}
L1-L2	$I_{L1} - I_{L2}$	U_{L1-L2}	$I_{L1} - I_{L2}$	$U_{L2-L3} - U_{L3-L1}$
L2-L3	$I_{L2} - I_{L3}$	U_{L2-L3}	$I_{L2} - I_{L3}$	$U_{L3-L1} - U_{L1-L2}$
L3-L1	$I_{L3} - I_{L1}$	U_{L3-L1}	$I_{L3} - I_{L1}$	$U_{L1-L2} - U_{L2-L3}$

Tabla 3: Valores medidos para le medición de distancia y determinación direccional

Naturalmente, en el caso de una falla trifásica, no se dispone de tensiones de lazos sanos. Ante esta eventualidad, las protecciones digitales utilizan las “memorias de tensión” las cuales almacenan la tensión de polarización disponible antes de la falla. Esto asegura que se dispongan la tensiones de lazos no fallados para la decisión direccional durante un lapso de tiempo posterior al momento en que se produce la falla (entre 0.4 s y 5 s normalmente).

4.4 INFLUENCIA DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA

Hasta ahora se ha asumido en el análisis alimentadores sin carga, de tal forma que las tensiones de lazos no fallados corresponden a las FEM de las fuentes de alimentación. En la práctica, sin embargo, la transferencia de carga tiene su influencia dado que la tensión en el lugar del relé difiere de la tensión de fuente de alimentación en un valor igual a la caída de tensión en el alimentador (fig. 50).

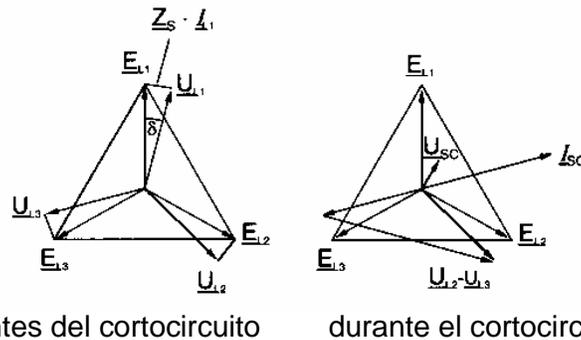


Fig. 50 Diagrama fasorial de tensiones para fallas a tierra con flujo de carga

Para la determinación direccional, la rotación angular δ es el factor de influencia decisivo, introducida por la corriente de carga real circulando por la línea aérea. La rotación de la tensión de polarización de lazo sano introduce una rotación correspondientemente opuesta de la característica direccional (fig. 51). Esto puede derivarse de las figuras 46 y 47.

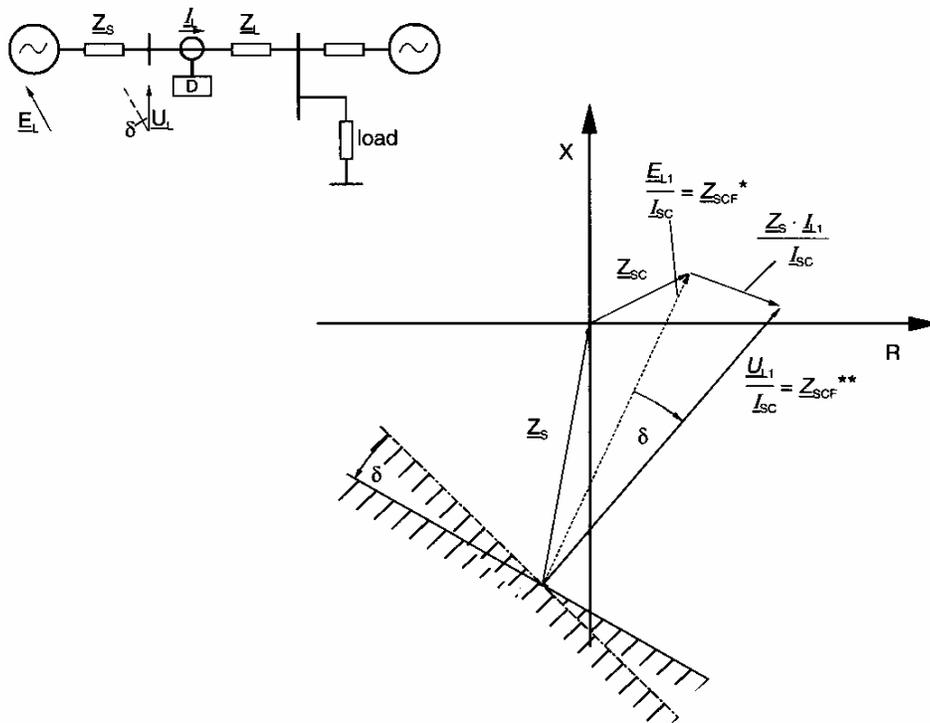


Fig. 51 La influencia de la transferencia de carga en la posición de la característica direccional.

En líneas cortas y alimentaciones fuertes, este efecto es relativamente pequeño; por ej., en los países europeos es $< 10^\circ$. En líneas largas con grandes cargas, el ángulo de transmisión estacionario puede alcanzar valores de aprox. 60° , de tal forma que debe considerarse una rotación de la tensión de lazo no fallado de esa magnitud. Por esta razón se optimiza la característica direccional de algunas protecciones digitales de sistemas EHV. En particular se asegura un margen de seguridad para fallas reversas donde puede ocurrir grandes rotaciones angulares (fig. 52). El comportamiento en líneas de transmisión largas se muestra en la fig. 53.

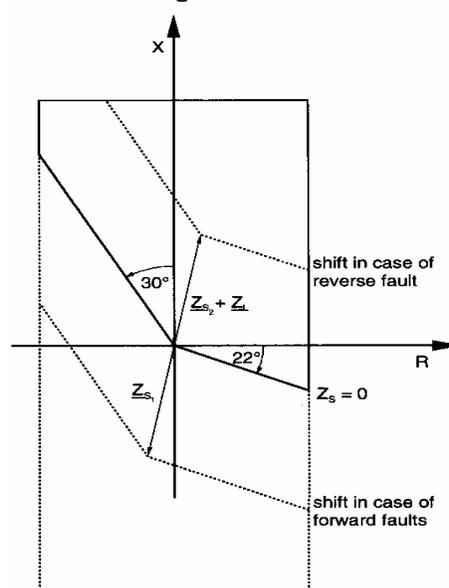


Fig. 52 Característica direccional optimizada para una protección digital en EHV

Es evidente que para fallas en dirección reversa hay una gran diferencia de ángulo entre la tensión efectiva de fuente de alimentación y la tensión en el relé. Lo último corresponde a una tensión de lazo no fallado, o a la memoria de tensión. La diferencia es especialmente mayor para fallas en la dirección reversa (β y δ), donde la fuente del extremo opuesto establece la corriente de cortocircuito. No obstante la rotación de aprox. 45° , la decisión de dirección es correcta en cada caso.

El caso de falla 4 es de especial interés, donde, como resultado de la resistencia de falla R_f y la fuente intermedia intermedio I_2/I_1 , la impedancia de cortocircuito aparece en el segundo cuadrante. Este efecto se produce debido a que la corriente de cortocircuito I_2 , entregada por la Fem E_2 , atrasa respecto a la corriente de cortocircuito I_1 entregada por E_1 , en aprox. 60° . Un relé Mho auto-polarizado o un relé que utilice polarización con tensiones de lazo fallados operaría en forma incorrecta.

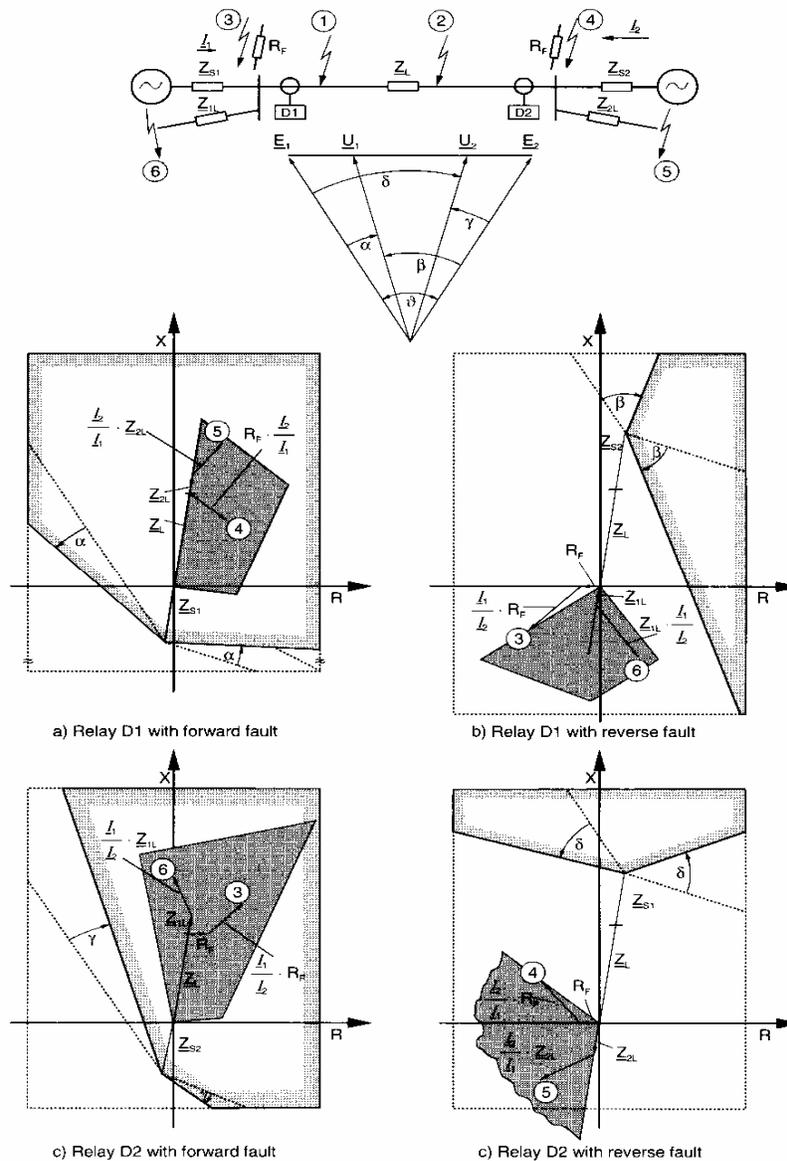


Fig. 53 Determinación direccional con tensiones de lazo no fallados en líneas de transmisión largas

4.5 IMPLEMENTACIÓN DE LAS MEMORIAS DE TENSIÓN

La memoria de tensión es de particular importancia para fallas trifásicas muy cercanas y líneas aéreas compensadas serie.

A diferencia con los relés analógicos, donde la memoria de tensión está disponible por algunos pocos ciclos, la tecnología numérica de hoy permite por si misma la continuación de la tensión de polarización por el tiempo deseado. Una memorización demasiado largo requeriría sin embargo compensación de frecuencia. De otra manera, cualquier desviación de la frecuencia del sistema introduciría una rotación angular de la característica direccional proporcional a $\Delta f * t$. En algunos relés digitales numéricos comerciales está compensación ya es realizada.

En el evento de que no haya tensión medida presente cuando la memoria de tensión resetea, se mantiene la última decisión direccional válida hasta que se recupere la tensión medida. Esto asegura por ejemplo, el disparo rápido luego del tiempo muerto trifásico en el evento que ocurra un recierre en una falla cercana con $U=0$.

La gran sensibilidad direccional de aprox. 100 mV requerida previamente para minimizar la "zona muerta" ya no es requerida en los relés digitales numéricos dado que siempre se dispone de una memoria de tensión.

La tensión umbral para la habilitación de la decisión direccional se ajusta en aprox. 1 V de tensión de línea en el caso de relés numéricos. Esto corresponde a un valor el cual asegura una señal medida con suficiente inmunidad contra las interferencias. Si no hay corriente o memoria de tensión por arriba de este umbral, se selecciona automáticamente la dirección hacia delante.

El caso crítico de cierre en falla muy cercana con $U_{SC} = 0$ se actúa por lo tanto en forma inmediata. Es además posible habilitar una zona no direccional o de detección de falla para actuación para la actuación por medio de una lógica conmutada adicional. Los otros relés de distancia en los alimentadores conectados a la misma barra "ven" la falla correctamente como que está en la dirección reversa, por medio de sus memorias de tensión. En el caso de un despeje de falla temporizado y expiración de la memoria de tensión, se mantiene correctamente la decisión direccional reversa hasta que se recupera la medición de tensión luego del despeje de la falla.

En alimentadores con compensación serie se requiere una memoria de tensión para compensar el efecto de la inversión de tensión. La duración mínima de la memoria de tensión debe ser en este caso mayor que el tiempo de despeje de la falla. Para las actuaciones no temporizadas se requiere aprox. 100 ms.

5. CARACTERÍSTICAS CIRCULARES CON TECNOLOGÍA NUMÉRICA

Como se ha visto hasta ahora, en el caso de las características cuadrilaterales, inicialmente se calcula los valores de R y X de la impedancia de cortocircuito, y luego se determina su ubicación en las zonas de distancia por comparación con los límites de cada zona.

Como se vió en el punto 1, con las características circulares, se recomienda la clásica comparación de ángulos de los fasores de tensión y corriente medidos. Como ejemplo, se

discute las características Mho las cuales son populares en un sin número de relés digitales numéricos modernos.

5.1 CÍRCULO MHO

El principio del relé MHO ya fue explicado en el punto 1. Con la tecnología digital, los valores medidos y muestreados se disponen como magnitudes vectoriales, en la forma de un número complejo con una parte real y otra imaginaria, luego de su procesamiento con filtros digitales ortogonales; luego estas magnitudes pueden seguir siendo procesadas con las reglas de los números complejos.

En la fig. 54 se muestra la representación del círculo MHO en el diagrama de impedancia y diagrama de tensión. Este último resulta de la multiplicación de los valores de impedancia con la corriente de cortocircuito.

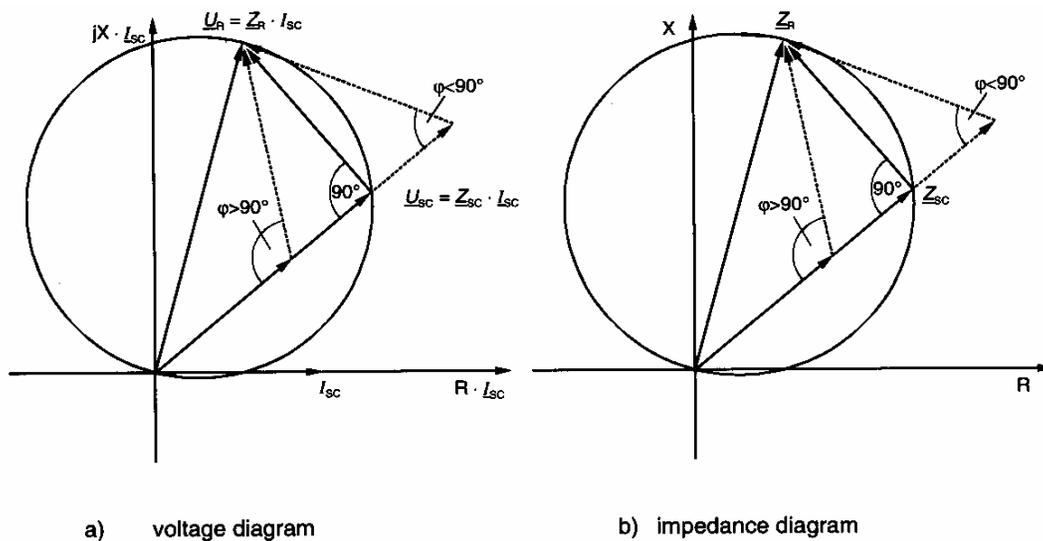


Fig. 54 Característica MHO auto-polarizada

Se designa como un círculo MHO auto-polarizado ya que solamente utiliza la tensión del lazo de cortocircuito fallado como tensión de referencia. La implementación de las tensiones sanas (círculo MHO polarizado) se describe a continuación.

Z_R es la impedancia la cual debe ser ajustada en el relé. Corresponde al diámetro del círculo y determina el alcance de la zona. Normalmente, Z_R se hace coincidir con la impedancia de la línea de la zona que debe ser protegida. Se denomina por ello "impedancia réplica". La tensión a lo largo de la impedancia réplica resulta de la multiplicación con la corriente de cortocircuito: $U_R = I_{SC} * Z_R$ (en relés convencionales, la corriente secundaria del TI debe ser desviada por una réplica verdadera).

Z_{SC} es la impedancia de cortocircuito la cual tiene que ser medida. U_{SC} es la caída de tensión en Z_{SC} , es decir la tensión de cortocircuito en el lugar del relé. La diferencia de tensión ΔU resulta de la sustracción numérica de los vectores U_R y U_{SC} . La característica circular define todos los puntos para los cuales Z_{SC} tiene un ángulo entre U_{SC} y ΔU igual a 90° (círculo de Thales por arriba del diámetro Z_R). Las fallas dentro del alcance de la zona tendrán un ángulo ϕ mayor a 90° , y fallas afuera menor a 90° . El

criterio de arranque $\varphi \geq 90^\circ$ se satisface cuando $\text{Re}(U_{SC} * \Delta U) \geq 0$, y por lo tanto puede ser chequeado por ej. con este ejercicio computacional.

Con la evaluación de los lazos de falla individuales, se deben implementar los valores verdaderos de los respectivos lazos de falla para U_{SC} e I_{SC} , como en el caso del cálculo de la impedancia en forma directa.

Fallas fase-fase:

$$U_{SC} = U_{ph1} - U_{ph2}$$

$$I_{SC} = I_{ph1} - I_{ph2}$$

Fallas fase-tierra:

$$U_{SC} = U_{ph} - E$$

$$I_{SC} = I_{ph} - K_E I_E$$

El valor complejo

$$K_E = |K_E| e^{j\varphi_E} = \text{Re}\{K_0\} + j\text{Im}\{K_0\} = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$$

es el factor de compensación residual. En relés convencionales se aplica un ajuste de módulo y ángulo.

5.2 CARACTERÍSTICA MHO POLARIZADA

El círculo MHO auto-polarizado tiene una zona muerta durante fallas muy cercanas ($Z_{SC} \rightarrow 0$ o en otras palabras $U_{SC} \rightarrow 0$), ya que la característica pasa a través del origen de coordenadas del diagrama de impedancias. Durante fallas muy cercanas con una tensión de cortocircuito muy pequeña no es posible determinar en forma segura la ubicación de la falla por delante o por detrás de la ubicación del relé. También aparece el mismo problema que cuando se utiliza las tensiones de los lazos fallados para determinar la direccionalidad.

Además se debe notar que el tiempo de pick-up del relé durante fallas muy cercanas es mayor ya que la impedancia de falla aparenta estar al borde de la característica de actuación. En los sistemas de medición electromecánicos, esto se produce debido a la tensión de cortocircuito muy reducida la cual produce correspondientemente un torque reducido. En relés digitales, esto resultaría en repeticiones de la medición produciendo así un efecto similar, particularmente cuando se superponen tensiones transitorias de interferencia como se espera de los transformadores de tensión capacitivos.

Como en el caso de la determinación de la dirección, este problema puede resolverse por medio de una adecuada tensión sana o memoria de tensión. La tensión sana se suma a la tensión de cortocircuito para formar una tensión de polarización combinada U_p . El porcentaje de la tensión sana la cual se suma, se determina por el factor K_p :

$$U_p = (1 - K_p) * U_{falla} + K_p * U_{sana} \quad (38)$$

El módulo y fase de la tensión sana se modifica antes de la suma de tal manera que sea igual a la tensión a lo largo del lazo de cortocircuito cortocircuitado antes de la ocurrencia de la falla. Como ejemplo se asume una falla L1-E en la dirección hacia delante. La tensión de línea opuesta (tensión de polarización cruzada) $U_{L2} - U_{L3}$ es la tensión de lazo sano adecuado en este caso, en forma similar a la determinación de la dirección con tensiones sanas.

La tensión de línea debe ser rotada en 90° en sentido positivo y dividido por el factor $\sqrt{3}$ de tal forma que corresponda a la tensión de fase U_{L1-E} antes de la falla.

$$U_{sana} = \frac{1}{\sqrt{3}} e^{j90^\circ} (U_{L2} - U_{L3}) \quad (39)$$

En un sistema trifásico simétrico no fallado, es válido lo siguiente:

$$U_p = U_{L1-E}$$

Se asume inicialmente una línea sin carga para el cálculo de U_p durante el cortocircuito. De acuerdo a la fig. 45b se puede establecer la siguiente relación:

$$E_{L1} = U_{SC-L1} + Z_S \cdot I_{SC-L1} \quad (40)$$

y

$$\begin{aligned} E_{L2} - E_{L3} &= E_{L1} \cdot \sqrt{3} \cdot e^{-j90^\circ} = \\ &= (U_{SC-L1} + Z_S \cdot I_{SC-L1}) \sqrt{3} \cdot e^{-j90^\circ} \end{aligned} \quad (41)$$

Teniendo en cuenta de que el la línea sin carga vale $U_{L2} - U_{L3} = E_{L2} - E_{L3}$, se obtiene la siguiente relación:

$$U_{sana} = U_{SC-L1} + Z_S \cdot I_{SC-L1} \quad (42)$$

$$U_{fallada} = U_{SC-L1} = Z_S \cdot I_{SC-L1} \quad (43)$$

se obtiene por lo tanto la siguiente tensión de polarización:

$$U_p = (1 - K_p) \cdot Z_{SC} \cdot I_{SC-L1} + K_p \cdot (U_{SC-L1} + Z_S \cdot I_{SC-L1}) \quad (44)$$

y finalmente

$$U_p = Z_{SC} \cdot I_{SC-L1} + K_p \cdot Z_S \cdot I_{SC-L1} \quad (45)$$

En la fig. 55 se muestra la influencia en la característica MHO. Midiendo el ángulo entre ΔU y U_{SC} , se incrementa el módulo del círculo de tal forma que incluye el origen del círculo.

Debe notarse que esta representación solo es válida para fallas en dirección hacia delante. Los valores de reactancias negativas no corresponden a fallas en dirección reversa sino a reactancias medidas de cortocircuito negativas para fallas en dirección hacia delante que puede ser el caso de líneas con compensación serie como se vio. La falla es vista luego correctamente hacia delante en tanto y en cuanto se cumpla que $X_c <$

$K_p \cdot X_s$, dado que la reactancia negativa de cortocircuito medida permanece dentro del círculo hasta este valor límite.

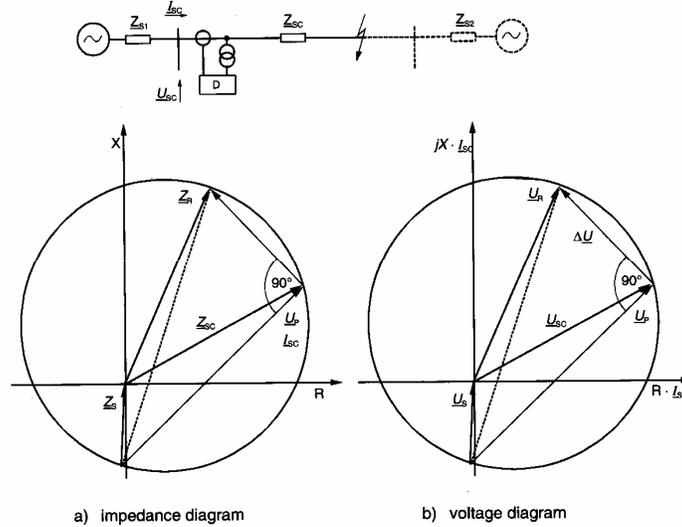


Fig. 55 Círculo MHO polarizado, falla en dirección hacia delante

En el caso de fallas en dirección reversa, la corriente de cortocircuito circula por el relé en dirección opuesta, y por lo tanto se invierte la corriente en relación con la tensión. Acordemente debe aplicarse en las ecuaciones correspondientes, la corriente con signo negativo. Como se mostrará, esto cambia la característica del relé. Las fallas en dirección reversa deben por lo tanto representarse en un diagrama separado. Debe notarse que la representación es elegida de tal forma que las fallas reversas aparecen en el tercer cuadrante como es típico en la ilustración de características auto-polarizadas. En relación a la impedancia de cortocircuito, la impedancia de fuente aparece ahora en la dirección opuesta. (fig. 56).

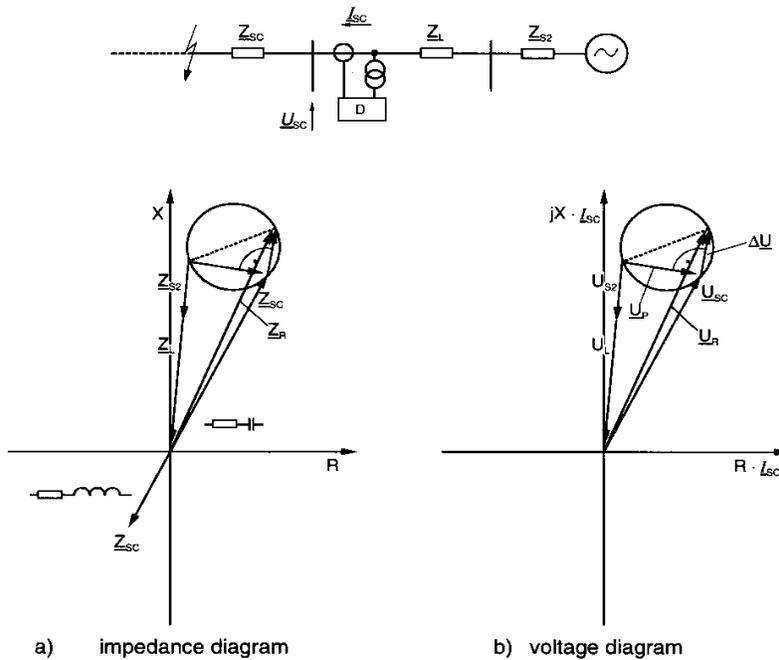


Fig. 56 Círculo polarizado MHO, fallas en dirección reversa

El círculo MHO polarizado se contrae y es desplazado del origen en Z_s .

Fallas muy cercanas en dirección reversa ($Z \approx 0$) aparecen ahora fuera de la característica con margen de seguridad grande y son por lo tanto “vistas correctamente”. Aún fallas detrás de los capacitores serie en dirección reversa, las cuales aparecen como reactancias positivas, son “vistas” correctamente, en tanto y en cuanto se cumpla $Xc < Kp+(Xs2+XL)$ nuevamente.

El círculo MHO polarizado tiene acordemente un buen comportamiento direccional, similar a la determinación de la dirección con tensiones sanas en el caso de la característica poligonal. Una ventaja adicional en comparación con el MHO auto-polarizado es el incremento del alcance en la dirección de R (compensación de R). El incremento del círculo es sin embargo dependiente del módulo de la impedancia de fuente. Cuando la impedancia de fuente se incrementa en relación con el ajuste de alcance de zona, también se incrementa la compensación de arco. Esto es un efecto positivo ya que un incremento en la impedancia de fuente provoca que circulen corrientes de cortocircuito menores y que se incremente la resistencia de arco. Con alimentaciones fuertes, el efecto es sin embargo muy pequeño y se recomienda usar una característica poligonal en líneas cortas.

5.3 INFLUENCIA DE LA CARGA EN CÍRCULOS MHO POLARIZADOS

La transferencia de carga en este caso tiene una influencia similar como en el caso con al determinación de la dirección. El desplazamiento angular de la tensión en la ubicación del relé respecto a la FEM de la fuente de alimentación se asume que es δ^0 . En el extremo que exporta potencia activa, la tensión sana o de memoria U_1 atrasa respecto a la FEM E_1 como se muestra en la fig. 57.

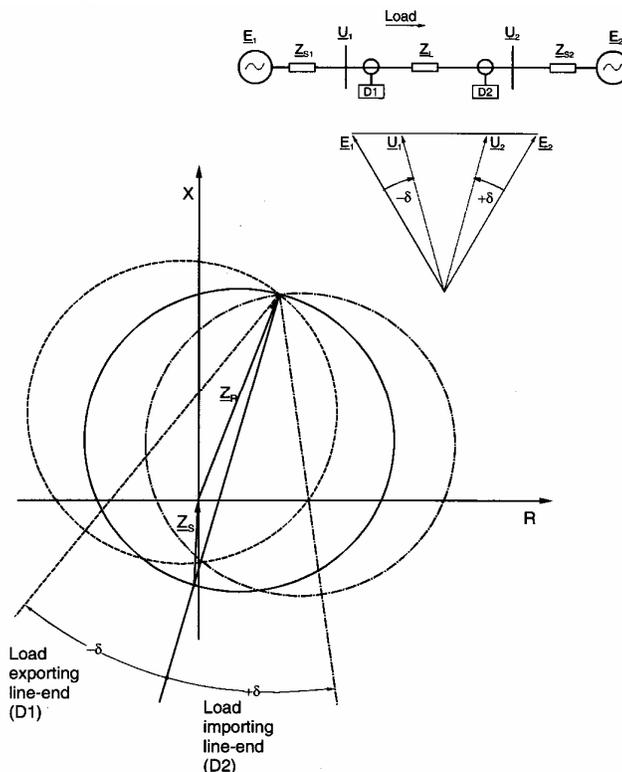


Fig. 57 Influencia de la transferencia de carga en la posición del círculo MHO polarizado (polarización completa con tensiones sanas)

Una vez más se trata una falla monofásica, como en el ejemplo previo de la línea sin carga. Las siguientes relaciones son todavía válidas:

$$E_{L1} = U_{SC-L1} + Z_S * I_{SC-L1} \quad (46)$$

y

$$\begin{aligned} E_{L2} - E_{L3} &= E_{L1} * \sqrt{3} * e^{-j90^\circ} = \\ &= (U_{SC-L1} + Z_S * I_{SC-L1}) \sqrt{3} * e^{-j90^\circ} \end{aligned} \quad (47)$$

Debido al desplazamiento angular de fase de la tensión sana, resultan las siguientes ecuaciones:

$$U_{L2} - U_{L3} = (E_{L2} - E_{L3}) e^{-j\delta^\circ} \quad (48)$$

La tensión sana adaptada es:

$$U_{sana} = \frac{1}{\sqrt{3}} e^{j90^\circ} (U_{L2} - U_{L3}) = (U_{SC-L1} + Z_S * I_{SC-L1}) e^{-j\delta^\circ} \quad (49)$$

La tensión de cortocircuito permanece sin cambiar.

$$U_{fallada} = U_{SC-L1} = Z_S * I_{SC-L1} \quad (50)$$

La tensión de polarización es por lo tanto:

$$U_p = (1 - K_p) * U_{falla} + K_p * U_{sana} \quad (51)$$

$$U_p = \left((1 - K_p) + K_p * e^{-j\delta^\circ} \right) Z_{SC} * I_{SC-L1} + K_p * e^{-j\delta^\circ} Z_S * I_{SC-L1} \quad (52)$$

En el caso de compensación completa por medio de tensiones sanas ($K_p=1$), resultaría lo siguiente:

$$U_p = (Z_{SC} * I_{SC-L1} + Z_S * I_{SC-L1}) e^{-j\delta^\circ} \quad (53)$$

El círculo es rotado en el ángulo de carga δ en sentido de atraso, con el punto terminal de la impedancia del relé como punto pivote (fig. 57). La compensación de arco es correspondientemente reducida.

En el extremo importador de potencia, el círculo sería rotado en el sentido de adelanto, y la compensación de arco sería correspondientemente mejorada. Una ventaja particular es que con alimentación en los dos extremos y transferencia de carga, la rotación del círculo MHO polarizado es en la misma dirección que la rotación de la resistencia de falla. Se obtiene entonces de manera automática un grado de compensación del error de medición de X y no se requiere aquí una compensación de carga dedicada como en el caso de las características poligonales.

La rotación de ángulo de carga se espera que tenga la mayor influencia durante fallas en la dirección reversa, debido a que en ese caso existe el mayor desplazamiento de fase entre la tensión de la alimentación y la tensión en el lugar del relé. Esto se mostró para la

medición de la dirección con tensiones de lazos sanos en la fig. 53. El cambio de la característica MHO polarizada con las mismas condiciones del sistema se muestra en la fig. 58. El estrechamiento del círculo MHO resulta en una selectividad definida durante fallas críticas en sentido reverso.

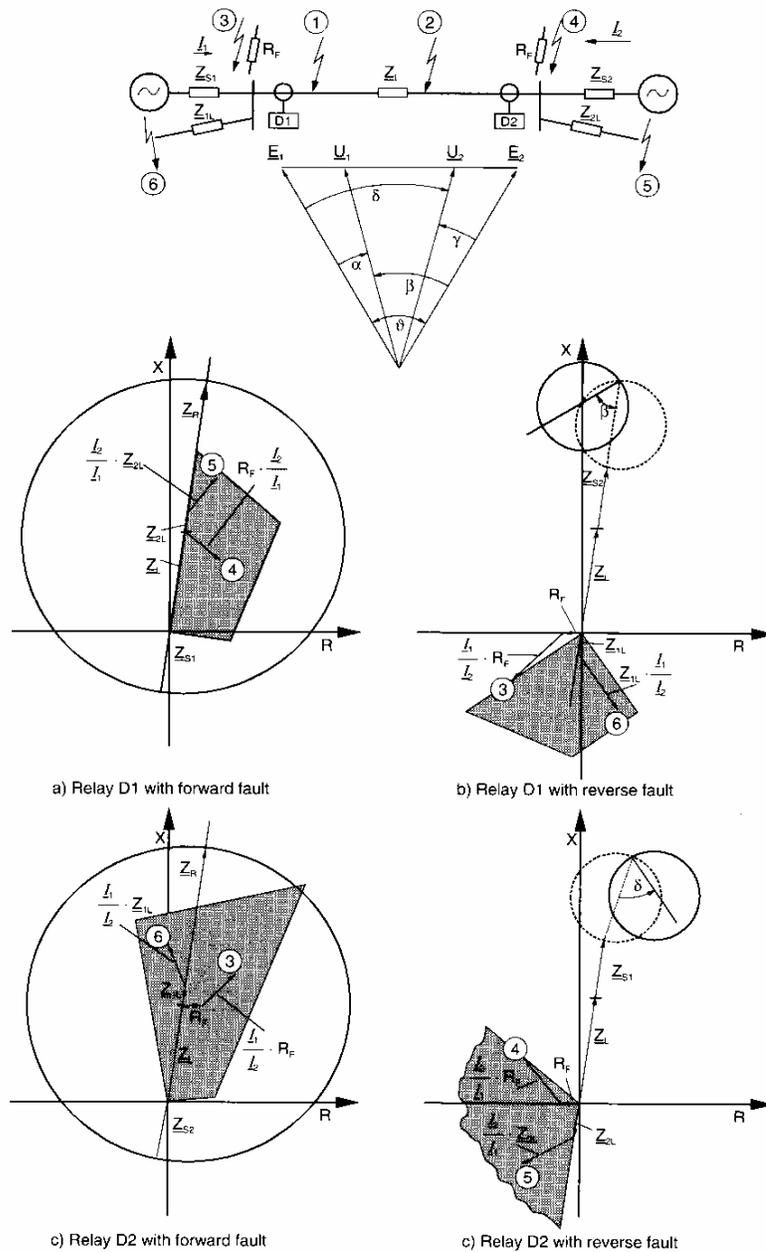


Fig. 58 Círculo MHO polarizado en el caso de líneas de transmisión largas

6. MAGNITUDES DE INFLUENCIA EN LA MEDICIÓN DE DISTANCIA

En la implementación práctica de la protección de distancia, debe considerarse diversas magnitudes de influencia; estos afectan la precisión de la medición de distancia (por ejemplo, el acoplamiento del sistema de secuencia cero en líneas aéreas en paralelo), y el ajuste de las zonas de distancia (por ejemplo, compensación de arco). Para un mejor entendimiento, se discutirá los fundamentos de tales factores de influencia.

6.1 EFECTO DE LA RESISTENCIA DE FALLA

Inicialmente debe distinguirse entre fallas fase-fase y fallas fase-tierra con alimentación desde un solo extremo.

6.1.1 Falla fase-fase con resistencia de falla en el lugar de la misma, con alimentación desde un solo extremo

Este caso corresponde al circuito equivalente de la fig. 59

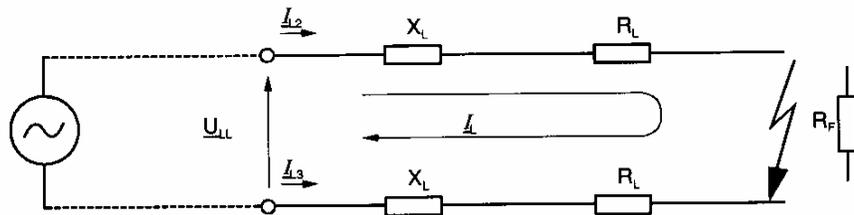


Fig. 59 Cortocircuito bifásico con resistencia de falla (fuente de alimentación en un solo extremo)

La tensión de línea de cortocircuito en el lugar del relé está dado por:

$$U_{LL} = U_{L2} - U_{L3} = 2 \cdot (R_L \cdot I_L + jX_L \cdot I_L) + R_F \cdot I_L \quad (54)$$

Reemplazando U_{LL} en la ec. 27 y con $I_{L3} = -I_{L2} = I_L$, se obtiene la siguiente impedancia medida:

$$Z_{L2-L3} = \frac{2 \cdot (R_L \cdot I_L + jX_L \cdot I_L) + R_F \cdot I_L}{2 \cdot I_L} \quad (55)$$

$$Z_{L2-L3} = R_L + \frac{R_F}{2} + jX_L \quad (56)$$

El resultado de la medición entrega que el valor de X medido es el correcto (distancia a la falla). Se puede imaginar la resistencia de falla dividida en dos mitades, una par cada impedancia de fase. Por lo tanto el relé ve en su medición solamente la mitad de su magnitud. Esto debe tenerse en cuenta cuando se ajuste el alcance de zona en dirección R.

6.1.2 Falla fase-tierra monofásica con resistencia de falla en el lugar de la misma, con alimentación desde un solo extremo

Esta situación corresponde al circuito equivalente de la fig. 60. La tensión de cortocircuito en el lugar del relé es:

$$U_{fase-E} = I_L \cdot (R_L + jX_L) + I_E \cdot (R_E + jX_E) + I_L \cdot R_F \quad (57)$$

Sustituyendo en las ec. 36 y 37 se obtiene:

$$X_{ph-E} = \frac{X_L \cdot \left(I_L + \frac{X_E}{X_L} \cdot I_E \right)}{I_L + \left(\frac{X_E}{X_L} \right)_{ajus} \cdot I_E} \quad (58)$$

$$R_{ph-E} = \frac{R_L \cdot \left(I_L + \frac{R_E}{R_L} \cdot I_E \right) + R_F \cdot I_L}{I_L + \left(\frac{R_E}{R_L} \right)_{ajus} \cdot I_E} \quad (59)$$

donde $(R_E/R_L)_{ajus}$ y $(X_E/X_L)_{ajus}$ corresponden al factor de compensación residual ajustado en el relé.

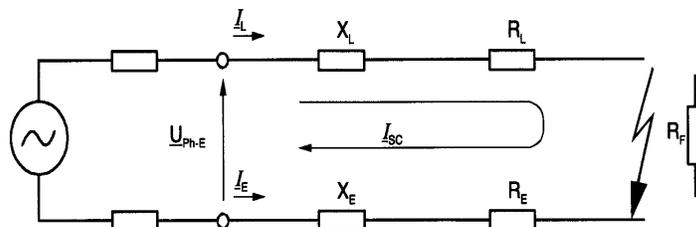


Fig. 60 Falla monofásica con resistencia de falla, fuente de alimentación en un solo extremo

Adaptando los ajustes del relé a la línea aérea, es decir, $(R_E/R_L)_{ajus} = (R_E/R_L)$ y $(X_E/X_L)_{ajus} = (X_E/X_L)$ se obtiene:

$$X_{ph-E} = X_L \quad (60)$$

$$R_{ph-E} = R_L + \frac{R_F}{1 + \left(\frac{R_E}{R_L} \right)_{ajus}} \quad (61)$$

La reactancia de falla es nuevamente medida independientemente de la magnitud de la resistencia de falla. En este caso la resistencia de falla no aparece como 50% de la magnitud en la resistencia medida sino, dependiendo de $1/(1+R_E/R_L)$ de la magnitud. Normalmente se ajusta de acuerdo a los datos de la línea, por lo tanto el ajuste de R_E/R_L dependerá fuertemente del tipo de línea o cable (normalmente entre 0.24 y 3.42).

Debe considerarse luego el ajuste de alcance de zonas en dirección R. En el caso extremo cuando se ajusta 3.42 la resistencia de falla se reduce en el factor $1+3.42 = 4.42$, es decir, el alcance de la zona se extiende correspondientemente para fallas a tierra. Esto es válido solo si la corriente de tierra tiene aproximadamente la misma magnitud que la corriente de cortocircuito de fase. En el caso de una distribución desfavorable de las corrientes de tierra en el sistema, el factor de reducción puede ser mucho menor.

6.1.3 Comparación con técnicas de medición convencionales

La técnica de medición numérica, utilizando ecuaciones diferenciales, tiene la ventaja de que las fallas con resistencia de falla se miden correctamente, aún cuando difieran el ángulo de cortocircuito del sistema de secuencia cero y el de secuencia positiva (φ_L y φ_0). Esto es ventajoso en el caso de cables donde la diferencia de ángulo puede ser muy grande.

En las técnicas convencionales de medición, la compensación residual causa una rotación de fase de la corriente de tierra. Esto introduce una componente inductiva de la resistencia de falla la cual conduce a un error en la medición de la distancia. Para comparar, se deriva aquí la ecuación utilizada por las técnicas de medición convencionales; con $Z_L = R_L + jX_L$ y $Z_E = R_E + jX_E$ en el lugar del relé se obtiene:

$$U_{ph-E} = I_L \cdot (Z_L + Z_E) + R_F \cdot I_L \quad (62)$$

sustituyendo en la ec. 19:

$$Z_{ph-E} = Z_L \cdot \frac{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}{1 + K_E} + \frac{R_F}{1 + K_E} \quad (63)$$

ajustando ($K_E = Z_E/Z_L$) según los datos de la línea resulta:

$$Z_{ph-E} = Z_L + \frac{R_F}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}} \quad (64)$$

$$Z_{ph-E} = Z_L + \frac{R_F}{1 + \left| \frac{Z_E}{Z_L} \right| \cdot e^{j(\varphi_E - \varphi_L)}} \quad (65)$$

resultando por último:

$$Z_{ph-E} = Z_L + \frac{1 + \left| \frac{Z_E}{Z_L} \right| \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) - j \cdot \left| \frac{Z_E}{Z_L} \right| \cdot \sin(\varphi_E - \varphi_L)}{1 + 2 \cdot \left| \frac{Z_E}{Z_L} \right| \cdot \cos(\varphi_E - \varphi_L) + \left| \frac{Z_E}{Z_L} \right|^2} \cdot R_F \quad (66)$$

Ejemplo numérico:

Cable:

$Z_L = 0.387 \text{ ej}75.8 \text{ Ohm/kM}$

$Z_0 = 0.332 \text{ ej}21.3 \text{ Ohm/kM}$

La impedancia de tierra es:

$Z_E = 0.5(Z_0 - Z_L) = 0.11 \text{ e-j}49.9$

El resultado de la impedancia de falla es:

$$Z_{ph-E} = Z_L + (1.11 + j0.31) R_F$$

Debido a la componente inductiva, el valor medido de X es demasiado grande (fig. 61). Esto resulta en un sub-alcance del relé.

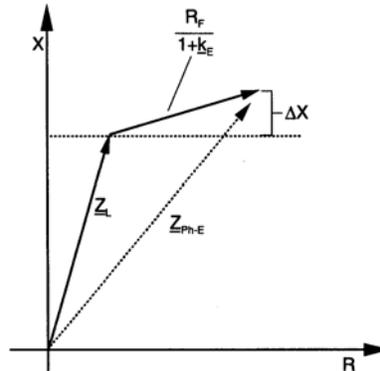
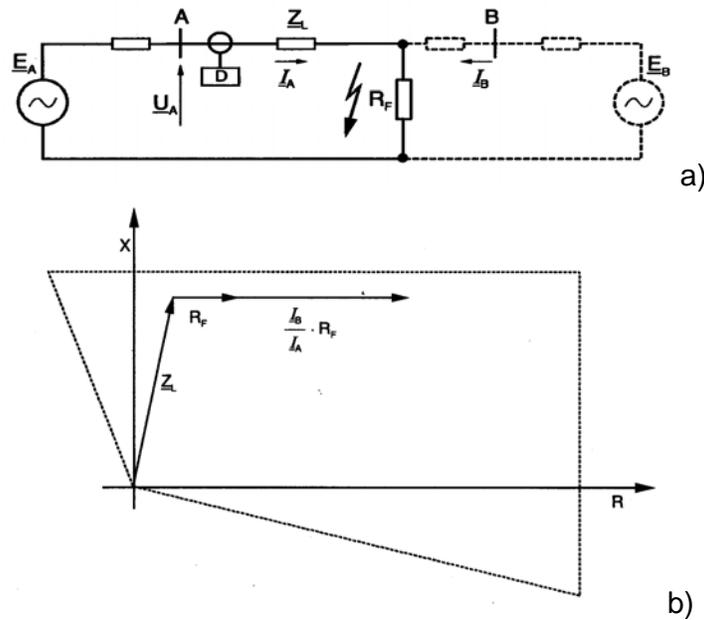


Fig. 61 Medición convencional de distancia, error de medición en cables para fallas con resistencia de falla

6.1.4 Influencia de la alimentación desde ambos extremos

La corriente de cortocircuito que circula desde el extremo opuesto a través de la falla, introduce una caída de tensión adicional y por lo tanto incrementa la resistencia de falla medida (fig. 62).



$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot \underline{Z}_L + (\underline{I}_A + \underline{I}_B) \cdot R_F \quad (67)$$

$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \cdot (\underline{Z}_L + R_F) + \underline{I}_B \cdot R_F \quad (68)$$

$$\underline{Z}_A = \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A} = \underline{Z}_L + R_F + \frac{\underline{I}_B}{\underline{I}_A} \cdot R_F \quad (69)$$

Fig. 62 Efecto de la resistencia de falla considerando fuente de alimentación en ambos extremos

En principio se asume que las fuentes de alimentación EA y EB están en fase (no hay transferencia de carga). La resistencia se incrementa según el factor $(1+I_B/I_A)$. Esto implica que la influencia crece a medida que la falla alcanza el extremo opuesto. Esto se ilustra con un ejemplo en la fig. 63.

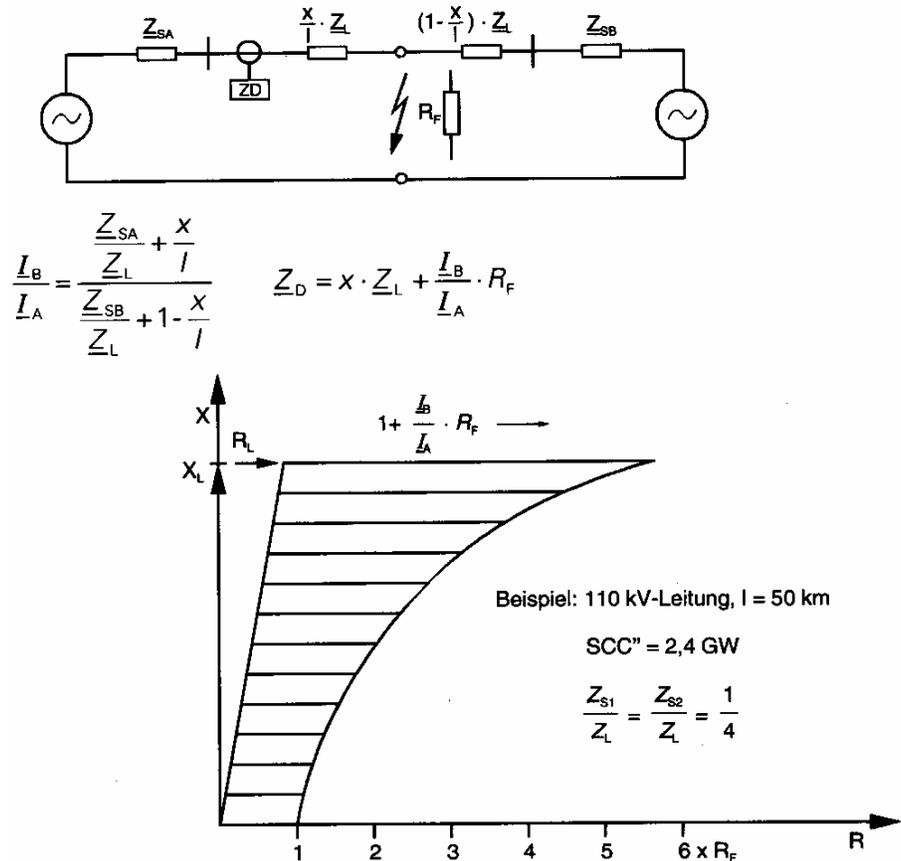


Fig. 63 Resistencia aparente dependiendo de la ubicación de la falla

Este efecto es particularmente evidente en líneas largas y fuente de alimentación fuerte en el extremo opuesto. ($Z_{SB} \ll Z_{SA} + Z_L$). La característica de impedancia de la protección de distancia debe tener, por lo tanto, suficiente reserva en la dirección de R. La característica cuadrilateral es particularmente adecuada para líneas y cables cortos, donde la resistencia de falla puede ser un múltiplo de la impedancia de línea. Esto provee una mejor cobertura de la resistencia de falla y compensación de arco que la característica circular (fig. 64).

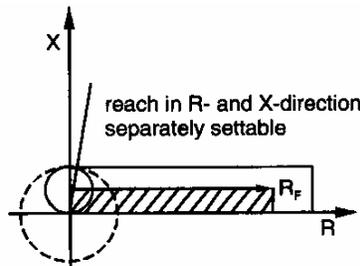


Fig. 64 Cobertura de la resistencia de falla de la característica cuadrilateral

En líneas largas y protección back-up, la característica de detección de falla dependiente del ángulo provee una adaptación óptima al rango de las impedancias de falla posibles (fig. 65).

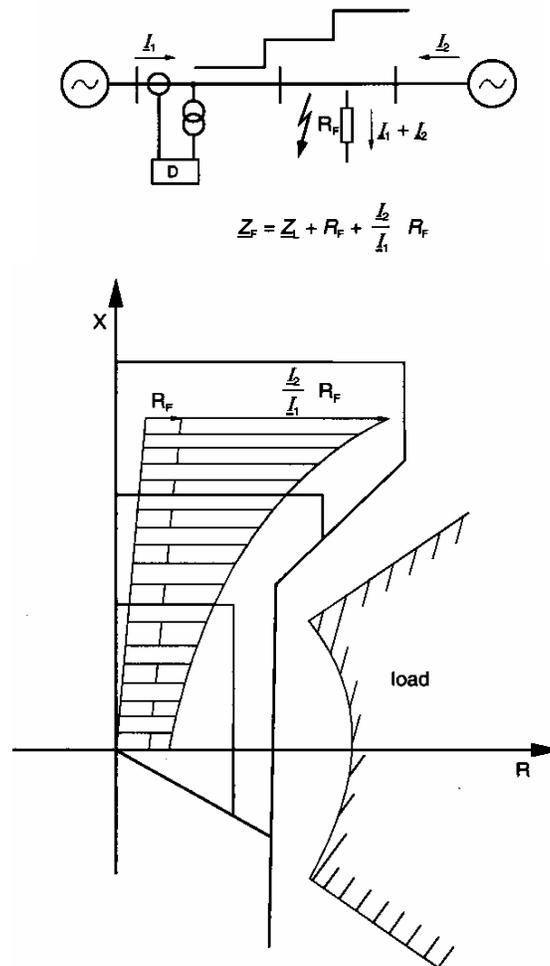


Fig. 65 Compensación optimizada de la resistencia de falla

6.1.5 Influencia de la transferencia de carga por la línea

La transferencia de potencia activa a lo largo de la línea de transmisión requiere una diferencia de fase entre las tensiones del sistema. El circuito equivalente para estas condiciones del sistema se muestra en la fig. 66.

En el caso de un cortocircuito, las FEM de ambos extremos tienen ángulos de fase diferentes. La tensión en el extremo emisor adelanta con respecto a la tensión en el extremo receptor en un valor igual al ángulo de transmisión θ_L . Como primera aproximación, las corrientes de cortocircuito desde ambos extremos están desfasadas en este ángulo. En forma correspondiente, el vector $(I_2/I_1) \cdot R_F$ se inclina hacia abajo en el extremo emisor y hacia arriba en el extremo receptor. Un relé de distancia normal medirá por lo tanto, una reactancia la cual es demasiado chica en el extremo emisor y tiende al sobre-alcance, mientras que en el extremo receptor mide una impedancia demasiado grande, es decir, hay una tendencia al sub-alcance.

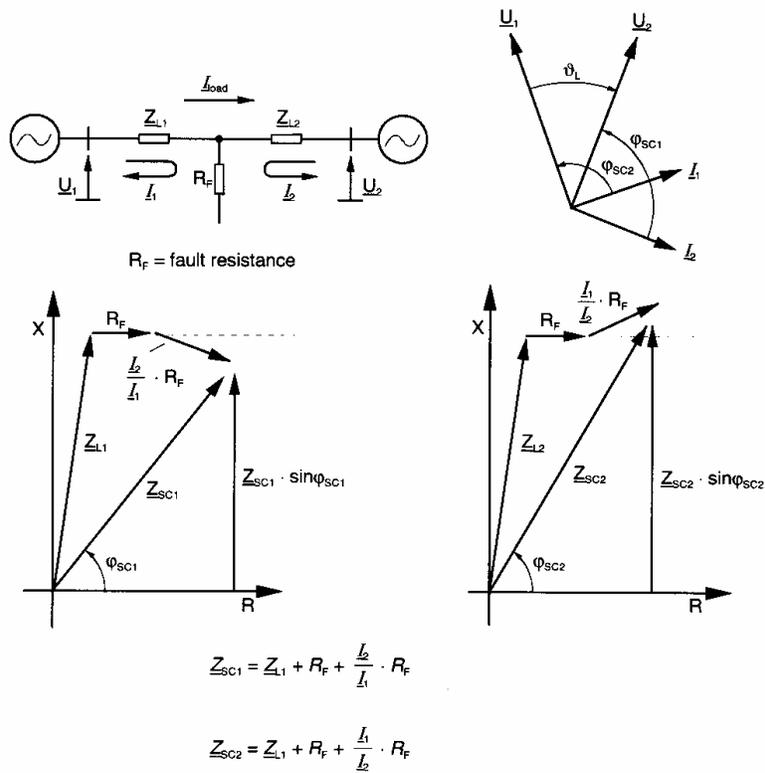


Fig. 66 Influencia del flujo de carga en la medición de distancia para fallas con resistencia de falla

En países industrializados geográficamente pequeños con generación distribuida no se requiere una transferencia de potencia con grandes distancias. El ángulo de transmisión es por lo tanto pequeño, en el orden de magnitud de 10-15°. La fig. 67 muestra un ejemplo típico.

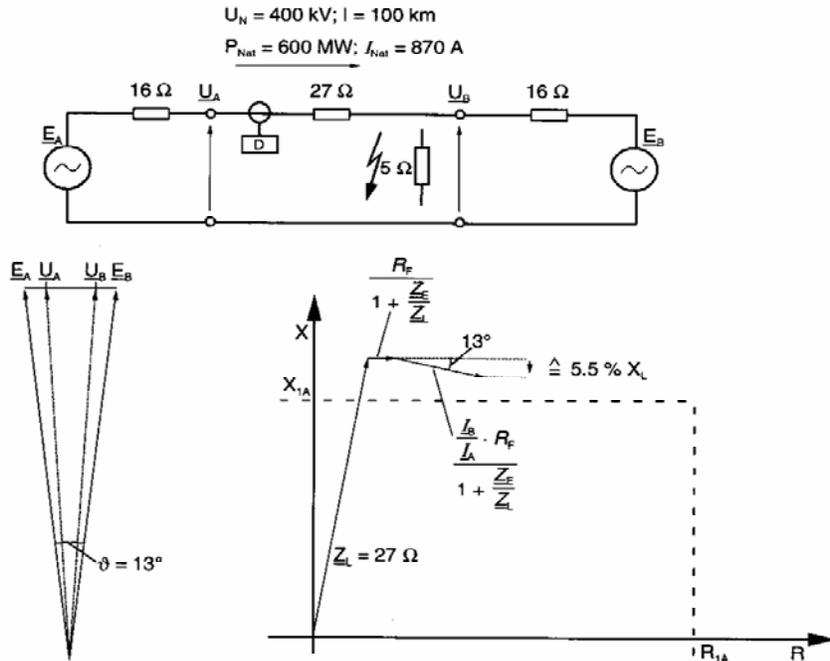


Fig. 67 Medición de distancia con flujo de carga en una línea aérea corta

En países geográficamente extensos, la potencia debe a menudo transportarse desde los centros de generación remotos (por ej. desde las centrales hidroeléctricas) hasta los centros de consumo. En este caso el ángulo de transmisión puede alcanzar 60° . Durante condiciones de sobrecarga, o en el evento de oscilaciones de potencia (power swings), se pueden presentar ángulos de transmisión aún mayores. En casos extremos, la protección puede tener que ser configurada para ángulos de transmisión de 90° . La fig. 68 muestra las impedancias medidas calculadas para una línea aérea de 400 km de largo y 400 kV.

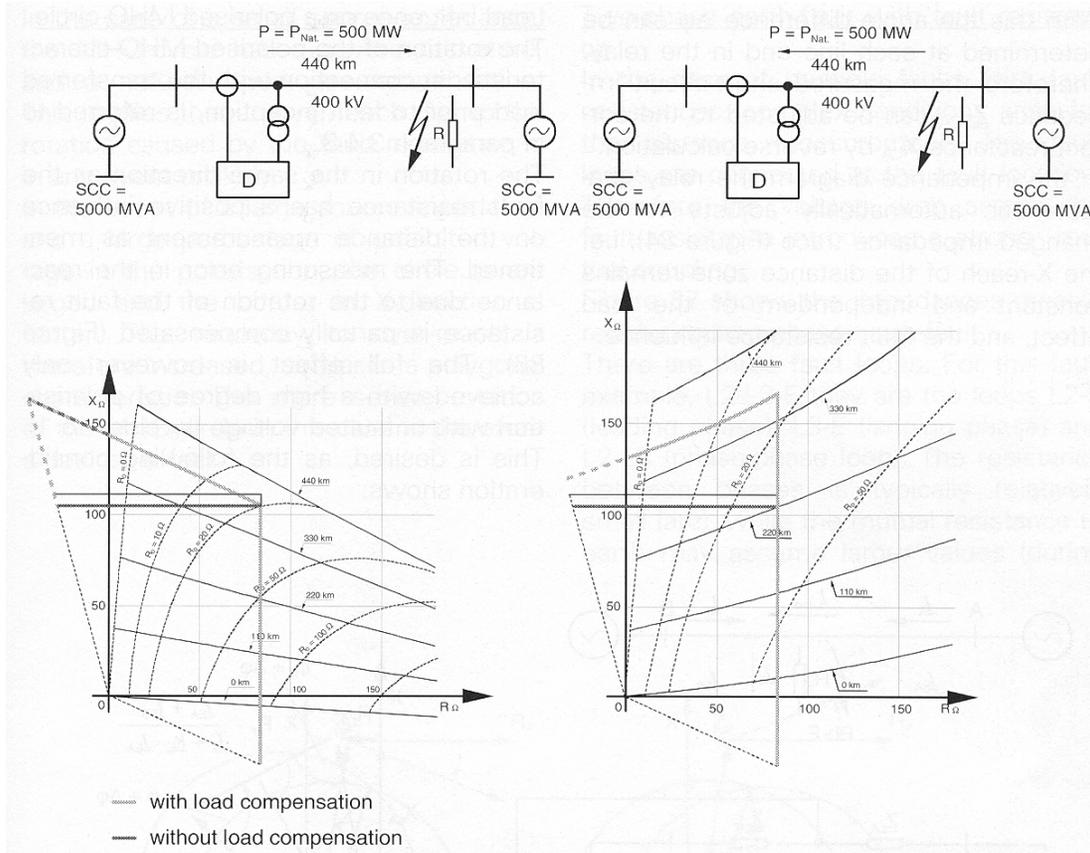


Fig. 68 Error de medición de la distancia para fallas con resistencia de falla conjuntamente con transferencia de carga

En este caso el ángulo de transmisión θ_L está en alrededor de 35° . La zona de sub-alcance debe ajustarse de tal forma que no haya sobre-alcance durante fallas directamente detrás de la estación remota. Se puede observar que con una característica normal (límite horizontal sin compensación de carga), se puede ajustar una zona de aproximadamente 65% de Z_L , cuando deba cubrirse una resistencia de falla de hasta 20Ω .

En el extremo receptor, esta zona con un ajuste similar y una resistencia de falla de 20Ω tendría solamente un alcance de aproximadamente 50%. Esto es, sin embargo, compensable por el hecho de que la protección en el extremo emisor tiene un comportamiento opuesto. Con un incremento de la resistencia de falla, se incrementa el alcance (85% Z_L con $R_F=20\Omega$). Por lo tanto, la implementación de un esquema de disparo por sub-alcance autorizado asegura una detección y despeje de falla seguros.

Las protecciones digitales proveen la posibilidad de corrección del error de medición de la distancia mencionado. Para ello se debe activar en el relé la denominada compensación

de carga. Esta funciona durante fallas monofásicas, donde se pueden presentar tales resistencias de falla grandes.

En la fig. 69 se ilustra el principio de operación. El circuito equivalente con componentes simétricas muestra lo siguiente: La corriente total de secuencia cero I_0 la cual circula por $3R_F$ y es igual a $I_E/3$, se divide en el sistema de secuencia cero en el lugar de la falla y retorna a las dos fuentes de alimentación. La verdadera corriente de tierra circulando es 3 veces más grande: $I_{EA} = 3 I_0 A$. Dado que Z_{LA0} y Z_{LBO} en sistemas EHV tienen aproximadamente la misma relación X/R, las corrientes I_{EA} e I_{EB} tienen aproximadamente el mismo ángulo de fase que la corriente total $I_E = I_{EA} + I_{EB}$, la cual circula a través de la resistencia de falla.

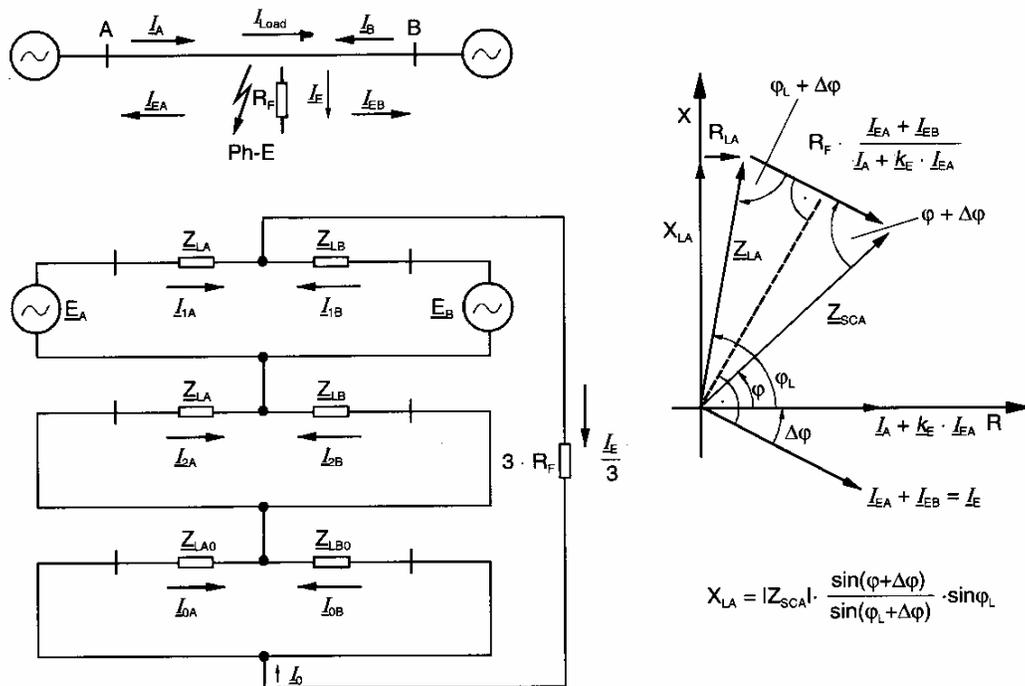


Fig. 69 Modo de operación: compensación de carga durante fallas fase-tierra

Con esto, la diferencia de ángulo $\Delta\phi$ se puede determinar en cada extremo de la línea en el relé. Por lo tanto, la impedancia de cortocircuito medida Z_{SCA} se puede ajustar a la reactancia correcta X_{LA} por cálculo inverso.

En el diagrama de impedancias, la característica del relé se ajusta en forma automática al trazado de impedancia modificado (fig. 68), es decir el alcance de X de la zona de distancia permanece constantes e independiente del efecto de la carga y de la influencia de la resistencia de falla.

6.1.6 Influencia de la carga en círculos MHO polarizados

La rotación de la característica MHO polarizada en relación con la carga transferida antes de la ocurrencia de la falla se trató en el punto 2.8.3 anteriormente.

La rotación en la misma dirección que la resistencia de falla tiene una influencia positiva en la medición de la distancia como ya se mencionó. El error de medición en la reactancia debido a la rotación de la resistencia de falla se compensa parcialmente (fig. 70).

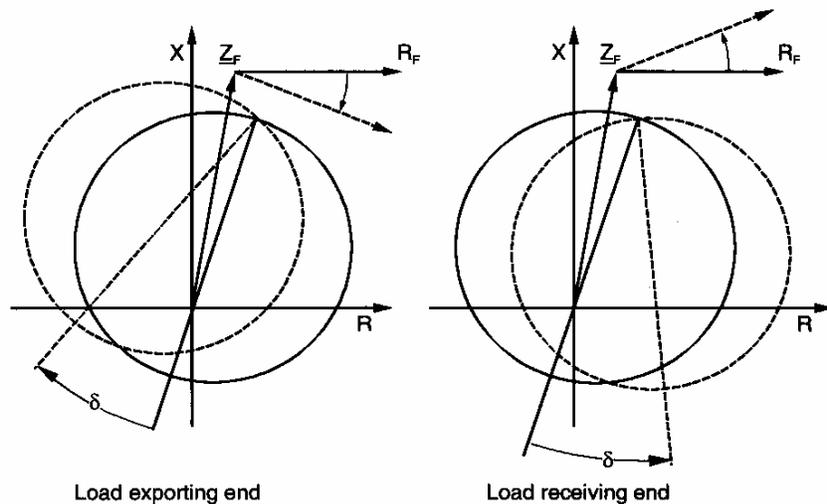


Fig. 70 Adaptación del círculo MHO polarizado a la rotación de la resistencia de falla en el caso de fallas con carga anterior a la falla

El efecto completo es sin embargo llevado a cabo con un alto grado de polarización con tensiones sanas (K_p cerca de 1). Esto es deseable bajo las siguientes consideraciones:

En el caso de una impedancia de fuente pequeña, el círculo MHO tiene una severa curvatura y una compensación de arco naturalmente pobre. Esto implica que en cualquier evento es improbable un sobre-alcance debido a la rotación causada por la resistencia de falla. En el evento de una fuente de alimentación de impedancia grande y un porcentaje grande de tensión sana en la polarización, el círculo se agranda y el borde en la dirección X es favorecida. La tendencia a sobre-alcanzar es por lo tanto incrementada, en forma similar a la característica poligonal. La rotación más severa del círculo MHO en este caso es por lo tanto un efecto deseado.

6.1.7 Falla bifásica a tierra con resistencia de falla

En el caso de fallas múltiples con resistencia de falla, aparecen condiciones complejas para la medición de la distancia. Los lazos de falla se conectan en el lugar de la falla. Por lo tanto la caída de tensión a lo largo de la resistencia introduce un fuerte acoplamiento mutuo.

La fig. 71 muestra las impedancias medidas durante una falla a tierra bifásica. Hay 3 lazos de falla. En este ejemplo de falla L2-L3-E, están los lazos L2-E (en adelanto de fase), L3-E (en atraso de fase) y L2-L3 (lazo fase-fase). La resistencia entre fases es normalmente chica (arco), mientras la resistencia mutua a tierra puede tomar valores grandes (durante una descarga en un árbol o en el caso de una resistencia de puesta a tierra grande de la torre). Los valores mostrados en la fig. 71 corresponden a las condiciones durante una falla bifásica a tierra a través de un aislador de una torre de metal. En principio se asume fuente de alimentación en un solo extremo para permitir una mejor comprensión del problema.

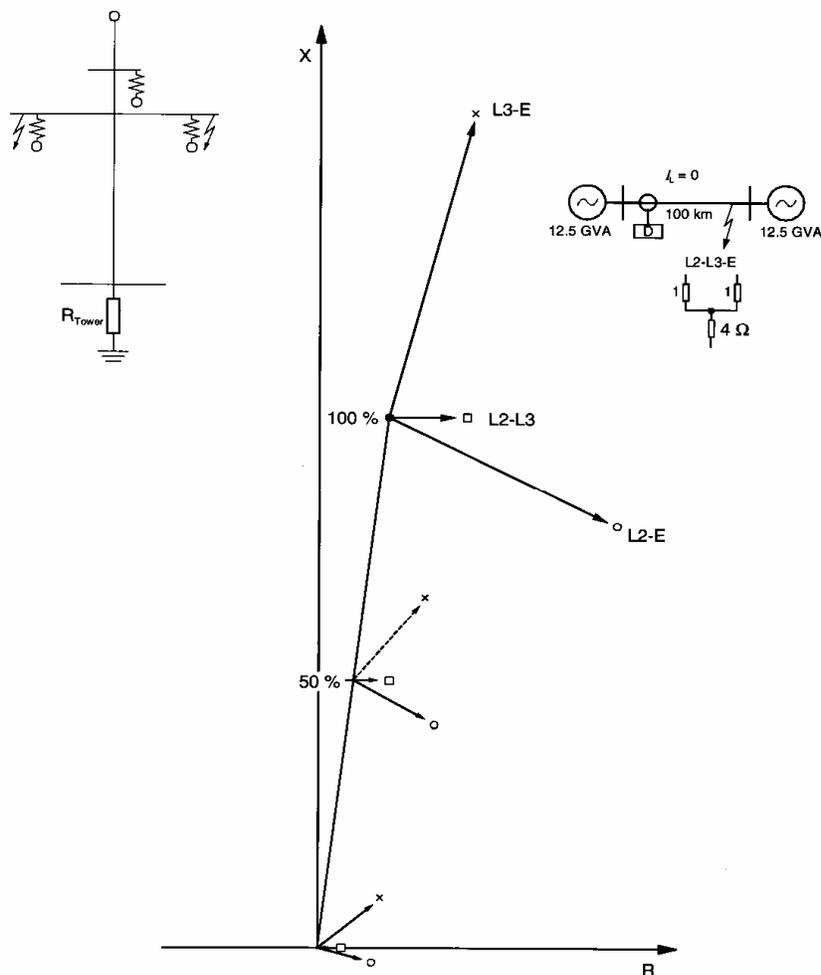


Fig. 71 Cortocircuito bifásico a tierra con resistencia de falla en el lugar de la falla. Impedancias de lazo medidas dependiendo del lugar de la falla

Del diagrama vectorial de las impedancias medidas es evidente que bajo las circunstancias dadas (condiciones normales), la impedancia de lazo en la fase en adelante L2-E es vista como muy corta, mientras la fase en atraso L3-E es vista como muy lejos.

El lazo fase-fase L2-L3 es medida correctamente en forma muy aproximada (error pequeño en X). El efecto de la resistencia de falla es todavía más amplificado por la influencia de la carga como se describió anteriormente. En la fig. 72 se muestra los resultados de un análisis computacional con una determinada potencia transmitida y resistencia a tierra variable. Para la selección del lazo de falla durante fallas bifásicas a tierra en sistemas con puesta a tierra, se puede derivar lo siguiente:

Línea aérea de un solo circuito

Protección de distancia de un solo sistema:

- selección del correspondiente lazo fase-fase

Protección de distancia de esquema completo:

- habilitación general de los seis lazos de falla
- bloqueo del lazo fase-E en adelante, durante las fallas bifásicas a tierra para prevenir un sobre-alcance de las zonas de distancia.

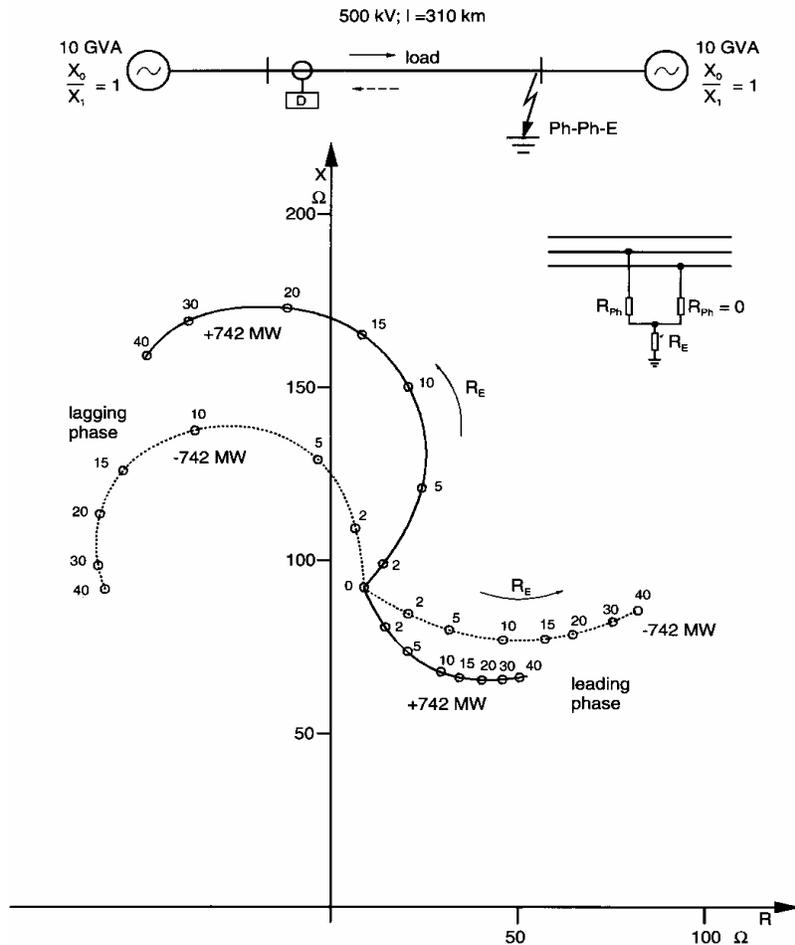


Fig. 72 Impedancias de lazo durante un cortocircuito bifásico a tierra, dependiendo de la resistencia de falla en el camino de tierra y diferentes condiciones de carga

Línea aérea de doble circuito

Debido a la posibilidad de una falla doble a tierra, es decir, en lugares distintos (cross-country fault) en sistemas vecinos, se puede habilitar la medición fase-tierra en este caso. Las dos fallas monofásicas en cada sistema pueden medirse de esta manera en forma separada.

Protección de distancia de un solo sistema:

La selección del lazo de falla en adelante: Si se esperan grandes resistencia fase-tierra (puesta a tierra pobre de la torre), el ajuste puede ser reducido correspondientemente. En el caso de la operación de líneas en paralelo, el acoplamiento de los sistemas de secuencia cero, sin embargo causa una reducción del alcance de la zona. Es improbable luego un sobre-alcance.

La probabilidad de un sobre-alcance es además reducida por el efecto de la fuente intermedia intermedio. La selección de la fase en atraso no se recomienda ya que el alcance de zona puede ser muy pequeño.

Protección de distancia de esquema completo:

- Habilitación de todos los sistemas de medición
- Reducción del ajuste de la zona de sub-alcance para lazos fase-tierra cuando se esperan grandes resistencias de falla.

6.1.8 Cortocircuito con arco

En el arco, la tensión y la corriente están en fase (fig. 73). Por lo tanto el arco aparece como una resistencia en el lazo de falla. La tensión trapezoidal se suma a la caída de tensión senoidal en la línea aérea.

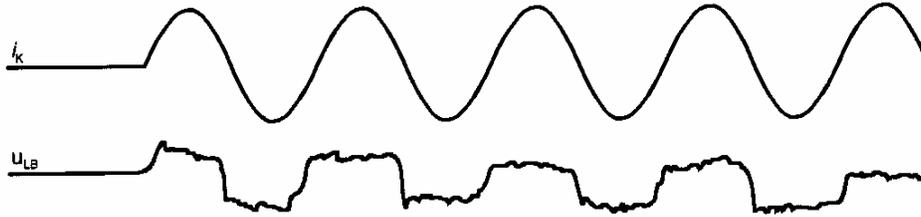


fig. 73 Corriente de cortocircuito y tensión de arco

La deformación es más pronunciada durante fallas de arco cerca del relé. Solo se produce alguna influencia en la precisión de la medición en líneas extremadamente cortas, donde la componente de arco es todavía sustancial para fallas cerca del límite de zona. En relés digitales, la influencia puede ser despreciada debido a las técnicas de filtrado digital aplicadas.

Resistencia de arco

Años atrás, el tamaño de la resistencia de arco era estimada por medio de mediciones en varios largos de arco y con sistemas de testeo.

Como una primera aproximación, puede asumirse que la tensión de arco es independiente de la magnitud de la corriente, y es igual a aproximadamente 2000-2500 V/m de arco. Lo siguiente puede valer como estándar : $U_{arc} = 2500 \text{ V/m}$. De allí, la resistencia de arco es:

$$R_{ARC} = \frac{2500 \cdot L_{ARC}}{I_{ARC}} [\Omega] \quad (70)$$

donde:

L_{ARC} = largo del arco en m

I_{ARC} = corriente de arco en A

Para estudios más precisos se aplica a menudo la ecuación de Warrington. Esta expresa la dependencia de la corriente de la tensión de arco:

$$R_{ARC} = \frac{28700 \cdot L_{ARC}}{I_{ARC}^{1.4}} [\Omega] \quad (71)$$

El arco se expande debido al viento y la dinámica del arco. La siguiente ecuación representa una aproximación de esto:

$$R_{ARC}^* = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_B}{L_{ARC}} \right) \cdot R_{ARC} \quad (72)$$

donde:

v = velocidad del viento en m/s

t_B = duración del arco en s

Ejemplo numérico:

Línea aérea de 400kV, descarga en un aislador (3 aisladores largos, 127.5 cm en serie), corriente mínima de cortocircuito: 4kA.

Que largo tiene la resistencia de arco en el momento de la ocurrencia de la falla y luego de 1 s?.

Solución

Para el largo del arco, se utiliza el largo de los aisladores con un margen adicional del 50%: $L_{ARC} = 1.5 \cdot (3 \cdot 127.5) = 573.75$ cm, es decir, aproximadamente 6 m.

La resistencia de arco en el momento de la falla (para chequear la primer zona de distancia) :

$$\text{de la ec. (70): } R_{ARC} = \frac{2500 \cdot 6.0}{4000} = 3.75 \Omega$$

$$\text{de la ec. (71): } R_{ARC} = \frac{28700 \cdot 6.0}{4000^{1.4}} = 1.56 \Omega$$

y luego de 1 s (para chequear la zona 3):

$$\text{de la ec. (72): } R_{ARC}^*(1s) = \left(1 + \frac{5 \cdot 3 \cdot 1}{6}\right) \cdot R_{ARC} = 3.5 \cdot R_{ARC} = 13.1 \Omega, \text{ tomando}$$

$$R_{ARC} = 3.75 \Omega, \text{ y } R_{ARC}^*(1s) = 5.46 \Omega \text{ tomando } R_{ARC} = 1.56 \Omega.$$

Influencia del arco con fuente de alimentación en ambos extremos de la línea

La tensión a lo largo del arco, como primera aproximación, es siempre constante, o decae según la ecuación de Warrington con el factor $I_{ARC}^{1.4}$. La resistencia de arco definida anteriormente no es por lo tanto constante, sino que decae con el factor $1/I_{ARC}$ o $1/I_{ARC}^{1.4}$. Por lo tanto, un arco se comporta en forma diferente para una resistencia de falla fija (por ejemplo, una resistencia de puesta a tierra de una torre) en el caso de fuente de alimentación en ambos extremos. El circuito equivalente mostrado en la fig. 62a, para un cortocircuito con fuente de alimentación en ambos extremos, también es, en principio, válido aquí. La resistencia de falla fija en el lugar de la falla debe ser sin embargo reemplazada por una tensión constante (U_{ARC}) (fig. 74).

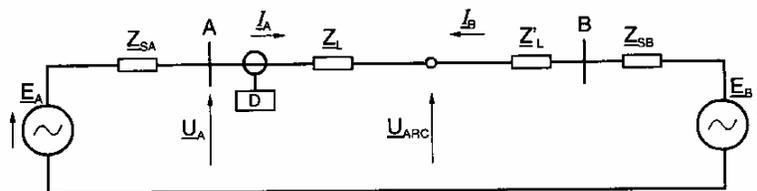


Fig. 74 Resistencia de arco con fuentes de alimentación en ambos extremos, circuito equivalente

La dependencia de la corriente inicialmente se desprecia. La tensión en el lugar del relé es luego:

$$U_A = I_A \cdot Z_L + U_{ARC} \quad (73)$$

De aquí resulta la impedancia medida por el relé:

$$Z_A = \frac{U_A}{I_A} = Z_L + \frac{U_{ARC}}{I_A} \quad (74)$$

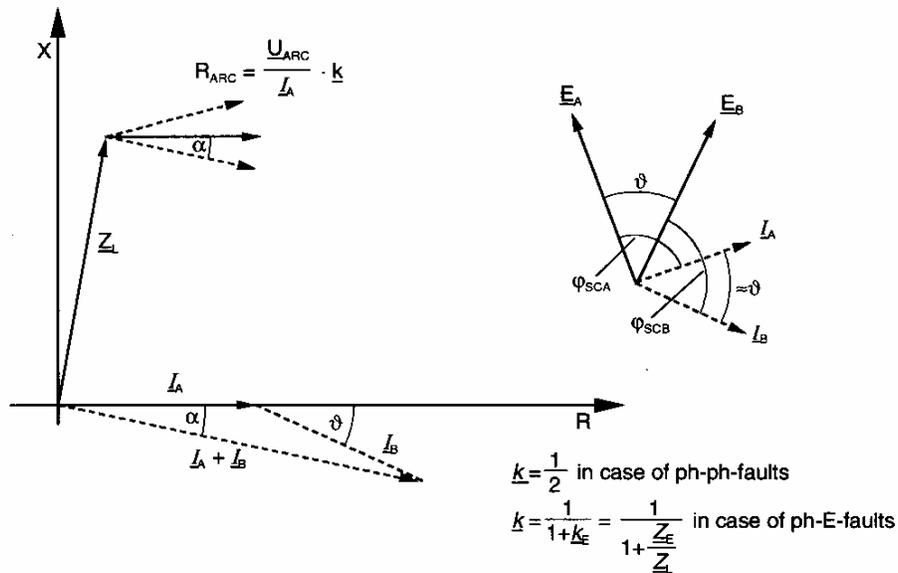


Fig. 75 Cortocircuito con resistencia de arco y fuente de alimentación en ambos extremos, influencia en la medición de distancia

De esto se puede ver que la resistencia de arco aparente al relé es independiente de la corriente del extremo opuesto. Esto conduce a una regla importante de ajuste:

Regla:

El incremento de la resistencia en el lugar de la falla, debido a la corriente adicional desde el extremo opuesto: $R_F^* = (1 + I_A / I_B) \cdot R_F$, solamente es válida para resistencias fijas. Para la resistencia de arco efectiva en el lugar de la falla, calculada por medio de la ecuación 70 con tensión de arco constante, la corriente desde el extremo opuesto no tiene que ser tenido en cuenta. De acuerdo a la ecuación 71, aún hay una reducción de la resistencia efectiva ya que la derivada de la reducción de la resistencia es mayor que la derivada del incremento de la corriente.

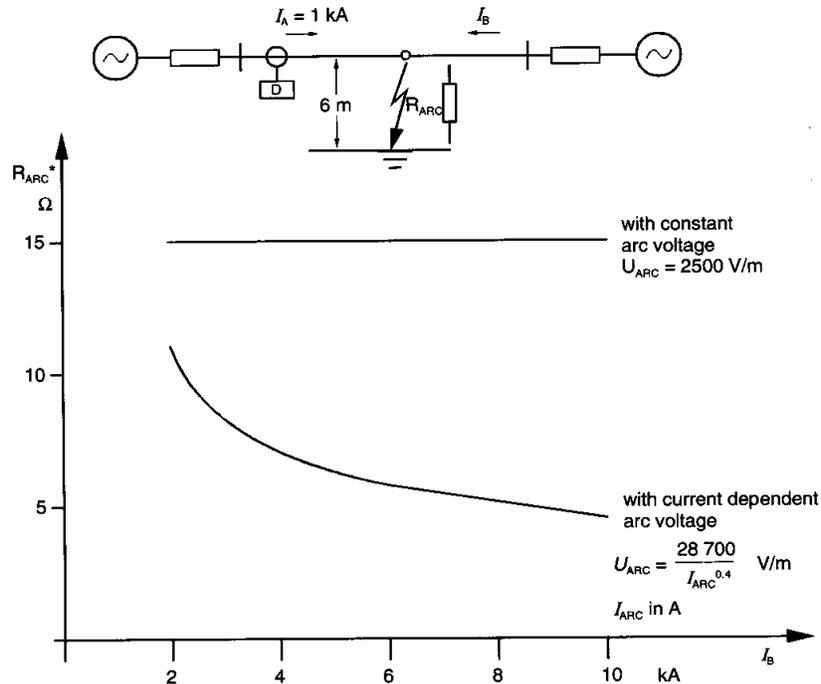


Fig. 76 Resistencia de arco efectiva vista por el relé de distancia con fuente de alimentación en ambos extremos

Resistencia de puesta a tierra de la torre

Muchas de las fallas en líneas aéreas de alta tensión resultan de descargas en aisladores. La corriente de cortocircuito en este caso circula desde el conductor de fase vía arco a lo largo del aislador, luego hacia la armadura de hierro de la torre, y de allí a tierra. Esto implica que en el lugar de la falla la resistencia de arco y la resistencia de puesta a tierra de la torre están conectadas en serie.

En líneas con hilos de tierra (o cables de guardia) la corriente circula via varias resistencias de puesta a tierra en paralelo, a tierra. La resistencia fase-tierra resultante se reduce substancialmente (fig. 77).

La resistencia de puesta a tierra de la torre y el hilo de guardia en líneas aéreas pueden representarse como un gran número de secciones T conectadas en serie (red corredor). Para fallas que no están cerca de la subestación, las resistencias de puesta a tierra de las torres actúan como dos redes corredor (en el extremo de la línea como una red corredor en paralelo con la tierra de la estación). De aquí, se deriva la impedancia de puesta a tierra efectiva de las torres:

$$Z_{ETF} = \frac{R_{TF} \cdot \frac{1}{2} \cdot Z_{LNW}}{R_{TF} + \frac{1}{2} \cdot Z_{LNW}} \quad (75)$$

Donde Z_{LNW} es la impedancia de una red corredor y vale:

$$Z_{LNW} = \frac{1}{2} \cdot Z_{EW}' \cdot I_{AS} + \sqrt{\frac{(Z_{EW}' \cdot I_{AS})^2}{4} + R_{TF} \cdot Z_{EW}' \cdot I_{AS}} \quad (76)$$

con $Z_{EW}' = R_{EW}' + jX_{EW}'$. Son válidas las siguientes definiciones de términos:

Z_{ETF} : impedancia efectiva de puesta a tierra de la torre.

R_{TF} : resistencia promedio de puesta a tierra de la torre

Z_{LNW} : impedancia de una red corredor (hilos de guardia aéreos y resistencias de puesta a tierra de las torres conectadas en serie-shunt)

R_{EW}' : Resistencia del hilo de guardia en Ohm/kM

X_{EW}' : Reactancia del hilo de guardia en Ohm/kM

I_{AS} : Separación promedio entre torres en kM

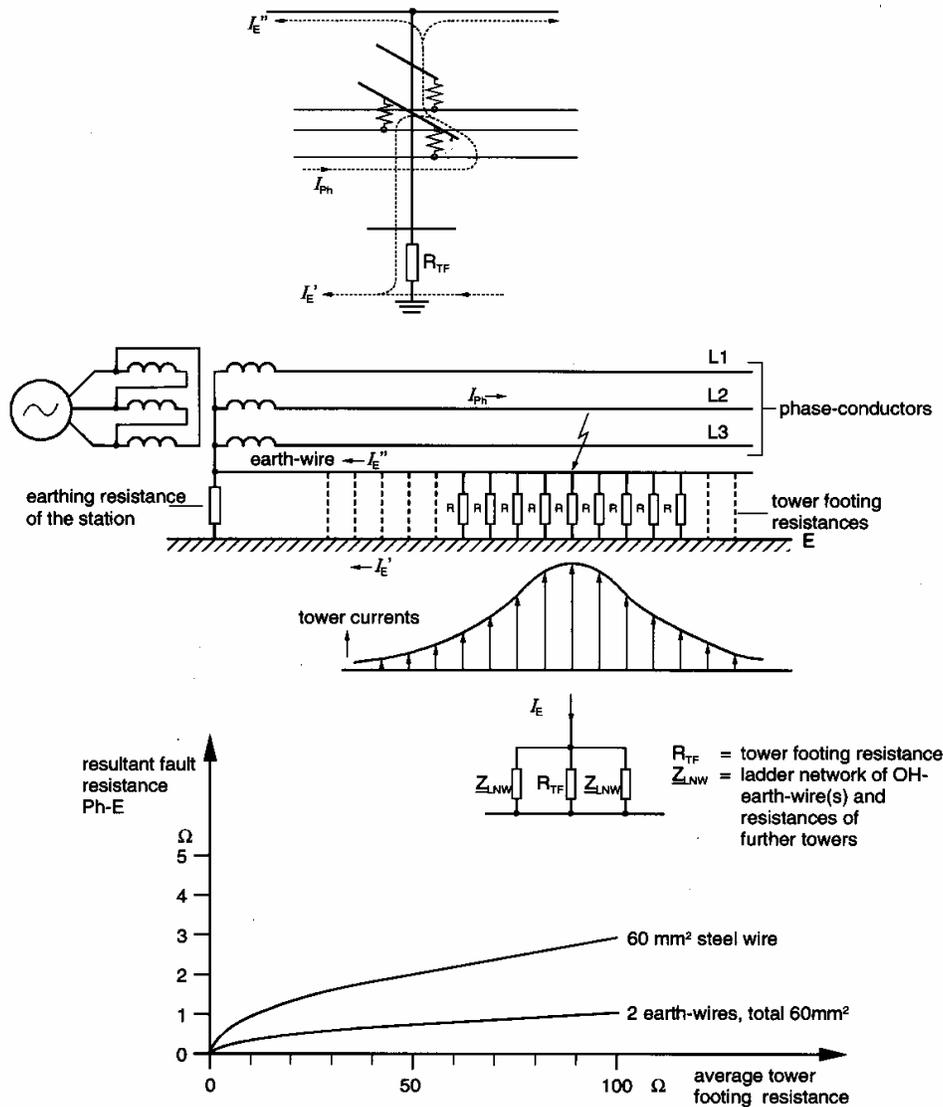


Fig. 77 Resistencia de falla resultante en líneas aéreas con hilo de tierra

Asumiendo que la impedancia de la red corredor conectada en paralelo es pequeña en comparación a la resistencia de puesta a tierra de las torres, la impedancia de fallas a tierra resultante se puede aproximar con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 Z_{ETF} &= \frac{1}{2} \sqrt{R_{TF} \cdot Z_{EW}' \cdot I_{AS}} = \\
 &= \frac{1}{2} \sqrt{R_{TF} \cdot |Z_{EW}'| \cdot I_{AS}} \cdot e^{j \frac{\varphi_{EW}}{2}} \quad (77)
 \end{aligned}$$

Ejemplo numérico:

Dado:

Hilo de guardia 120/42 AlSt; IAS = 230 m;

$R_{EW}' = 0.234 \Omega/\text{kM}$; $X_{EW}' = 0.748 \Omega/\text{kM}$

$R_{TF} = 10 \Omega$

Hilo de guardia

$$|Z_{EW}'| = \sqrt{0.748^2 + 0.234^2} = 0.784$$

$$\text{y } \varphi_{EW} = \arctg\left(X_{EW}' / R_{EW}'\right) = 72.6^\circ$$

$$\begin{aligned}
 Z_{ETF} &= \sqrt{10 \cdot 0.784 \cdot e^{j72.6^\circ} \cdot 0.230} = \\
 &= 0.67 \cdot e^{j36.3^\circ} = 0.54 + j0.40\Omega
 \end{aligned}$$

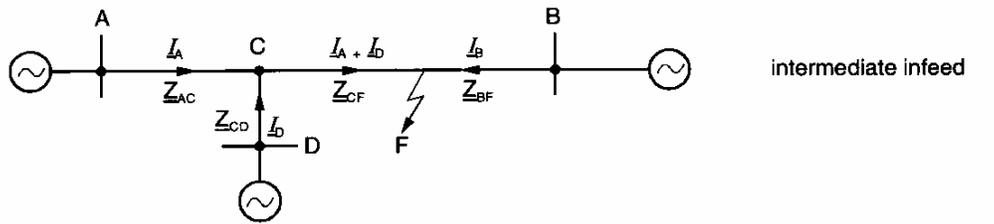
De este ejemplo es evidente que las resistencias de puesta a tierra de las torres son despreciablemente pequeñas cuando hay hilos de guardia con buena conductividad, y las resistencias de puesta a tierra de las torres no son excesivamente grandes. Además se puede ver que la impedancia efectiva de puesta a tierra contiene una componente inductiva, es decir, la falla es vista por la protección de distancia como que está de alguna manera muy alejada. Los 0.40Ω corresponderían a aproximadamente 1.5-2 kM de largo de línea de una línea de transmisión de alta tensión. Con fuente de alimentación en el extremo opuesto, este valor de reactancia sería incrementado correspondientemente y resulta luego en un sub-alcance.

6.2 FUENTES DE ALIMENTACIÓN INTERMEDIAS (IN-FEED)

La influencia de las fuentes intermedias ya se discutió en relación con los diagramas de escalonamiento en el apartado 2.5. En la fig. 78 se muestra nuevamente el efecto de la fuente intermedia intermedio. Normalmente hay un incremento de la impedancia medida. Las fuentes intermedias intermedios en las estaciones aguas abajo influyen las zonas de sobre-alcance, las zonas de back-up y la etapa de detección de falla.

Los problemas que resultan relacionados con la protección back-up remota, se trataron ya en el punto 2.5 también. En alimentadores en derivación T la impedancia medida también puede disminuir debido a una "fuente intermedia negativo" cuando la corriente circula hacia fuera del alimentador durante una falla interna. Esto se reconoce como una condición de out-feed. Básicamente se trata de una reducción de la impedancia de falla

debido a un camino en paralelo en el lazo de cortocircuito. Esto puede ocurrir solamente cuando el fuente intermedia en D (fig. 78) es débil o no existe.



$$\underline{U}_A = Z_{AC} \cdot I_A + Z_{CF} (I_A + I_D)$$

relay voltage

$$Z_{mTA} = \underline{U}_A / I_A = Z_{AC} + Z_{CF} + I_D / I_A \cdot Z_{CF}$$

measured impedance

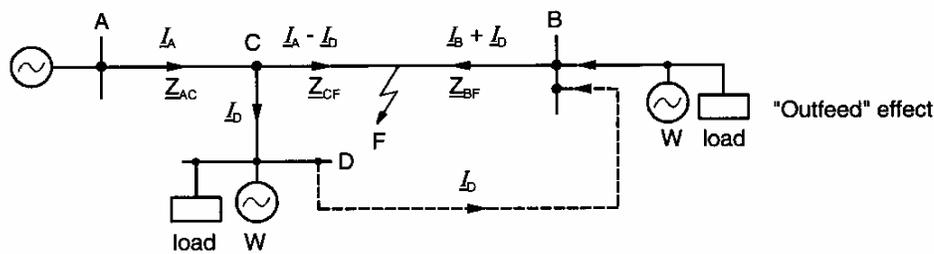


Fig. 78 Línea con fuente intermedia intermedia

6.2.1 Influencia de transformadores con puesta a tierra

Estos funcionan como fuentes de alimentación en el sistema de secuencia cero, influenciado por lo tanto en la medición de la distancia. La corriente de tierra del transformador genera una caída de tensión adicional en el sistema de secuencia cero del lazo de cortocircuito. Esto conduce a un incremento de la impedancia de falla medida (fig. 79).

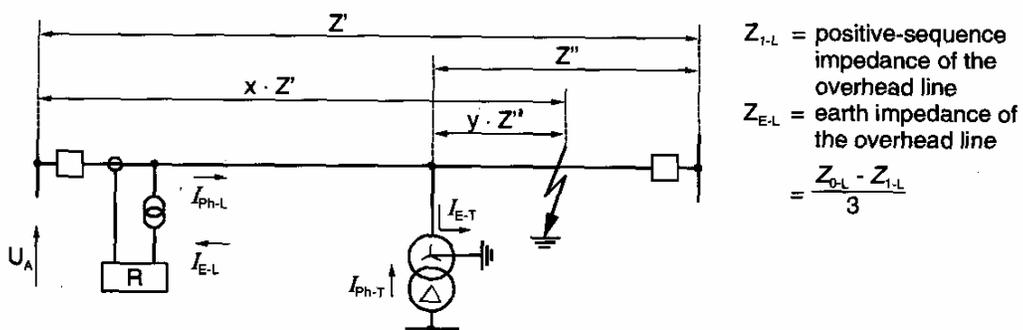


Fig. 79 Error de medición de la distancia debido a una fuente intermedia en el sistema de secuencia cero

$$U_{A_{Ph-E}} = X \cdot [I_{Ph-L} \cdot Z_{1-L}' + I_{E-L} \cdot Z_{E-L}'] + Y \cdot [I_{Ph-T} \cdot Z_{1-L}'' + I_{E-T} \cdot Z_{E-L}''] \quad (78)$$

o

$$U_{A_{Ph-E}} = X \cdot Z_{1-L}' \left[I_{Ph-L} + I_{E-L} \cdot \frac{Z_{E-L}'}{Z_{1-L}'} \right] + Y \cdot [I_{Ph-T} \cdot Z_{1-L}'' + I_{E-T} \cdot Z_{E-L}''] \quad (79)$$

La medición de la impedancia fase-tierra se realiza con la siguiente ecuación:

$$Z_R = \frac{U_{A_{Ph-E}}}{I_{Ph-L} + K_E \cdot I_{E-L}} \quad (80)$$

En el evento de adaptación del ajuste de K_E a la línea, es decir, $K_E = Z_{EL}'/Z_{1L}'$, luego:

$$U_{A_{Ph-E}} = X \cdot Z_{1-L}' + Y \cdot Z_{1-L}' \frac{I_{Ph-T} \cdot Z_{1-L}'' + I_{E-T} \cdot Z_{E-L}''}{I_{Ph-L} \cdot Z_{1-L}'' + I_{E-L} \cdot Z_{E-L}''} \quad (81)$$

error de medición

Naturalmente la influencia se incrementa cuando la potencia del transformador se incrementa. En particular en líneas con varios taps de transformador, resulta un problema de alcance para la detección de falla y zonas de distancia. Lo más sencillo es utilizar las componentes simétricas para determinar la impedancia medida por el relé. El siguiente ejemplo de una línea aérea con fuente de alimentación en un solo extremo y un tap de transformador explica el procedimiento básico. El circuito equivalente se muestra en la fig. 80.

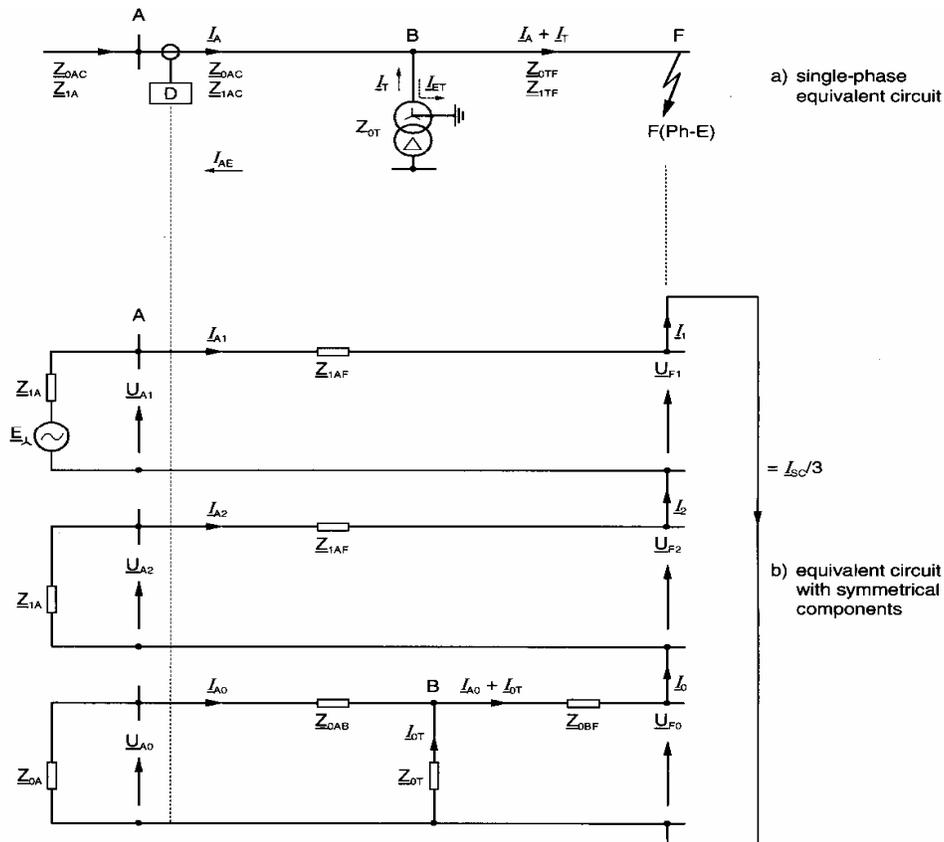


Fig. 80 Medición de la distancia con fuente intermedia intermedios de secuencia cero (línea con derivación)

Para calcular los valores medidos U_A e I_A en el lugar del relé, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$U_{A1} = U_{F1} + Z_{1AF} \cdot I_{A1} \quad (82)$$

$$U_{A2} = U_{F2} + Z_{1AF} \cdot I_{A2} \quad (83)$$

$$U_{A0} = U_{F0} + Z_{0BF} \cdot (I_{A0} + I_{0T}) + Z_{0AB} \cdot I_{A0} \quad (84)$$

con

$$U_{F1} + U_{F2} + U_{F0} = 0 \text{ y } Z_{0AB} + Z_{0BF} = Z_{0AF} \quad (85)$$

resulta en:

$$\begin{aligned} U_A = U_{A1} + U_{A2} + U_{A0} &= Z_{1AF} \cdot (I_{A1} + I_{A2}) + Z_{0AF} \cdot I_{A0} + Z_{0BF} \cdot I_{0T} \\ I_{A-Ph} &= I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} \end{aligned} \quad (86)$$

$$\frac{I_{SC}}{3} = \frac{E_{Ph-E}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (87) \quad \text{con } Z_1 = Z_{1A} + Z_{1F} \text{ y } Z_2 = Z_1$$

$$I_{A0} = \frac{Z_{0T}}{Z_{0A} + Z_{0AB} + Z_{0T}} \cdot I_0 \quad (88) \quad \text{con } Z_0 = \frac{(Z_{0A} + Z_{0AB}) \cdot Z_{0T}}{Z_{0A} + Z_{0AB} + Z_{0T}} + Z_{0BF} \text{ y}$$

$$\frac{I_{SC}}{3} = I_1 = I_2 = I_0$$

Esto puede implementarse para calcular la impedancia de acuerdo a la ec. (80):

$$Z_A = \frac{U_A}{I_{APh} + K_E \cdot I_{AE}} \quad (89)$$

Ejemplo numérico:

Línea aérea de 110kV con transformador de 40MVA.

Datos de línea:

$$Z_{1L}' = 0.4 \Omega/\text{kM}, \quad Z_{0L}' = 1.1 \Omega/\text{kM}$$

Sección A-B = 10 kM y B-F= 10kM

Fuente de alimentación del sistema:

$$S_{cc}'' = 1000 \text{ MVA}, \quad X_0/X_1 = 1;$$

Transformador:

$$P_n = 40 \text{ MVA}, \quad U_k=10\%, \quad X_0/X_1 = 1;$$

Resulta en:

$$U_A = 32.86 \text{ kV}, \quad I_{A-Ph} = 2534 \text{ A e } I_{A-E} = 1675 \text{ A}$$

$$Z_A = \frac{U_A}{I_{APh} + K_E \cdot I_{AE}} = 10.6 \Omega \quad \text{con } K_E = Z_{EL}' / Z_{1L}' = \frac{1}{3}(Z_{0L}' - Z_{1L}') = 0.583$$

La impedancia de línea hasta el lugar de la falla es $Z_{1AF} = 20 \text{ kM} * 0.4 \Omega/\text{kM} = 8 \Omega$; por lo tanto el error de medición es: $F = \frac{10.6 - 8}{8} \cdot 100 = 32.5\%$.

Es evidente que, especialmente cuando existen varios taps con transformadores con puesta a tierra, resulta un sub-alcance muy grande. El alcance de zona puede compensarse por medio de un ajuste mayor en forma correspondiente del factor K_E (en el ejemplo a $K_E' = 1.28$). El alcance de los sistemas de medición fase-fase donde este problema no se presenta, permanece inafectado.

6.3 LINEAS EN PARALELO ACOPLADAS

Cuando hay líneas aéreas que siguen caminos paralelos, luego se presentan acoplamientos inductivos de los caminos de corriente. En el caso de líneas transpuestas, se puede desprestigiar este efecto en los sistemas de secuencia positiva y secuencia negativa para todos los propósitos prácticos (reactancia mutua menor a 5% de la impedancia propia). Esto implica que durante condiciones de carga y para todos los cortocircuitos sin contacto a tierra, las líneas pueden considerarse como independientes.

Durante fallas a tierra, las corrientes de los conductores no se suman para dar cero, sino que el resultado es la corriente de tierra. Para esta corriente suma, un conductor de suma ficticio, ubicado en el centro geométrico de los conductores de fase, modela el sistema trifásico. Dos líneas en paralelo se modelan por medio de dos conductores individuales en paralelo con un camino de retorno por tierra, para el cual se debe calcular la reactancia mutua. En el caso de líneas con hilo de guardia existe un acoplamiento adicional, el cual debe ser tenido en cuenta en los cálculos.

El lazo de conductor de tierra substituto monofásico corresponde al sistema de secuencia cero de la línea, cuando se representa con componentes simétricas. De acuerdo a la definición, la corriente en el sistema de secuencia cero solo iguala a la porción de la corriente sumada referente a una fase, es decir, un tercio de la corriente de tierra ($I_0 = I_E/3$). La impedancia de secuencia cero corresponde por lo tanto a tres veces la impedancia del conductor de tierra substituto. La impedancia de acoplamiento entre los sistemas de secuencia cero de dos líneas sin hilo de guardia es dada por la siguiente ecuación:

$$Z_{0M} = \left(3 \cdot R_E' + j \cdot w \cdot 6 \cdot \ln \frac{\delta}{A_L} \right) \cdot 10^{-4} [\Omega / kM] \quad (90)$$

donde:

$\delta = 1650 \sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$: profundidad de penetración en m, con $w = 2\pi f$: frecuencia angular en s^{-1}

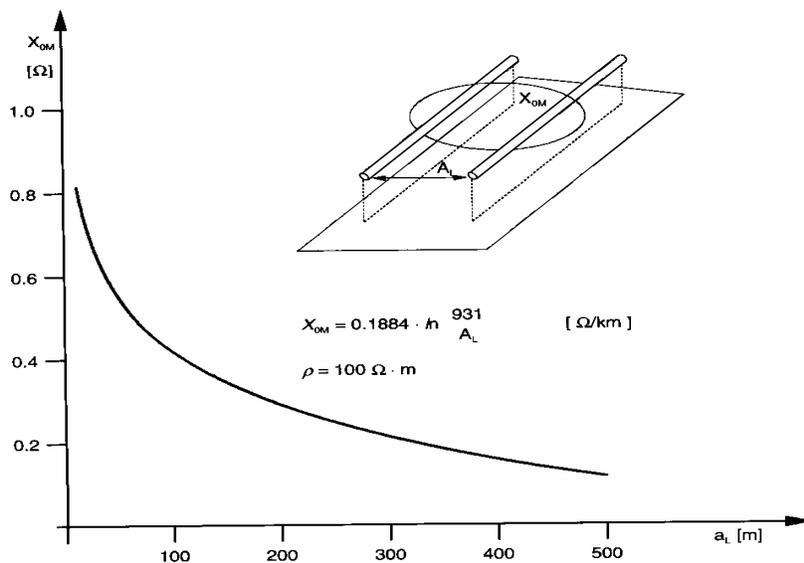
y ρ : resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$, $R_E' = \frac{\pi}{2} \cdot \omega \cdot 10^{-4}$: resistencia de retorno en Ω/kM y

A_L : distancia media geométrica de los conductores de ambos sistemas trifásicos (corresponde aproximadamente a la distancia entre las torres de las dos líneas).

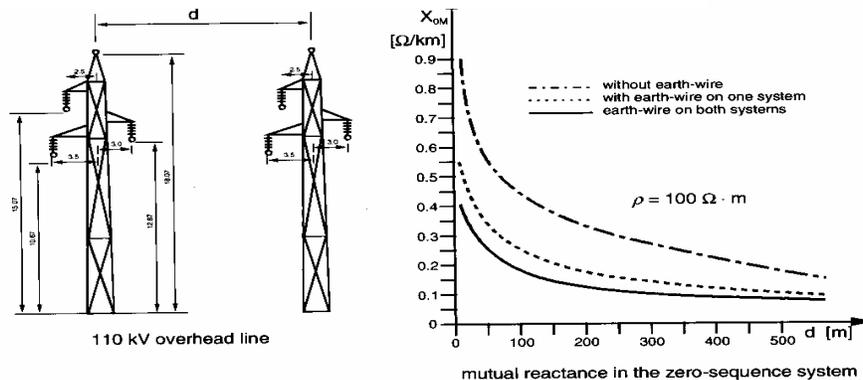
Con una frecuencia de 50 Hz y una resistividad del terreno de 100 $\Omega \cdot m$:

$$Z_{0M} = 0.15 + j \cdot 0.1884 \cdot \ln \frac{931}{A_L} [\Omega / kM] \quad (91)$$

Es evidente que la inductancia mutua tiene una relación logarítmica y por lo tanto decrece relativamente lento con el incremento del espaciamiento ente líneas (fig. 81). Aún con distancias significativamente grandes entre líneas, hay todavía presente acoplamiento.



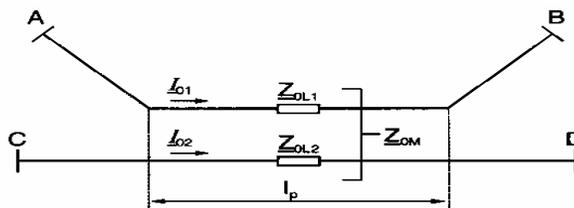
a) Inductancia mutua de dos lazos de conductores de tierra



b) Reactancia mutua calculada de dos líneas aéreas de 100kV

Fig. 81 Acoplamiento de los sistemas de secuencia cero de líneas aéreas

La corriente de secuencia cero de un sistema induce una tensión en el otro sistema, y viceversa (fig. 82).



$$Z_{OM} = I_p \cdot Z_{OM}$$

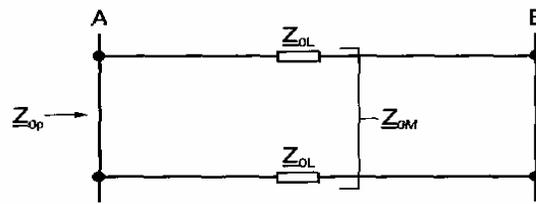
$$U_{OA-B} = I_{01} \cdot Z_{OL1} + I_{02} \cdot Z_{OM}$$

$$U_{OC-D} = I_{02} \cdot Z_{OL2} + I_{01} \cdot Z_{OM}$$

Fig. 82 Líneas aéreas en paralelo, tensiones del sistemas de secuencia cero

Las líneas pueden seguir un camino paralelo a lo largo de su recorrido completo, o solo en una porción de la misma. Si los sistemas están conectados en paralelo en ambos extremos (verdadera línea de doble circuito), existe luego una relación fija entre la

impedancia propia de una sola línea Z_{0L} , la impedancia propia de una línea doble Z_{0P} y la impedancia mutua Z_{0M} (fig. 83).



$$Z_{0p} = \frac{1}{2} (Z_{0L} + Z_{0M})$$

or:

$$Z_{0M} = 2 \cdot Z_{0p} - Z_{0L}$$

Fig. 83 Impedancias del sistema de secuencia cero

La determinación de la impedancia propia y mutua se realiza normalmente por cálculo basado en la construcción y espaciado de las torres. Es también posible, sin embargo, determinar tales valores por medición, las cuales deben realizarse de acuerdo a los principios mostrados en la fig. 84.

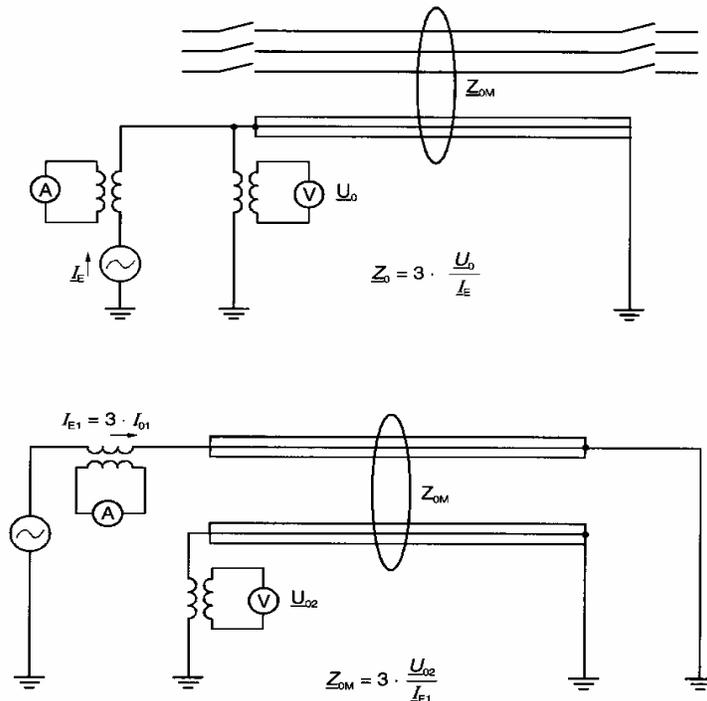


Fig. 84 Determinación de las impedancias de secuencia cero Z_{0L} y Z_{0M} por medición

6.3.1 Influencia del acoplamiento del sistema de secuencia cero en la medición de distancia

La corriente suma (= corriente de tierra) de la línea en paralelo induce una tensión longitudinal en el lazo de falla de la línea medida, y cambia la tensión de cortocircuito medida en el lugar del relé. Luego resulta un error de medición. La influencia depende de la configuración del sistema, como se verá luego. Lo siguiente tiene validez general:

- el error de medición es positivo (medición de una impedancia que es mayor, es decir, sub-alcance de zona), cuando las corrientes suma en ambos sistemas circulan en el mismo sentido.
- de error de medición es negativo (sobrecalcance), cuando las corrientes suma circulan en dirección opuesta.

Cuando las dos líneas pertenecen a diferentes sistemas (peor caso: diferentes niveles de tensión), no existe relación directa las corrientes suma. Puede ocurrir un error de medición en ambos sentidos. En una línea en paralelo real, donde los sistemas en ambos extremos están acoplados por medio una misma barra, se produce una distribución de corrientes de acuerdo a las alimentaciones relativas y la condición de conexión de las líneas. El caso general de una líneas en paralelo se ilustra en la fig. 85.

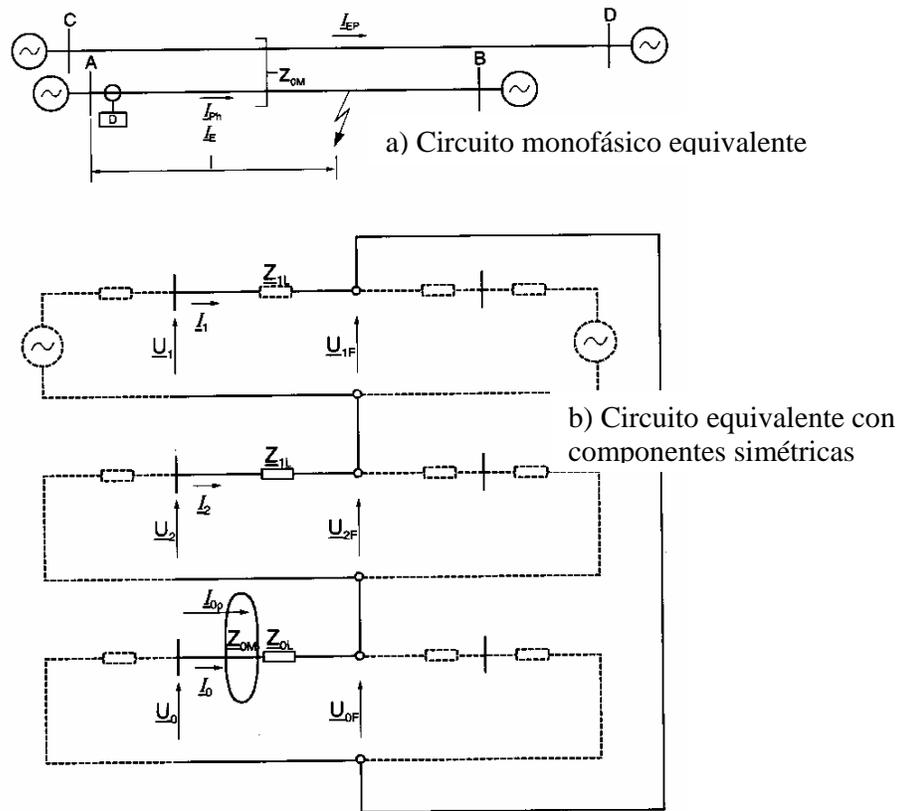


Fig. 85 Medición de la distancia en líneas en paralelo

Las siguientes ecuaciones se pueden derivar del circuito equivalente de componentes simétricas:

$$U_1 = Z_{1L} \cdot I_1 + U_{1F} \quad (92)$$

$$U_2 = Z_{1L} \cdot I_2 + U_{2F} \quad (93)$$

$$U_0 = Z_{0L} \cdot I_0 + Z_{0M} \cdot I_{0P} + U_{0F} \quad (94)$$

Si se suman las ecuaciones 92, 93 y 94 y se aplica la siguiente relación:

$$U_1 + U_2 + U_0 = U_A \text{ y } U_{1F} + U_{2F} + U_{0F} = 0$$

el resultado es:

$$U_A = Z_{1L} \cdot (I_1 + I_2) + Z_{0L} \cdot I_0 + Z_{0M} \cdot I_{0P} \quad (95)$$

$$U_A = Z_{1L} \cdot (I_1 + I_2 + I_0) + (Z_{0L} - Z_{1L}) \cdot I_0 + Z_{0M} \cdot I_{0P} \quad (96)$$

con $(I_1 + I_2 + I_0) = I_{ph}$ y $\frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3} = Z_E$

$$U_A = I_{ph} \cdot Z_{1L} + Z_E \cdot I_E + \frac{Z_{0M}}{3} \cdot I_{EP} \quad (97)$$

o

$$U_A = Z_{1L} \cdot \left(I_{ph} + \frac{Z_E}{Z_{1L}} \cdot I_E + \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_{1L}} \cdot I_{EP} \right) \quad (98)$$

La impedancia medida se puede calcular ahora con la ec. 89:

$$Z_A = \frac{U_A}{I_{ph} + K_E \cdot I_E} = \frac{Z_{1L} \cdot \left(I_{ph} + \frac{Z_E}{Z_{1L}} \cdot I_E + \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_{1L}} \cdot I_{EP} \right)}{I_{ph} + K_E \cdot I_E} \quad (99)$$

adaptando la compensación residual a la línea ($K_E = Z_{EL} / Z_{1L}$), se tiene finalmente:

$$Z_A = Z_{1L} \left(1 + \frac{\frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_{1L}} \cdot I_{EP}}{I_{ph} + \frac{Z_{EL}}{Z_{1L}} \cdot I_E} \right) \quad (100)$$

Se puede observar que el error de medición es dependiente de la relación de polaridad y módulos de la corriente de tierra en ambos alimentadores. Las ecuaciones pueden ahora aplicarse a un ejemplo sencillo: La fig. 86 muestra una línea con doble circuito con fuente de alimentación en un extremo; aquí se puede observar el comportamiento de los relés de distancia Z_1 y Z_2 durante a una falla monofásica en la línea 1. En este caso son válidas las siguientes relaciones: $I_{ph1} = I_{E1}$, $I_{ph2} = I_{E2}$ y $I_{E2} = \frac{x}{2l-x} I_{E1}$

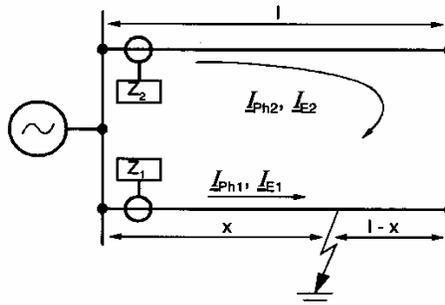


Fig. 86 Falla a tierra en un circuito doble (fuente de alimentación en un solo extremo)

- Relé Z_1 en la línea fallada:

De la ecuación 99 se tiene:

$$Z_1 = \frac{x}{l} \cdot Z_L + \frac{x}{l} \cdot Z_L \cdot \frac{\frac{Z_{0M} \cdot x}{3 \cdot Z_L} \cdot \frac{2l-x}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}} \quad (101)$$

|
error de medición

- Relé Z2 en la línea en paralelo no fallada:

De la fig. 87 se puede extraer la tensión para el lazo de cortocircuito:

$$U_{(ph-E)2} = (2l-x)(Z_L \cdot I_{ph2} + Z_E \cdot I_{E2}) + x \cdot \frac{Z_{0M}}{3} \cdot I_{E1} - 2(l-x) \frac{Z_{0M}}{3} \cdot I_{E2} \quad (102)$$

Sustituyendo 102 en la ecuación 89:

$$Z_2 = (2l-x) \cdot Z_L + \frac{x \cdot \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}} \quad (103)$$

|
error de medición

En la fig. 87 se muestra los datos típicos de impedancia así como los factores de compensación residual de una línea con doble circuito de 400kV (por simplicidad solo se utilizan los módulos).

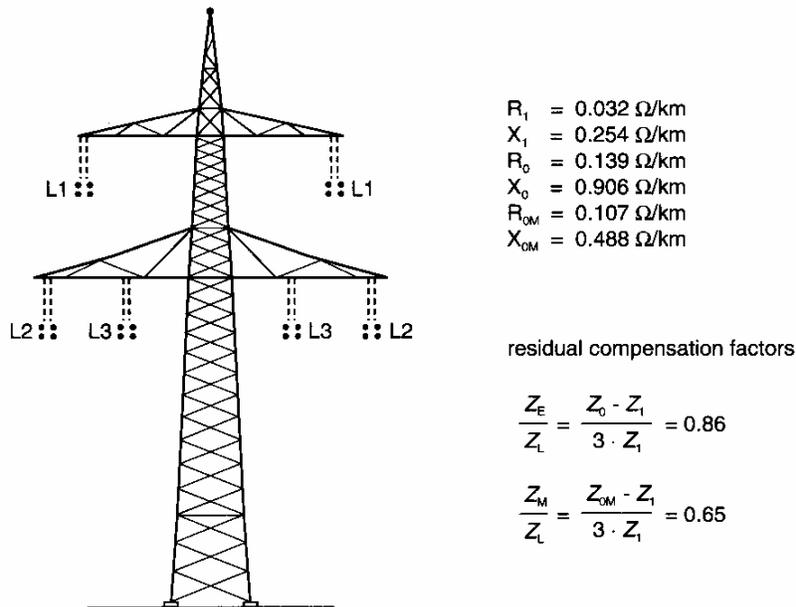


Fig. 87 Datos típicos de impedancia de una línea con doble circuito

Substituyendo esos valores en las ecuaciones 102 y 103, se pueden calcular los errores de medición para esta doble terna con fuente de alimentación en un extremo. Los resultados se muestran en la fig. 88. Es evidente que ambos relés (Z1 y Z2) en el extremo con alimentación miden una impedancia demasiado larga como era de esperar (I_{E1} e

I_{E2} están en la misma dirección). El error de medición mayor se produce en el caso de una falla en el extremo opuesto de la línea (35% !!).

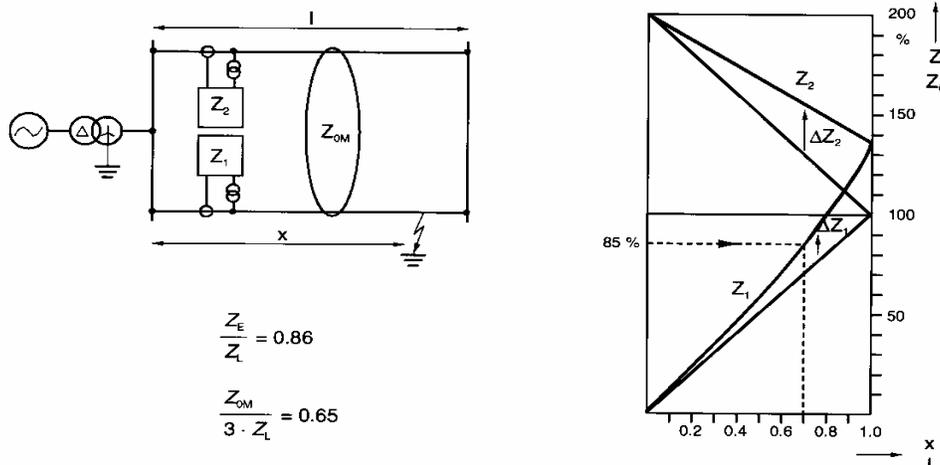


Fig. 88 Error de medición de la distancia en una doble terna con fuente de alimentación en un solo extremo

Con el propósito de comparar, en la fig. 89 se muestra el error de medición para el relé en la línea fallada en el caso de fuente de alimentación en ambos extremos.

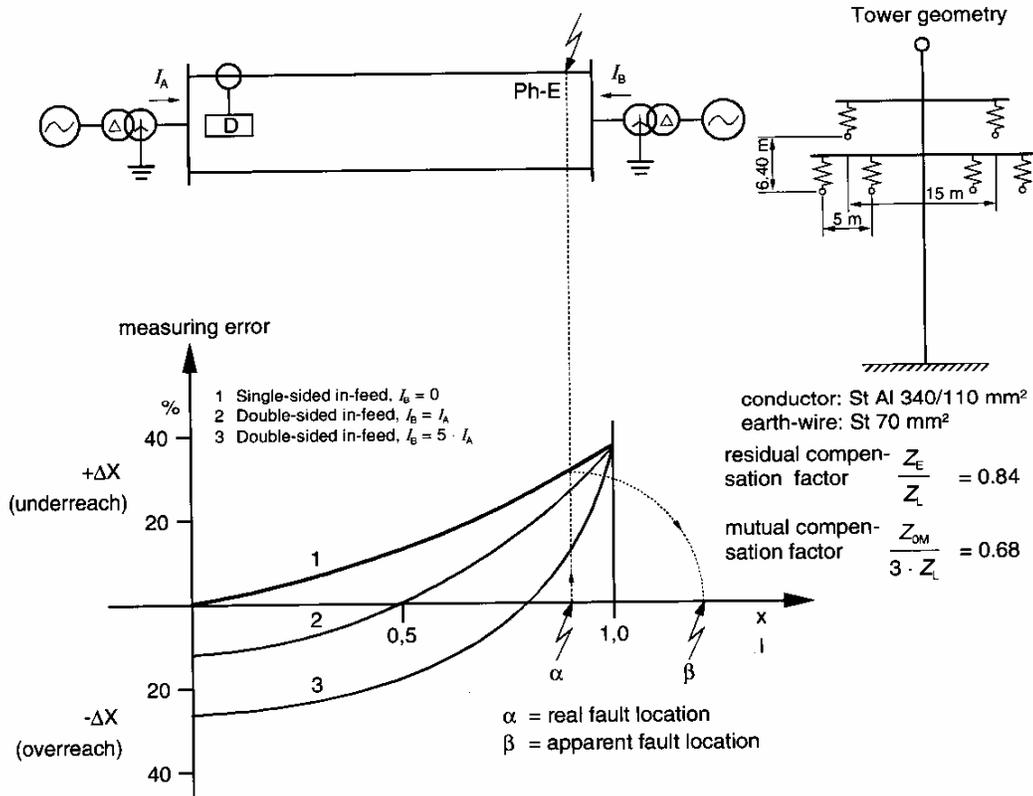


Fig. 89 Falla a tierra en doble terna, error de medición de la distancia con fuente de alimentación en ambos extremos

Es evidente que en este caso el error es negativo para fallas en el primer 50%/80% de la línea. Esto corresponde exactamente a la porción de la línea, donde la corriente de tierra de la línea en paralelo circula en dirección opuesta (I_{E2} tiene sentido opuesto a I_{E1}). Este efecto asiste a la protección de distancia cuando se aplica un esquema de disparo

autorizado con sub-alcance ya que un extremo siempre “ve” la falla más cerca y por lo tanto queda en condiciones de enviar una señal de autorización de disparo, aún con un pequeño ajuste de las zonas de sub-alcance.

La influencia de la línea en paralelo es fuertemente dependiente del estado de conexión, debido a la correspondiente diferencia en la distribución de corrientes de tierra (fig. 90).

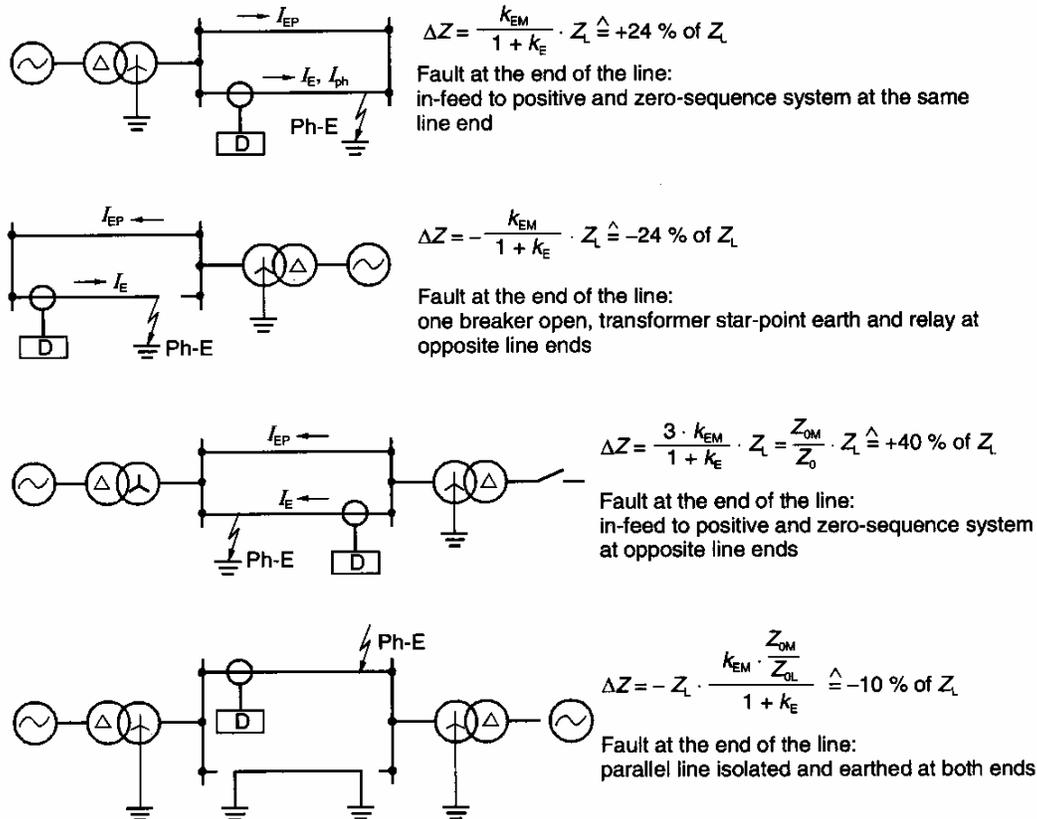


Fig. 90 Protección de distancia en líneas paralelas, dependencia del estado de conexión en la medición de distancia

Es claro que con las corrientes de tierra circulando en la misma dirección (I_E e I_{EP}), resulta un incremento en la impedancia medida, mientras que se reduce cuando las corrientes circulan en dirección opuesta.

El ajuste de las zonas de impedancia en una doble terna en paralelo requiere algún compromiso para, por un lado, proveer un alcance satisfactorio cuando ambas líneas están en operación, y por otro lado, para evitar un sobre-alcance severo, cuando una de las líneas está desconectada y puesta a tierra en ambos extremos (tierras de seguridad).

6.3.2 Compensación de línea paralela

De la ec. 99 es evidente que la impedancia de falla se mide correctamente cuando se suma al denominador el término $\frac{Z_{OM}}{3 \cdot Z_{1L}} \cdot I_{EP}$. Con el ajuste normal $K_E = Z_{E1}/Z_{1L}$, el

denominador se simplifica por cancelación con la expresión entre corchetes en el numerador. El resultado de la medición es luego Z_{1L} , es decir, la influencia de la línea en paralelo ha sido cancelada. De acuerdo a esto, la corriente de tierra de la línea en paralelo debe introducirse a la medición con un factor de ponderación. A este

procedimiento se lo conoce comúnmente como compensación de línea paralela. Luego, la ec. 99 para el cálculo de la impedancia de los lazos de tierra se modifica como sigue:

$$Z_{ph-E} = \frac{U_{ph-E}}{I_{ph-E} + K_E \cdot I_E + K_E \cdot I_{EP}} \quad (104)$$

con $K_{EM} = \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_{1L}}$

Con la tecnología electromecánica, la compensación se implementaba simplemente sumando la corriente de tierra de la línea en paralelo por medio de transformadores de interposición de las corrientes de tierra de la línea protegida. Los relés digitales numéricos modernos proveen una entrada de medición adicional donde puede conectarse la corriente de tierra de la línea en paralelo. El factor de compensación se ajusta por medio de software de operación.

6.3.3 Balance de corrientes de tierra

La compensación de línea en paralelo descrita, naturalmente no solo funciona durante fallas en la línea protegida sino también para fallas en la línea en paralelo. Para ilustrar esto, se utiliza nuevamente el ejemplo de la fig. 88. Substituyendo en la ec. 102 en la ec. 104, se obtiene la ecuación para la medición con compensación de línea en paralelo:

$$Z_2^* = (2l - x) \cdot Z_L + \underbrace{\frac{\left(\frac{x}{2l-x} - \frac{2l-x}{x} \right) \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L}}{1 + \frac{Z_E}{Z_L} + \frac{Z_{0M}}{3 \cdot Z_L} \cdot \frac{2l-x}{x}} \cdot (2l-x) \cdot Z_L}_{\text{error de medición}} \quad (105)$$

Las impedancias medidas con compensación de línea en paralelo se muestra en la fig. 91. Una comparación con la fig. 88 muestra que el relé mide ahora la distancia correcta en la línea fallada, es decir, la impedancia medida tiene un incremento lineal con el incremento de la distancia. La distancia a la falla medida por el relé en la línea no fallada es muy corta debido a la corriente de tierra acoplada de la línea en paralelo. Esto es entendible, debido a que circula una gran corriente de cortocircuito durante fallas muy cercanas en la línea fallada. Esta corriente se acopla en el relé de la línea sin falla y causa que ese relé también “vea” una impedancia chica.

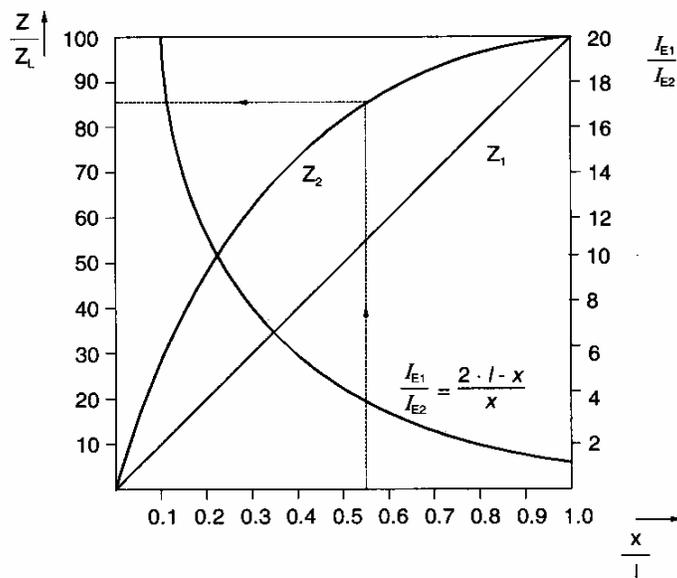
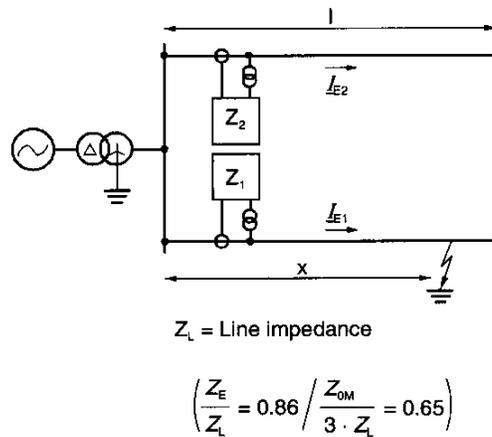


Fig. 91 Medición de distancia en una línea doble terna en paralelo, operación de la compensación de línea en paralelo

Luego, por ejemplo, con un ajuste de zona de sub-alcance de 85%, la protección en la línea sin falla actuaría también para fallas en el primer 55% del largo de la línea (línea punteada). Para prevenir esta sobre-función, se implementa el llamado balance de corriente de tierra. Este compara las corrientes de tierra de las dos líneas y bloquea la compensación de línea en paralelo (corriente acoplada) cuando la corriente de tierra de la línea en paralelo excede la corriente de tierra de la línea protegida en un margen porcentual ajustable.

Este principio se basa en el hecho de que la corriente de tierra en la línea fallada es siempre al menos igual (falla al final de la línea) o mayor que la corriente de tierra de la línea en paralelo no fallada.

Para la doble terna en paralelo con fuente de alimentación en un extremo, de acuerdo a la fig. 91, existe la siguiente relación entre la ubicación de la falla x y la distribución de corrientes de tierra:

$$\frac{I_{E1}}{I_{E2}} = \frac{2l - x}{x} = \frac{2 - \frac{x}{l}}{\frac{x}{l}} \quad (106)$$

Esto se explica por medio del siguiente ejemplo numérico:

Con un ajuste de $x/l = 85\%$ (ajuste típico), la compensación está activa para fallas en la línea protegida así como 15% más allá de la estación remota en la línea en paralelo por seguridad. Este ajuste corresponde a $\frac{I_{E1}}{I_{E2}} = 1.35$.

Esto implica que la compensación de línea en paralelo es bloqueada cuando la corriente de tierra en la línea en paralelo excede el 135% de la corriente de tierra de la línea protegida. Debe notarse que en el caso de fallas en las líneas siguientes, la compensación está siempre activa debido a que en este caso las corrientes de tierra en ambos circuitos en paralelo son iguales. Se da luego un alcance mejorado de todas las zonas de back-up.

6.3.4 Aplicación de la compensación de línea en paralelo

La compensación solo puede utilizarse cuando ambas líneas finalizan en la misma estación. Este es siempre el caso para dobles ternas aéreas. Para líneas que están en paralelo solo en forma parcial, la compensación tiene solo una aplicación limitada. La compensación es en cualquier caso recomendada para el localizador de fallas ya que este es el único medio de obtener una precisión adecuada en líneas en paralelo.

Para la protección de distancia, la compensación normalmente se implementa solamente en casos complicados donde no sería posible de otra manera, un alcance suficiente de las zonas de back-up. Este sería el caso cuando una línea corta sigue a la doble terna en paralelo. Desde el punto de vista estadístico, la compensación de línea en paralelo encontró apenas aplicación en el pasado. La razones fueron que el testeo de la protección se torna muy complejo debido a la dependencia de un campo de alimentación diferente. Con los relés digitales, la compensación está disponible con más frecuencia debido a la función integrada de localización de fallas. Por medio de los parámetros de ajuste del relé se puede activar la compensación ya sea para la función de localización de fallas o para la función de protección de distancia.

6.4 LINEAS COMPENSADAS SERIE

La compensación serie de línea ha probado ser un medio eficaz para incrementar la eficiencia de la transferencia de potencia. Las principales razones de la utilización de capacitores serie son:

- Mejoramiento del balance de potencia reactiva;
- Reducción de las pérdidas
- Mejoramiento de la regulación de tensión
- Mejor performance de la estabilidad transitoria
- Incremento en la capacidad de transferencia del sistema

Con respecto al último aspecto, la transferencia de potencia desde un sistema (1) a otro (2) está dada por la expresión $P = [V_1 V_2 \sin(\phi_1 - \phi_2)]/X$. En el caso de una línea, la

introducción de un capacitor serie reduce la reactancia equivalente total y por lo tanto incrementa la magnitud de la potencia activa que se puede transferir.

La reactancia negativa del capacitor ($X_c = -1/\omega C$) compensa una porción de la reactancia inductiva longitudinal ($X_L = \omega L$), reduciendo el ángulo de transmisión de la línea. El banco de capacitores puede ser ubicado a lo largo de la línea, por ejemplo, en el punto medio, en un extremo o dividido en dos mitades en ambos extremos. El porcentaje de compensación se especifica normalmente como un porcentaje de la reactancia inductiva de la línea que se compensa. Estos valores de compensación están en el rango de 20% a 70%.

El banco de capacitores está protegido por un descargador en paralelo contra las sobretensiones (en las instalaciones modernas se implementa adicionalmente un varistor el cual no se considera inicialmente). Cuando el descargador enciende, el capacitor es cortocircuitado por el mismo descargador y posteriormente por un interruptor (fig. 92). Cuando circula una corriente de aproximadamente $2-3I_n$, el descargador enciende; I_n corresponde a la carga normal de la línea.

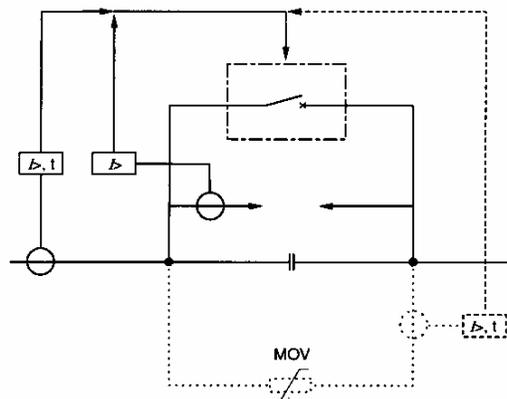
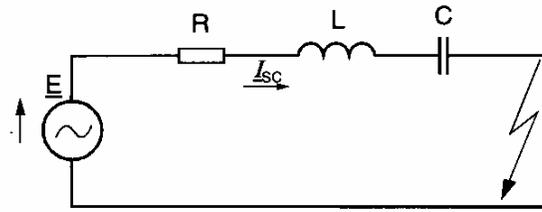


Fig. 92 Capacitor serie con protección (solo se muestran las funciones básicas)

En el caso de grandes corrientes de cortocircuito, el descargador descarga y cortocircuita dentro medio ciclo ($<10\text{ms}$). Luego del reseteo de las corrientes de cortocircuito, se abre el interruptor en forma automática luego de un retardo de tiempo ajustado (por ej., 200 ms), y el capacitor retorna a su servicio. En el caso de grandes corrientes de cortocircuito, la protección de distancia reacciona en forma similar que en una línea no compensada.

Cuando el descargador no enciende durante la falla, se presentan condiciones más complejas. Se presenta una oscilación transitoria del circuito L-C-R serie con la superposición de una componente de frecuencia sub-sincrónica (fig. 93). La componente continua usual de la corriente de cortocircuito de los circuitos L-R es reemplazada en este caso por una oscilación resonante creciente en forma lenta en el rango de 10-40 Hz, dependiendo de la configuración de la red. La corriente y tensión de cortocircuito en el relé dependen de la localización de los capacitores serie en relación con la ubicación del relé. Se producen fundamentalmente los siguientes fenómenos:

- Reactancia de falla reducida
- Inversión de la tensión
- Inversión de la corriente

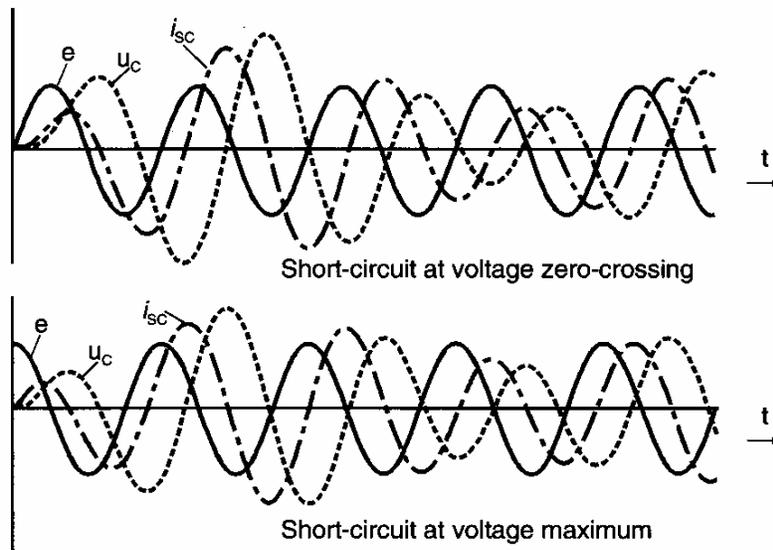


a) circuito equivalente

$$\hat{E} \cdot \sin(\omega t + \lambda) = L \frac{di_{sc}}{dt} + R \cdot i_{sc} + \frac{1}{C} \int i_{sc} dt$$

$$i_{sc} = \hat{E} \cdot \sin(\omega t + \lambda - \Theta) + e^{-\alpha t} (K_1 \cos \beta t + K_2 \sin \beta t)$$

b) ecuación diferencial y solución (isc)



c) transitorio de la falla

Fig. 93 Cortocircuito en una línea compensada serie, transitorio de la corriente de cortocircuito (grado de compensación $K_c=50\%$)

6.4.1 Reactancia de falla reducida

Se examina inicialmente el caso donde la reactancia de falla permanece positiva desde el lugar de la falla hasta el relé (fig. 94). En este caso típico de cortocircuito, la corriente atrasa respecto a la tensión en el lazo de falla completo. En el capacitor, resulta un incremento positivo de la tensión. La protección de distancia mide una reactancia positiva, como en un sistema no compensado. El valor de la reactancia de la línea aparece sin embargo como reducida por la reactancia capacitiva. La zona de sub-alcance de la protección de distancia debe, por lo tanto, ser adaptada a la línea compensada: $X1 = kGF1 \cdot (XL - XC)$.

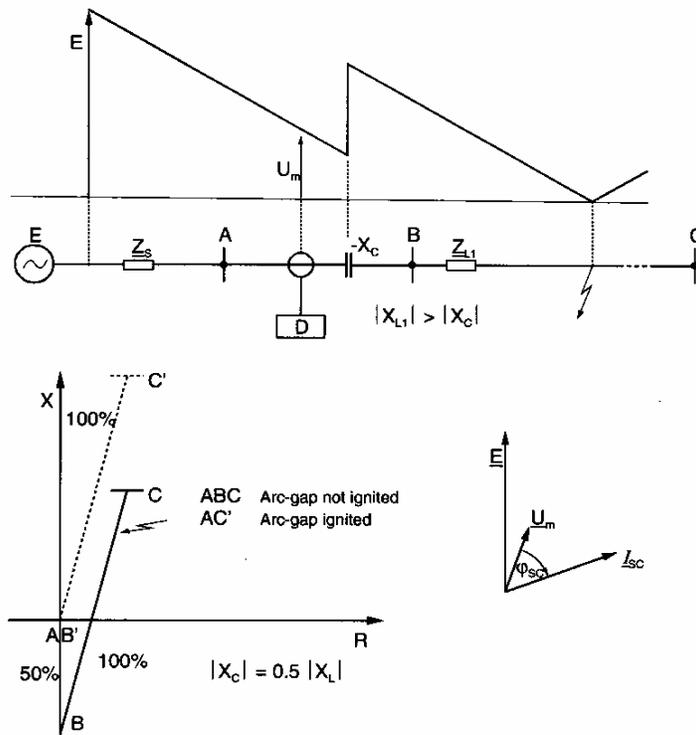


Fig. 94 Tensión positiva medida por el relé

La oscilación sub-sincrónica superpuesta provoca una trayectoria de la impedancia de falla con aspecto de espiral desde el punto de impedancia de falla hasta el punto de impedancia de estado estacionario, alternando en sobre-alcance y sub-alcance (fig. 95).

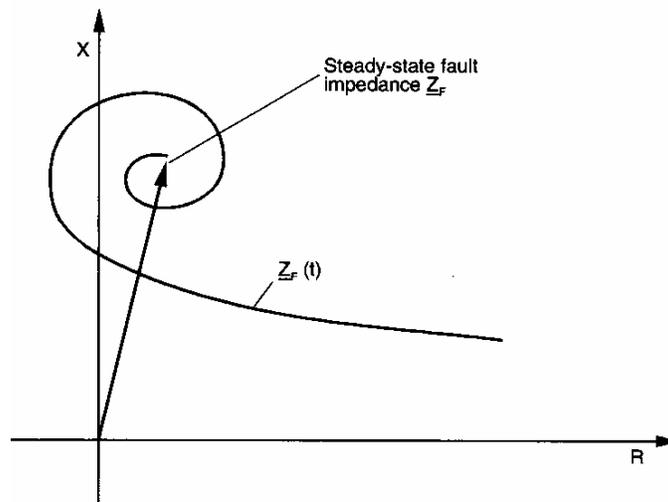


Fig. 95 Transitorio de la impedancia de falla

Dado que la resonancia sub-sincrónica no puede ser completamente filtrada en el relé, especialmente cuando su frecuencia está cerca de la frecuencia del sistema, debe reducirse la zona de sub-alcance mediante un margen de seguridad adicional K_{trans} para evitar un sobre-alcance transitorio: $X_1^* = X_1 \cdot K_{trans}$. Si se asume una respuesta en frecuencia lineal en el rango de las bajas frecuencias en la función de filtrado en el relé de distancia, luego la oscilación sub-sincrónica es amortiguada en un factor f_{sub}/f_{net} . En este caso se puede derivar asumiendo la peor de las situaciones:

$$K_{trans} = \frac{1}{1 + \frac{\hat{U}_{gap}}{\sqrt{2} \cdot E}} \quad (107)$$

donde:

\hat{U}_{gap} : Tensión de encendido del descargador

E : tensión de la fuente de alimentación Fem

El siguiente ejemplo ilustra el orden de magnitud del factor de escalonamiento transitorio K_{trans} :

Para $E = 1.1 \cdot 400 \text{ kV}$ y $\hat{U}_{gap} = 200 \text{ kV}$, se obtiene $K_{trans} = 0.76$.

Con un factor de escalonamiento típico de $kGF1 = 0.85$ y un grado de compensación de $K_c = 70\%$, el alcance de la primera zona calculado sería $X1 = 0.85 \cdot 0.76 \cdot (1 - 0.7) \cdot X_L = 0.2 \cdot X_L$. Es evidente que en líneas compensadas serie, una zona de sub-alcance solo puede ser efectiva para fallas muy cercanas

6.4.2 Inversión de la tensión

Esto ocurre cuando la reactancia capacitiva del capacitor es mayor que la reactancia inductiva de la línea (fig. 96).

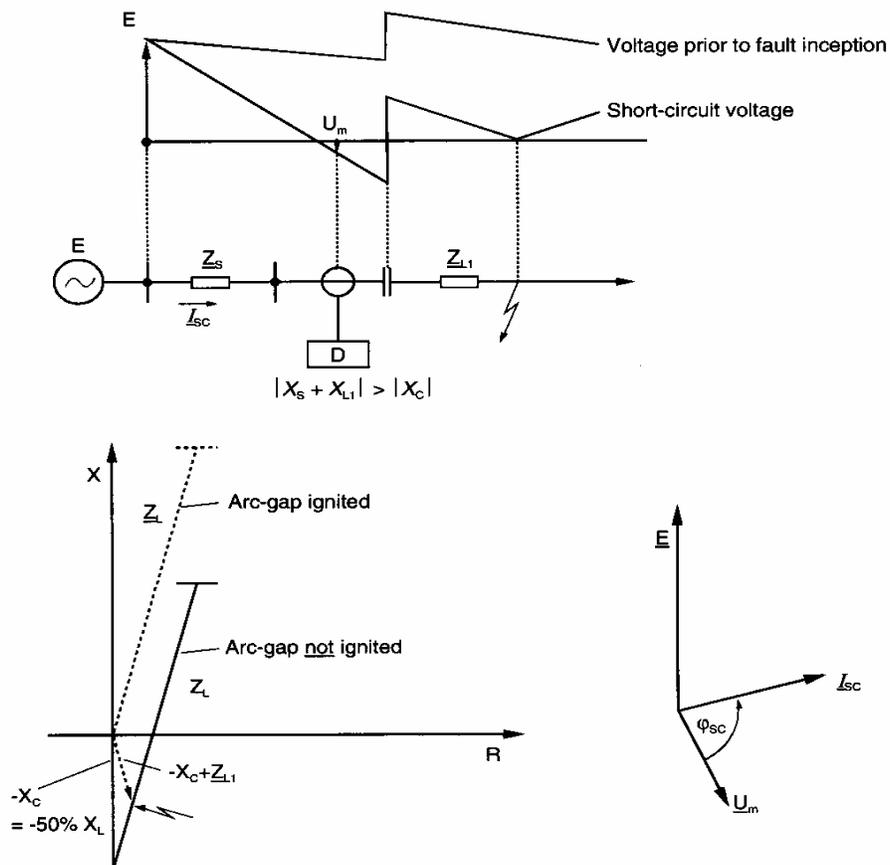


Fig. 96 Cortocircuito en líneas con compensación serie: inversión de la tensión medida U_m en el relé

La reactancia de lazo desde el relé hacia el lugar de la falla es negativa en este caso. La corriente en este caso permanece sin embargo positiva, dado que la impedancia total de cortocircuito hasta la fuente de alimentación E es positiva. En este caso, la tensión en el relé tiene una inversión de fase, es decir, en el punto de medición, la tensión atrasa respecto a la corriente en aproximadamente 90° . La impedancia de falla medida es por lo tanto negativa. Esto implica que una decisión de dirección basada en las tensiones de lazos fallados indicaría la dirección contraria, a pesar de que la falla está en la línea hacia delante. La dirección de decisión utilizando lazos o tensiones memorizadas daría resultados correctos, como se señaló anteriormente. En la fig. 97 se muestra la característica del relé adaptada (zona de sobre-alcance) en una línea con compensación serie.

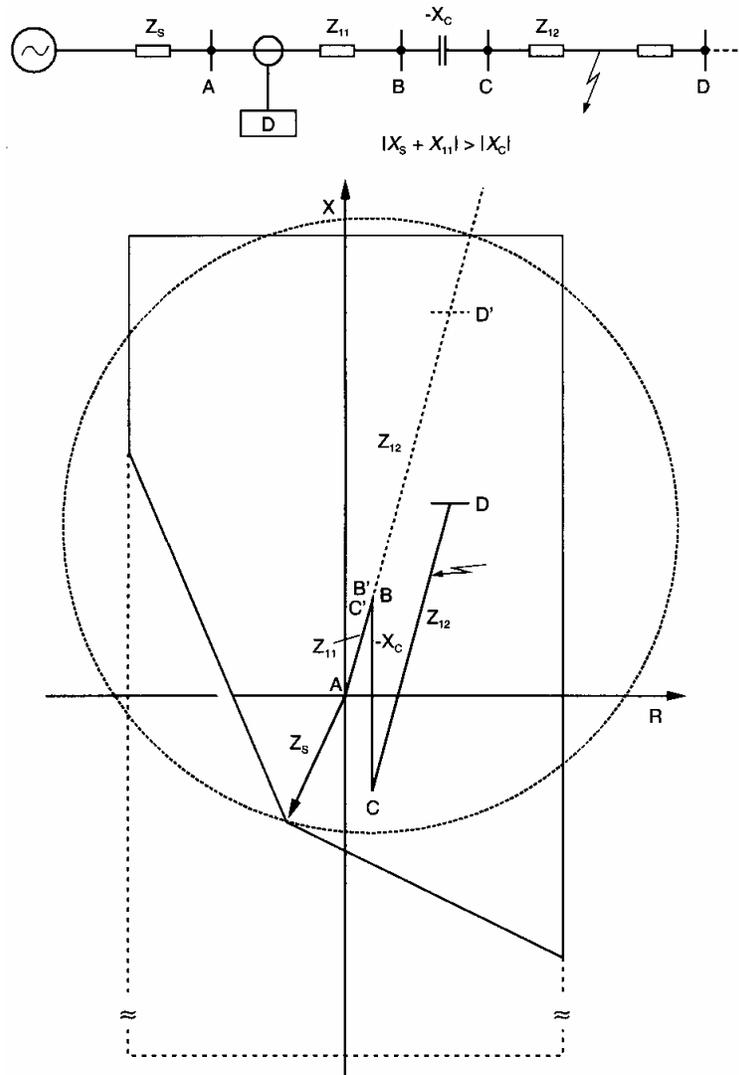


Fig. 97 Decisión direccional con memorias de tensión, característica cuadrilateral y MHO.

La zona de distancia poligonal utiliza tensiones de lazos fallados y por lo tanto es fija en el plano de impedancia. La característica direccional utiliza memorias de tensión o tensiones de lazos no fallados, y es desplazada por lo tanto en el valor de la impedancia de fuente. La característica Mho debe ser polarizada con un alto grado de fase sana, o respectivamente con tensión memorizada ($Kp=1$) con el objeto de extender significativamente el alcance del círculo en la dirección de X negativa.

Luego, la extensión total de la línea queda dentro de la característica direccional hacia delante de la zona de sobre-alcance. Una protección de comparación direccional con zonas de distancia de sobre-alcance provee por lo tanto una configuración de protección adecuada para líneas con compensación serie. El ajuste requiere una extensión adicional de $1/K_{trans}$ para compensar el efecto de la resonancia sub-sincrónica:

$$Z_{over} = 1,2 \dots 1,3 * (1/K_{trans}) ZL.$$

Puede utilizarse ambas técnicas, de bloqueo y habilitación, en el esquema de comparación direccional.

6.4.3 Inversión de corriente

Esto ocurre cuando la impedancia de cortocircuito desde la ubicación de la falla hasta la fuente, es negativa (fig. 98).

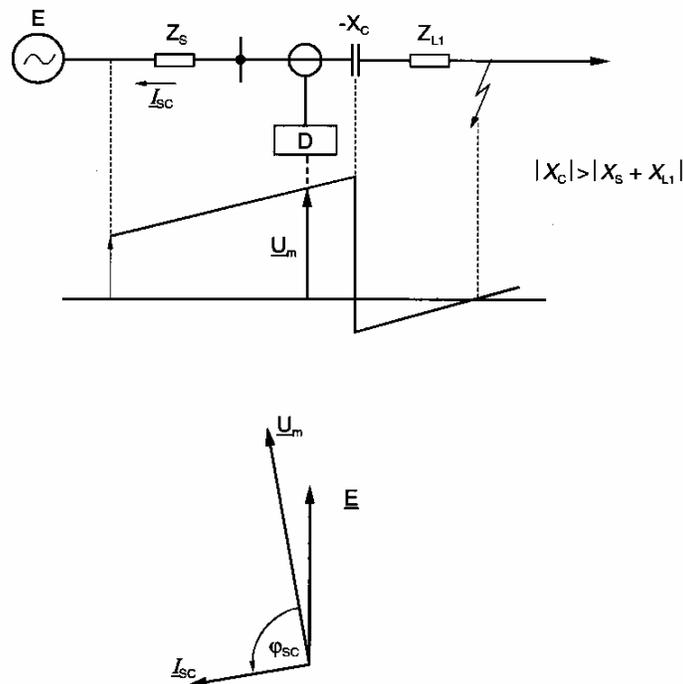


Fig. 98 Inversión de fase de la corriente de cortocircuito

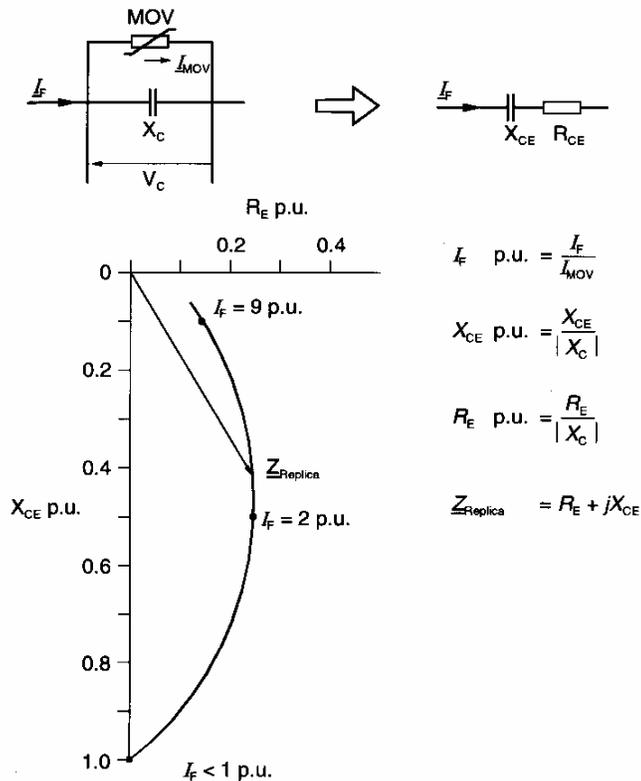
La impedancia en el lugar del relé es luego también negativa, ya que la inversión de corriente es más probable cuando la falla se produce directamente detrás del capacitor. Hay sin embargo algunas configuraciones de sistemas donde la impedancia en el relé permanece positiva.

La corriente de cortocircuito en cualquier caso adelanta respecto a la tensión de lazo no fallado o a la tensión memorizada en aproximadamente 90° . La protección de distancia tomaría por lo tanto una decisión incorrecta y se bloquearía durante fallas internas o actuaría ante fallas externas. La inversión de corriente sin embargo solo ocurre en configuraciones muy especiales de sistemas. En general circulará una corriente de cortocircuito muy elevada, provocando la ignición del descargador y por lo tanto provocando el by-pass del capacitor serie durante la duración del cortocircuito.

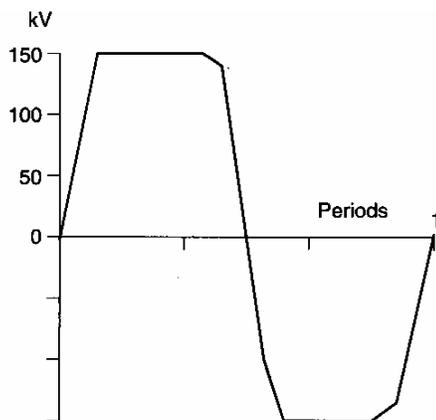
La inversión de corriente puede tratarse solamente por medio de una protección de comparación direccional basada en variaciones delta de magnitudes (medición de $\Delta U/\Delta I$). Aún cuando la comparación de fase, y en muchos casos también la protección diferencial, se bloquearía en este caso, ya que el sistema de protección la reconocería como una falla externa.

6.4.4 Resistencia no-lineal (varistor) en el camino de cortocircuito

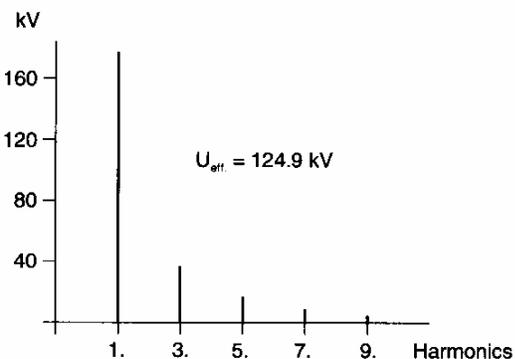
Los bancos de capacitores modernos utilizan un MOV (metal oxide varistor) para limitar la tensión (fig. 99).



a) equivalente serie de la combinación capacitor-varistor



b) tensión a lo largo del capacitor



c) espectro de la tensión del capacitor

Fig. 99 Capacitor serie con MOV (metal oxide varistor)

El descargador luego se ajusta con un valor alto, de tal manera que solo inicie la ignición cuando se produzca una falla interna con una elevada corriente de falla. Durante las fallas externas, el MOV solo limita la tensión. El capacitor automáticamente vuelve a su servicio luego de que la corriente de cortocircuito desaparece, provocando que la tensión caiga por debajo del límite de tensión del varistor.

El varistor funciona como una resistencia variable en el camino de cortocircuito. El circuito equivalente y la impedancia dependiente de la corriente de la combinación varistor-capacitor se muestra en la fig. 99. La impedancia equivalente es aplicable a la componente fundamental. Debido a la distorsión no lineal de la tensión del varistor, también se presentan armónicas. En el caso de un cortocircuito detrás del capacitor, tales armónicas están presente en la tensión de cortocircuito en el relé. De los resultados obtenidos de la aplicación de filtros de Fourier en los relés digitales numéricos modernos, se puede decir que tales armónicas no tienen influencia en la precisión de la medición. La impedancia equivalente del MOV incluye también una componente resistiva (RE), la cual debe considerarse en el ajuste del relé (fig. 99a).

6.5 BLOQUEO POR OSCILACIONES DE POTENCIA, DISPARO POR OSCILACIONES DE POTENCIA (out-of-step protection)

La fig. 100 muestra el diagrama fasorial de una línea aérea con carga. Las redes conectadas a la misma se representan por medio de fuentes E1 y E2. Las impedancias de fuente Zs1 y Zs2 corresponden a las potencias de cortocircuito respectivas de las dos fuentes. El ángulo ϑ es el ángulo de transmisión; cuando se incrementa la potencia activa transferida, el ángulo se incrementa también. La potencia activa transferida se puede conocer a partir de la siguiente ecuación:

$$PTP = \frac{E_1 \cdot E_2}{Z_T} \cdot \sin \vartheta \quad (107)$$

con $Z_T = Z_{S1} + Z_L + Z_{S2}$ (108)

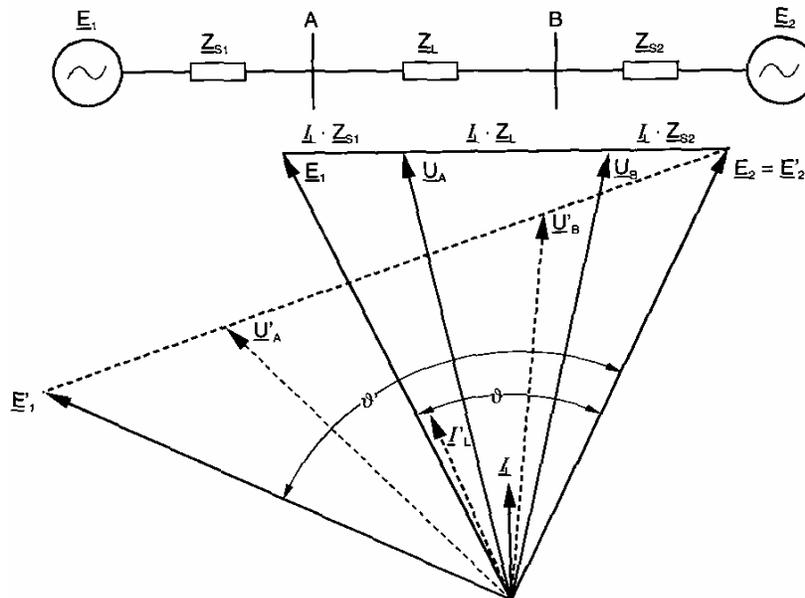


Fig. 100 Circuito equivalente para analizar las oscilaciones de potencia

6.5.1 Estabilidad estática

De la ec. 107 se deduce que la máxima transferencia de potencia se produce cuando $\vartheta=90^\circ$. Al mismo tiempo, esto corresponde al límite de estabilidad estática. No se puede mantener una operación estable más allá de este punto. En la práctica, sin embargo, se encuentra ángulos de operación de 60° como muy elevado, dado que hay que mantener un margen de seguridad en la estabilidad.

Si todas las tensiones se dividen por la corriente de carga I_L , se obtiene luego un diagrama de impedancias equivalente de la línea con carga. La representación se hace de tal manera que el relé de distancia quede ubicado en el origen de coordenadas del sistema (fig. 101).

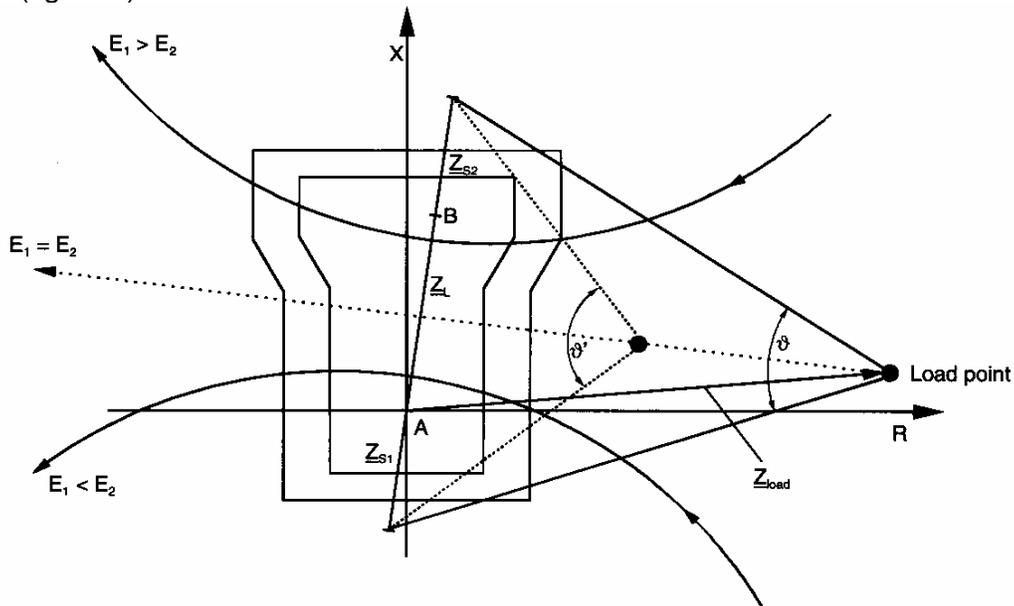


Fig. 101 Proceso de la oscilación de potencia en un sistema de transmisión: diagrama de impedancia y línea de transmisión

En esta representación se puede ver la impedancia de carga medida por el relé y se puede determinar su distancia a la característica de arranque. Cuando la carga cambia, la impedancia de carga se mueve a lo largo de las trayectorias mostradas (caminos circulares). Si $E_1 = E_2$, lo cual puede ser usado como primera aproximación para condiciones normales del sistema, luego la trayectoria de impedancia sigue una línea recta la cual es perpendicular a la sumatoria de las impedancias Z_Σ . En el punto de transferencia de potencia máximo permitido de estado estacionario, es decir $\vartheta = 90^\circ$, la impedancia de carga debe mantener todavía un margen de seguridad con respecto a la característica más grande del relé de aproximadamente 20% ($Z_{load} \cdot \cos \varphi_{load} \geq 1.2 \cdot R_p$), para prevenir el arranque del relé durante variaciones de carga que ocurran en operación normal. En el caso de doble ternas debe notarse que el valor de la impedancia de carga puede reducirse a la mitad cuando uno de los circuitos es desconectado. Los ajustes de impedancia en dirección R deben reducirse a la mitad en forma correspondiente.

6.5.2 Estabilidad dinámica

Los cambios dinámicos del ángulo de transmisión por arriba de 90° están permitidos sin que esto resulte necesariamente en la inestabilidad de la red. Esto se basa en el criterio de las áreas iguales referida en la fig. 102.

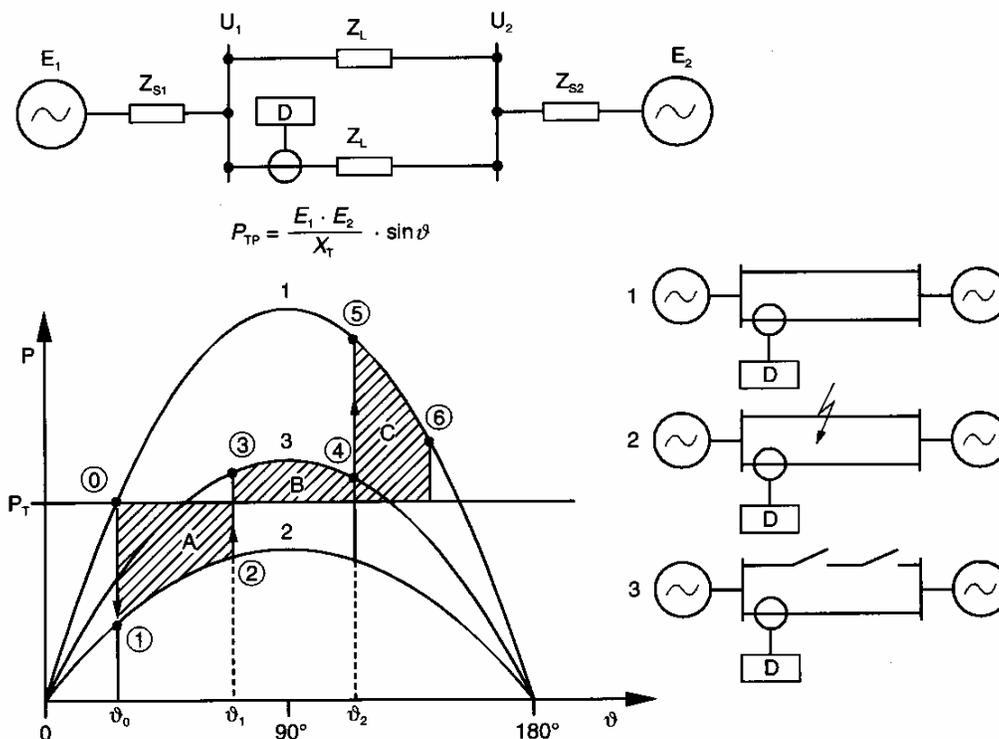


Fig. 102 Estabilidad dinámica del sistema; criterio de las áreas iguales

La potencia transferida se calcula según la ecuación mostrada y sigue una curva senoidal dependiendo del ángulo de carga ϑ . El punto de operación nominal corresponde a la potencia de impulso conectada P_T . Los generadores se aceleran cuando la potencia transferida es menor que la potencia de impulso mecánica. Este es el caso durante un cortocircuito cuando la tensión colapsa (Area A). Por el contrario, los generadores se frenan o desaceleran durante el tiempo muerto del ciclo de autorecierre (Area B), y luego de un recierre exitoso del alimentador (Area C), dado que la potencia transferida es este caso mayor que la potencia mecánica de impulso. Los generadores retornan a su punto de operación estable inicial en tanto y en cuanto el área de frenado (B+C) sea mayor que el área de aceleración (A). Este será el caso si la falla en el sistema de potencia es despejada rápidamente (tiempo de despeje de falla crítico).

6.5.3 Bloqueo por oscilación de potencia (power swing blocking)

El proceso de oscilación de potencia descrito anteriormente se muestra como curva de impedancia en la fig. 103. Durante la operación en estado estacionario, el relé mide la impedancia de carga transferida con el ángulo de transferencia ϑ_0 . En el momento de la ocurrencia de la falla, la impedancia se traslada inicialmente hacia la impedancia de falla la cual es reconocida por el relé como una falla externa (punto 1). Luego de que hayan sido accionados los interruptores de la línea fallada (punto 2) por la protección, la impedancia vista por el relé se traslada nuevamente hacia la impedancia de carga (punto 3), la cual corresponde a un ángulo ϑ mayor de transferencia de potencia, y a una

impedancia de transferencia mayor (previamente: $Z_T = Z_{S1} + Z_L / 2 + Z_{S2}$, luego: $Z_T = Z_{S1} + Z_L + Z_{S2}$). El ángulo de transmisión se mueve ahora a ϑ_2 (punto 4), como consecuencia de que los rotores de los generadores siguen aumentando su avance, a pesar de que están siendo frenados (disminución de la aceleración). Luego de un ciclo exitoso del ARC de la línea, el vector de la impedancia de carga se traslada a la nueva posición (punto 5), y se sigue moviendo desde allí hacia dentro de la característica de la protección de distancia (punto 6).

Si no tiene lugar una actuación, la impedancia de carga retorna hacia su posición estable inicial. Si el vector de impedancia de carga entra y permanece dentro de las zonas correspondientes durante un período de tiempo lo suficientemente largo, el relé puede actuar. EL disparo durante las oscilaciones de potencia puede inhibirse por medio de la función denominada "bloqueo por oscilación de potencia" (power swing blocking). Su modo de operación se basa en el hecho de que luego de la ocurrencia de la falla, la impedancia se traslada abruptamente desde el punto de operación al de impedancia de cortocircuito dentro de la característica de impedancia. Por el contrario, durante oscilaciones de potencia, el vector de impedancia muestra un cambio más lento en su trayectoria. Su velocidad de variación se corresponderá con la frecuencia de oscilación.

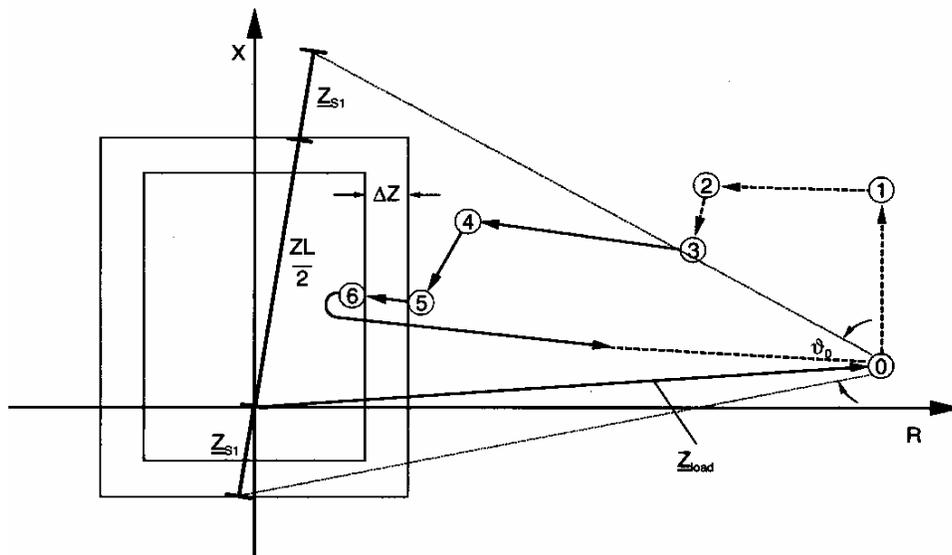


Fig. 103 Trayectoria del vector de oscilación de potencia en el plano de impedancia

Midiendo dZ/dt o $\Delta Z/\Delta t$ y comparando con un umbral, es posible distinguir entre cortocircuitos y oscilaciones de potencia. El método más sencillo para esta determinación, es determinar el tiempo total requerido por el vector de impedancia para pasar por la zona delimitada por dos características de impedancia. Para ello se provee una característica de oscilación de potencia. Esta incluye la característica de arranque a una distancia ΔZ . Luego se mide diferencia de tiempo Δt que demora el vector impedancia en atravesar tal ΔZ (fig. 103). El tiempo será menor si la oscilación de potencia es más rápida.

Para detectar frecuencias grandes de oscilación de potencia, el ajuste de ΔZ debe ser tan alto como sea posible, y el ajuste de Δt tan corto como sea posible. Ajustes típicos de ambos están en el rango de $\Delta Z = 10\text{-}20\%$ de Z_A y $\Delta t = 20\text{-}40$ ms. Con estos rangos de ajuste se pueden detectar oscilaciones de potencia entre 2-3 Hz. Con algunas técnicas de

medición especiales, se pueden detectar oscilaciones más rápidas hasta 7 Hz. En este caso se requiere una medición continua de $\Delta Z/\Delta t$ en intervalos cortos (5 ms).

Una vez que se detecta una oscilación de potencia, se debe mantener una señal de bloqueo hasta que el vector de impedancia de carga (en este caso el vector de oscilación de potencia) abandone la característica de arranque. Es también posible en forma alternativa remover la señal de bloqueo luego de un tiempo fijo de retardo. El bloqueo de oscilación de potencia naturalmente incluye el riesgo de que un cortocircuito genuino durante la señal de bloqueo no resulte en la actuación de la protección. Para evitar esto, la condición de bloqueo se genera solamente en el caso de condiciones balanceadas simétricas del sistema trifásico. Desbalances (>25%), o la ocurrencia de una falla con contacto a tierra remueve la condición de bloqueo en forma inmediata.

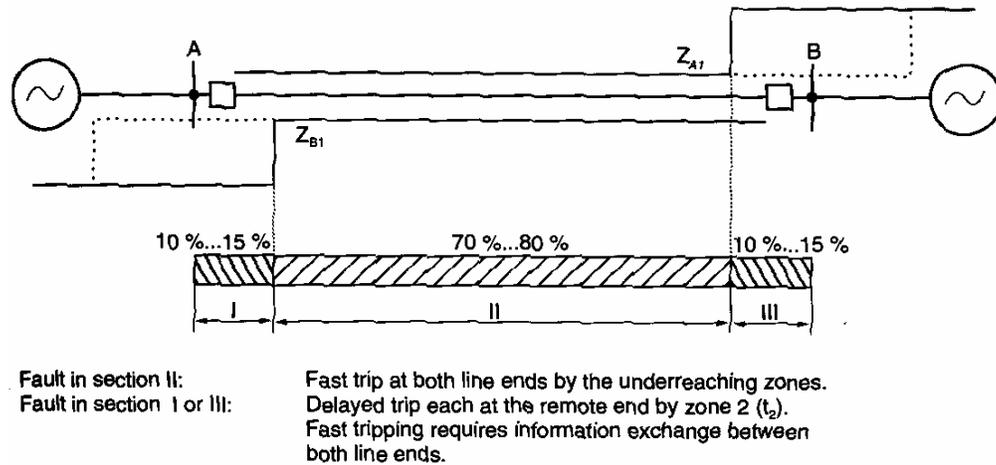
Además, la continuidad de la oscilación de potencia puede ser monitoreada. Si ocurre un salto, se remueve la condición de bloqueo en forma inmediata, aún en el caso de que se detecte un evento improbable de cortocircuito trifásico simétrico, mientras el vector de oscilación de potencia este dentro de la característica de arranque.

Por último, es posible seleccionar cual zona de la protección de distancia será bloqueada por la función de bloqueo por oscilación de potencia, es decir, todas las zonas, solo la primer zona, o todas excepto la primer zona. Algunas veces la primer zona no se bloquea, cuando el ángulo de transmisión necesita alcanzar un valor muy elevado (cerca de los 180°) para iniciar disparo (ajuste pequeño de la primer zona en dirección de R). En este caso se asume que el sistema perderá la estabilidad y por lo tanto es deseable el disparo. No se requiere el bloqueo de las zonas superiores cuando no se espera ninguna oscilación lenta en el sistema, es decir, el vector de oscilación de potencia abandona la zona relevante antes de que el tiempo ajustado de zona haya expirado.

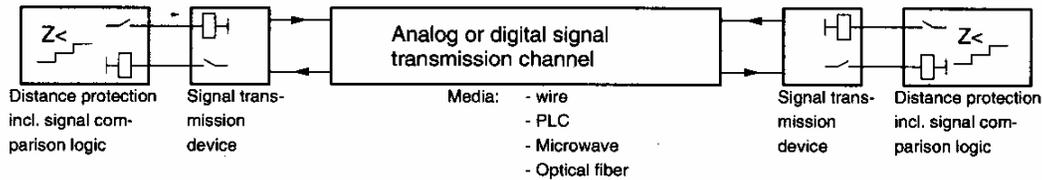
En principio, esas limitaciones se originaron en los métodos convencionales, donde el monitoreo de desbalances y discontinuidades todavía no estaba todavía implementado. No era posible, por lo tanto, excluir la eventualidad de bloquear el disparo de una falla del sistema durante la oscilación de potencia. Cuando las condiciones del sistema demandan una función de bloqueo por oscilación de potencia, se recomienda seleccionar el bloqueo de todas las zonas en relés digitales, ya que el curso y la frecuencia de la oscilación dependen de la configuración del sistema y no puede ser nunca estimada con anterioridad en forma precisa. En sistemas estables con fuentes fuertes de alimentación y sin caminos de transmisión largos, no se requiere el bloqueo por oscilación. En los países europeos en general, esta función está fuera de servicio en la gran mayoría de los casos (líneas cortas).

7. PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON TELE-PROTECCIÓN

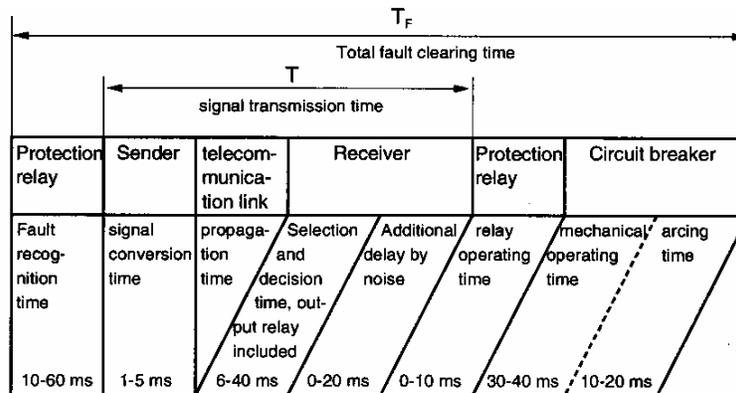
Los relés de distancia en ambos extremos de un vínculo de transmisión, combinados con canales de comunicación para el intercambio de información, pueden formar un sistema de protección capaz de despejar fallas en forma selectiva en el alimentador protegido sin retardo de tiempo (fig. 104a).



a) Por qué protecciones de distancia con canales de comunicación?



b) Protección con comunicación de datos



c) Protección de distancia con comunicación de datos, tiempos de operación

Fig. 104

En tales sistemas, la protección debe transmitir ya sea una señal de habilitación (autorización o permisivo), dependiendo de que si se implementa un esquema de bloqueo o permisivo (autorizado). En cualquier caso solo se transmite una señal simple si/no, para lo cual es suficiente un canal con un ancho de banda pequeño. Se utilizan comúnmente los siguientes sistemas de comunicación (fig. 104 b y c):

- Hilos pilotos (cables espaciales de señalización de la protección con apantallamiento y aislamiento contra tensiones inducidas) para distancias de aproximadamente 25 kM.
- Canales PLC (power line carrier transmission on high voltage OHL) para distancias hasta aproximadamente 400 kM.
- Radio direccional hasta aproximadamente 50 kM (línea de sight) directos; distancias más largas vía estaciones de relay.
- Cables de fibra óptica – vínculos directos hasta aproximadamente 150 kM; distancias más largas con amplificadores repetidores.

El tiempo de transmisión de la señal con dispositivos de transmisión de datos de protección a frecuencia de audio (inter-disparo VF), es de aproximadamente de 15-20 ms. En esos canales se utiliza el corrimiento de frecuencia como técnica de modulación. Esta técnica da buena inmunidad contra las interferencias. En el caso de PLC el tiempo de transmisión se reduce a aproximadamente 5 ms. Como resultado de la baja seguridad contra operaciones incorrectas, este método se utiliza, sin embargo, solo en sistemas de bloqueo (especialmente en USA).

La comunicación de datos vía fibras ópticas con transmisión digital ha introducido un mundo de nuevas posibilidades. En este caso no hay prácticamente interferencia y por codificación de los datos transmitidos, se logra una seguridad extremadamente elevada. Se logra una alta disponibilidad y tiempos de transmisión extremadamente cortos por debajo de 5 ms.

A continuación se describen los distintos tipos de tele-protección.

7.1 TRANSFERENCIA DE DISPARO PERMISIVO AUTORIZADO (PERMISSIVE INTER-TRIP)

En este caso, la zona de sub-alcance (usualmente la primera zona) dispara directamente el interruptor en el extremo local y simultáneamente envía una señal al extremo remoto. La señal recibida del extremo remoto se usa para llevar a cabo el disparo rápido cuando la falla cae cerca del extremo remoto, más allá del límite de la zona de sub-alcance. Este esquema permisivo logra tiempos muy cortos de disparo, independientemente del tiempo de transmisión de la señal, en el 85% de la línea protegida. En el caso de doble terna de líneas aéreas, debe considerarse, sin embargo, que el alcance de la primera zona puede ser acortada en caso de fallas a tierra (ver pto. 6.3). Para el inter-disparo del interruptor en el extremo remoto, existen las posibilidades que se describen a continuación.

7.1.1 Transferencia directa de disparo con sub-alcance (Direct underreaching transfer trip-DUTT)

En este caso el interruptor es directamente accionado por la señal recibida. Este disparo directo sin la consideración de cualquier criterio de protección en el extremo receptor, es solamente utilizado en casos excepcionales, ya que una señal errónea recibida causaría el disparo incorrecto del interruptor.

Una aplicación de este sistema es por tanto pensable solo cuando no hay disponible transformadores de tensión ni de corriente en el extremo remoto, para la conexión de un relé. A menudo se utiliza dos canales independientes para lograr una mayor seguridad. En el extremo receptor, las señales se conectan a una puerta Y (es decir, conexión de los contactos receptores en serie). Alternativamente, se puede utilizar un canal de

transmisión de señal con seguridad absoluta, como por ejemplo, una transmisión de señal digital vía fibra óptica con protocolo seguro de transmisión.

7.1.2 Transferencia de disparo autorizado con sub-alcance (Permissive underreaching transfer trip – PUTT)

- Con arranque o detección de falla (fault detector)

Con este método, la señal recibida solo provoca el disparo del interruptor cuando el arranque o detector de falla del relé de distancia se hayan activado (pick-up), es decir, se haya detectado una falla (fig. 105).

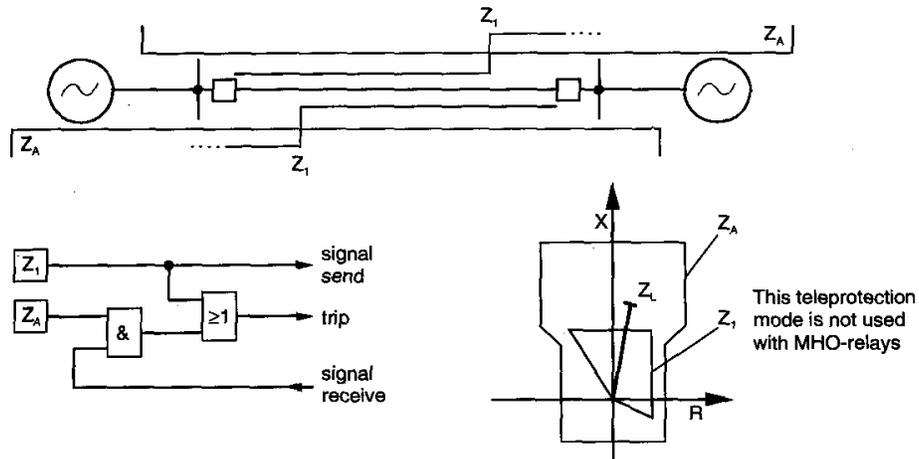


Fig. 105 Protección de distancia con comunicación, PUTT con arranque

En el caso de una aplicación de disparo monofásico, los detectores de falla también sirven al propósito de los detectores de falla, es decir, la señal recibida en el caso de una falla monofásica solo provoca el disparo de la fase fallada. Para fallas multi-fase, se inicia el disparo de las tres fases.

- Con extensión de zona

En este caso, la señal recibida habilita una zona de distancia de sobre-alcance para accionar el interruptor (fig. 106).

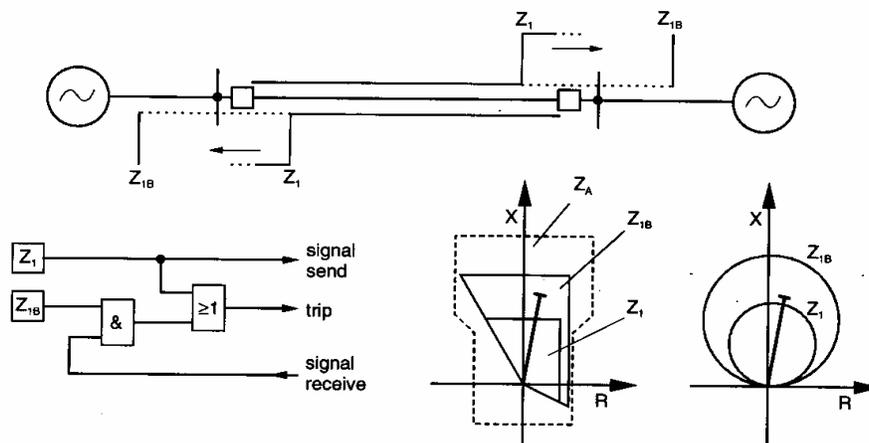


Fig. 106 Protección de distancia con comunicación, PUTT con zona de sobre-alcance

Los relés convencionales logran esto conmutando desde la primer zona a la zona de sobre-alcance en la lógica de disparo. Las restantes zonas escalonadas en el tiempo permanecen disponibles en forma independiente (ref. al pto. 2.4). El PUTT conjuntamente con una zona de sobre-alcance exclusiva tiene la ventaja de una habilitación de disparo más selectiva en comparación al PUTT con la detectores de falla. La habilitación del disparo se limita a fallas en la dirección hacia delante dentro del alcance de la zona de sobre-alcance, es decir, esencialmente limitada a la extensión de la línea protegida.

Los detectores de falla operan, sin embargo, para fallas remotas en el sistema. La probabilidad de una sobre-función cuando se reciba una señal incorrecta es, por lo tanto, mayor en este caso. En los relés convencionales, la desventaja es que, luego de la conmutación de la zona de sub-alcance a la zona de sobre-alcance, tiene que realizarse una nueva medición, causando un retardo de tiempo adicional en el orden de las decenas de milisegundos. En los relés digitales numéricos esto no sucede más ya que la medición de distancia para todas las zonas está disponible en forma simultánea.

7.1.3 Transferencia de disparo autorizado con sobre-alcance (Permissive overreaching transfer trip – POTT)

Con este método se habilita una zona de distancia de sobre-alcance por medio de la señal recibida. En el sentido clásico, este método solo lleva a cabo un disparo rápido cuando los relés en ambos extremos detectan una falla en la zona de sobre-alcance y se envían una a la otra una señal de habilitación (fig. 107).

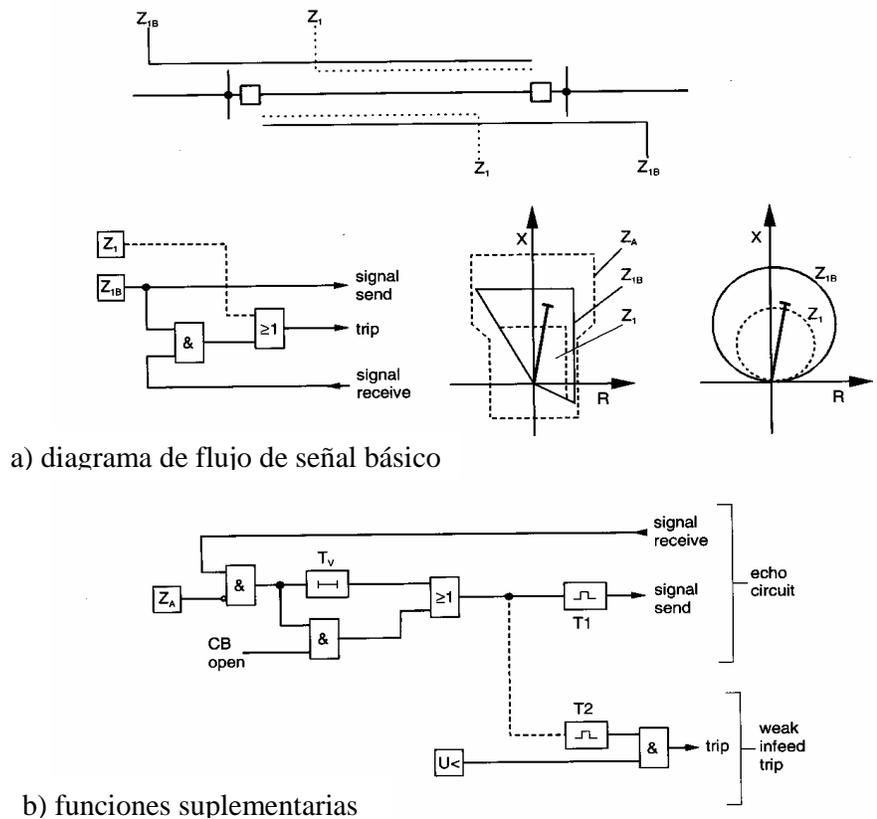


Fig. 107 Protección de distancia con comunicación, POTT

Este método se prefiere para líneas cortas, especialmente cuando la línea aérea o cable es tan corto que la zona de sub-alcance no puede utilizarse debido a que el ajuste más pequeño no es suficiente. En el caso de relés convencionales con característica circular,

la desventaja adicional con ajustes de distancia pequeños es la pobre compensación de resistencia de arco. Por esta razón, el POTT era empleado ya en líneas con longitudes menores a los 20 km, a pesar de que habría sido posible el ajuste de zona de sub-alcance.

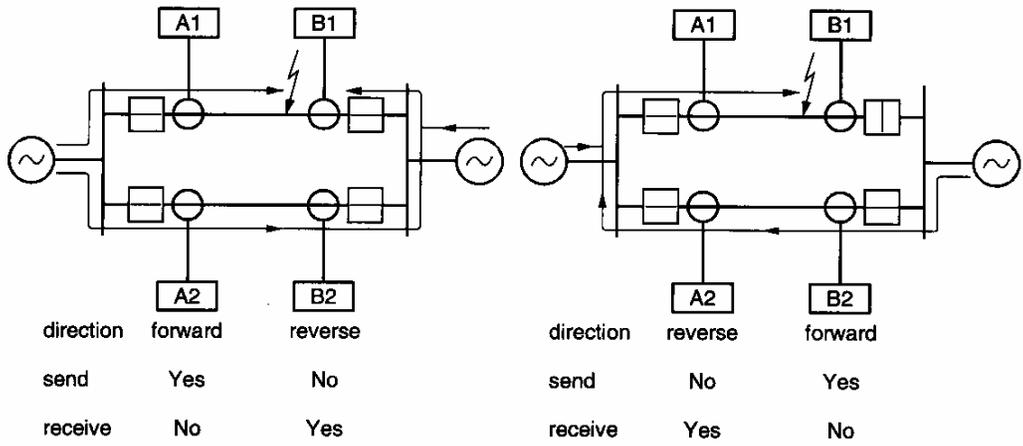
En el caso de relés numéricos con característica cuadrilateral, este argumento ya no es válido, es decir, que el método POTT se recomienda solo para líneas aéreas o cables muy cortos.

Un caso de aplicación especial se da cuando se debe lograr un disparo rápido en una línea que tenga un extremo con fuente débil. En ese caso debe proveerse de un circuito de eco adicional con suplemento de disparo en tal extremo (fig 107b). En el caso de una falla atrás del extremo débil, circula una corriente de cortocircuito a través de la línea protegida hacia la falla. La protección en el extremo débil arrancará con esta corriente y reconocerá la falla en dirección reversa; no enviará, por lo tanto, señal de habilitación al extremo fuerte. El POTT permanece, por lo tanto, estable.

En el caso de una falla interna, por otro lado, la protección en el extremo débil no se activará ya que no circula corriente suficiente desde ese extremo hacia la falla. La señal recibida por el extremo débil es retornada como un eco y permite el disparo en el extremo fuerte. En forma simultánea con el eco, el interruptor en el extremo débil puede ser accionado por la protección.

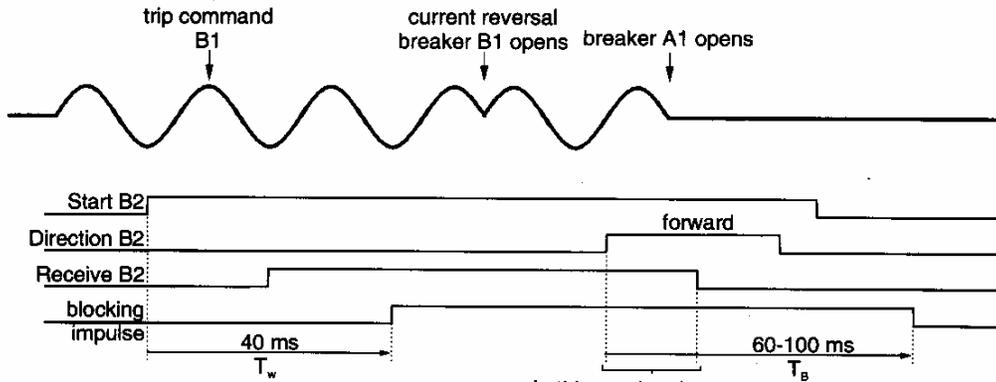
El POTT requiere coordinación de la protección y el canal de transmisión de la señal para prevenir cambios repentinos de la misma durante conmutaciones en el sistema y cambios en la naturaleza de la falla. La fig. 108 muestra un caso típico que puede ocurrir durante el despeje de una falla externa: durante la falla circula corriente de cortocircuito desde A a B ya que la falla se produce cerca de B. El estado de la señal es el mostrado en la fig. 108a. Si la protección o interruptor en la línea fallada en el extremo B reacciona más rápido que en el extremo A, se produce una inversión de la corriente en la línea sana, resultando así en un cambio del estado de la señal como se muestra en la fig. 108b. Esto puede conducir a un disparo incorrecto cuando por ejemplo la protección en B haya cambiado a la dirección hacia delante, mientras la señal recibida en B esté todavía presente. Esta secuencia es de esperarse debido al inevitable retardos del drop-off de la protección en A y los canales de señalización.

Por esta razón se requiere un suplemento de monitoreo el cual detecte fallas externas y luego bloquee el POTT durante un tiempo corto en el cual podría ocurrir una inversión de fase de la corriente. (fig. 108c).



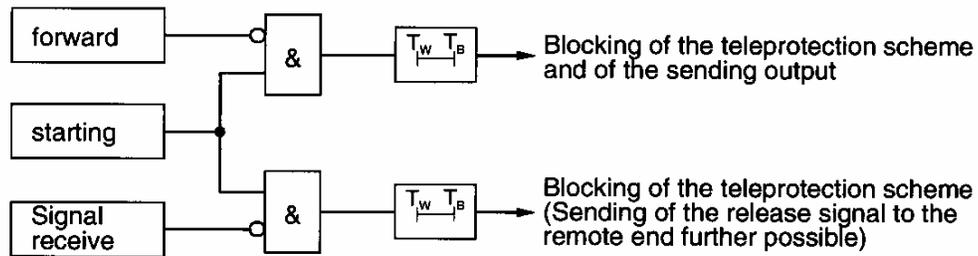
a) estado de la señal antes de la falla

b) estado de la señal luego de la actuación del interruptor en B1



c) diagrama de señales

In this overlapping range the signal comparison logic B2 would false operate without blocking impulse



d) diagrama lógico

Fig. 108 Guarda de inversión de la corriente para la protección POTT

7.2 TÉCNICAS DE BLOQUEO

En estos sistemas, la transferencia de la señal se utiliza para bloquear la protección durante fallas externas.

7.2.1 Protección de distancia con bloqueo – Bloqueo por comparación direccional (directional comparison blocking)

Este procedimiento requiere dos zonas de distancia:

1. Una zona de arranque rápido la cual envía la señal de bloqueo al extremo remoto cuando la falla está fuera de la zona protegida, en la dirección reversa.
2. Una zona direccional hacia delante de sobre-alcance, la cual inhibe la señal de bloqueo durante fallas en la dirección hacia delante, e inicia el disparo de los interruptores si no hay presente señal de bloqueo desde el extremo remoto.

La fig. 109 la configuración clásica de las zonas para un relé MHO conjuntamente con la lógica asociada de este procedimiento.

El alcance reverso de la zona de transmisión de la señal de bloqueo debe ser mayor que el sobre-alcance de la zona de disparo del relé en la estación remota. Ajustes típicos son:

- Zona de disparo: 130% de ZL
- Alcance reverso de la zona de bloqueo 50% de ZL

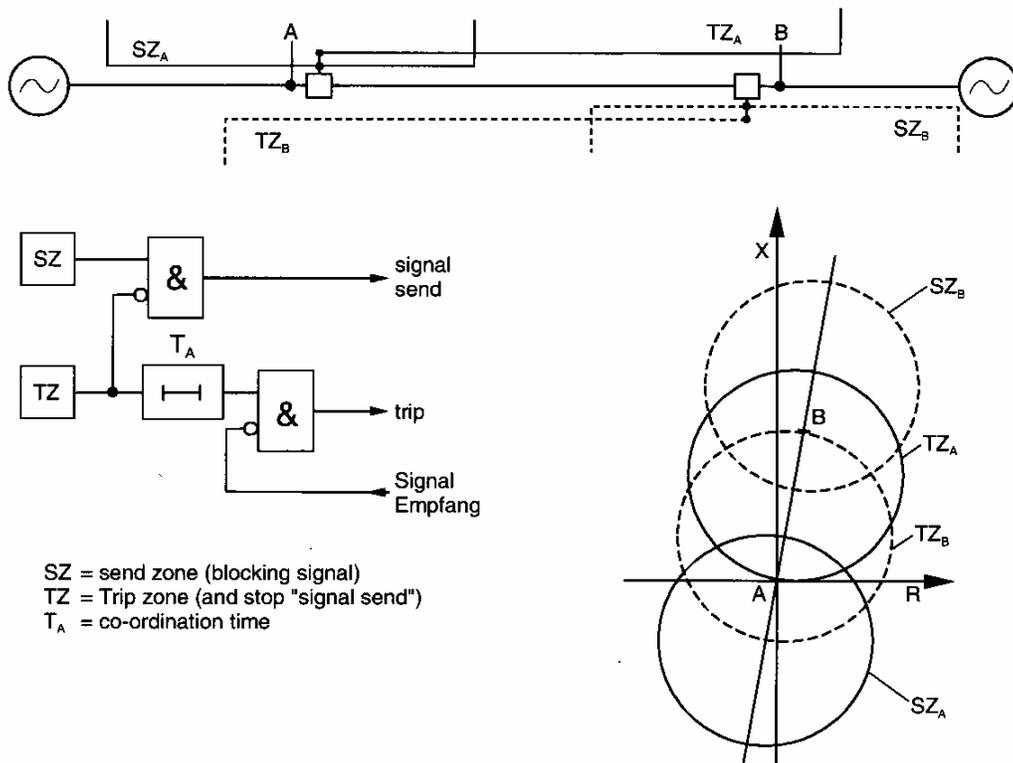


Fig. 109 Procedimiento clásico de bloqueo con una característica MHO

Idealmente, la señal de bloqueo debe ser transmitida solamente cuando la falla ocurra fuera de la zona de protección, en dirección reversa. En los relés convencionales, la zona de transmisión emplea si embargo un off-set en dirección hacia delante, para asegurar que fallas muy cercanas en dirección reversa sean detectadas en forma segura, y también para aumentar la velocidad de esa etapa de transmisión para tales fallas cercanas. Esto

era consecuencia de la medición direccional con tensiones de lazo fallado. La señal de tensión pequeña no permite una decisión direccional segura. Frecuentemente se utiliza un detector rápido de fallas a tierra como un criterio adicional de transmitir la señal de bloqueo en el caso de fallas a tierra.

Consecuentemente, fallas cercanas en la línea protegida pueden resultar inicialmente en la transmisión de la señal de bloqueo, la cual sin embargo se resetea tan pronto se activa la etapa de alcance hacia delante.

La velocidad de la etapa de transmisión es un criterio decisivo conjuntamente con el tiempo de transmisión de la señal ya que ello determina el retardo en la etapa de disparo:

$$T_A = T_{zona-envio} + T_{canal} + T_{zona-disparo} + \text{margen - seguridad}(5ms)$$

La ventaja significativa del procedimiento de bloqueo es que no se necesita transferir señal durante fallas en la línea protegida. Con canales PLC, por lo tanto, no se requiere enviar señal a través de la falla. Por esta razón es posible utilizar PLC's con acoplamiento monofásico directo al circuito protegido.

La aplicación clásica del principio de bloqueo utiliza un canal simple de PLC pero rápido (< 5ms) con modulación de amplitud. Una ventaja adicional de este método es que se puede usar la misma frecuencia del carrier en cada extremo de la línea (también en líneas con tres terminales), ya que es inmaterial para la técnica de bloqueo, desde cuyo transmisor se recibe la señal de bloqueo.

7.2.2 Protección de distancia con desbloqueo – Desbloqueo por comparación direccional (directional comparison unblocking)

El procedimiento de bloqueo descrito tiene la desventaja que durante la operación del sistema sin falla, no se transmite señal. Por lo tanto, el canal de comunicación no es monitoreado. La técnica de desbloqueo fue desarrollada especialmente para canales con frecuencia de audio y no tienen la desventaja acotadas anteriormente.

Adicionalmente, esta técnica es también algo más rápida ya que se transmite una señal continua de monitoreo (piloto). Durante fallas internas, la señal se cambia a señal permisiva o de autorización similar al método POTT ya descrito. Esto implica que no se requiere retardo del disparo esperando una señal de bloqueo. Este procedimiento se ilustra en la fig. 110.

Se requiere en este caso solo una zona de sobre-alcance direccional por extremo de línea. Cuando el sistema no se excita, se transmite la frecuencia del canal de supervisión fsc y se bloquea el disparo. Luego de una falla interna, se excitan las zonas de sobre-alcance Z1B en ambos extremos y cambian sus respectivas frecuencias de fsc a fub (desbloqueo), luego se produce el disparo en ambos extremos (ver diagrama lógico).

Durante fallas externas, la Z1B no se excita (falla en dirección reversa), o no se recibe señal de frecuencia de desbloqueo (falla localizada más allá del extremo remoto). Si Z1B se excita, y no se recibe ni fsc ni fub (corresponde a una falla del canal durante una falla en el sistema), es claro que la señal podría no ser transmitida a través de la ubicación de la falla, es decir, la falla debe estar en la línea protegida.

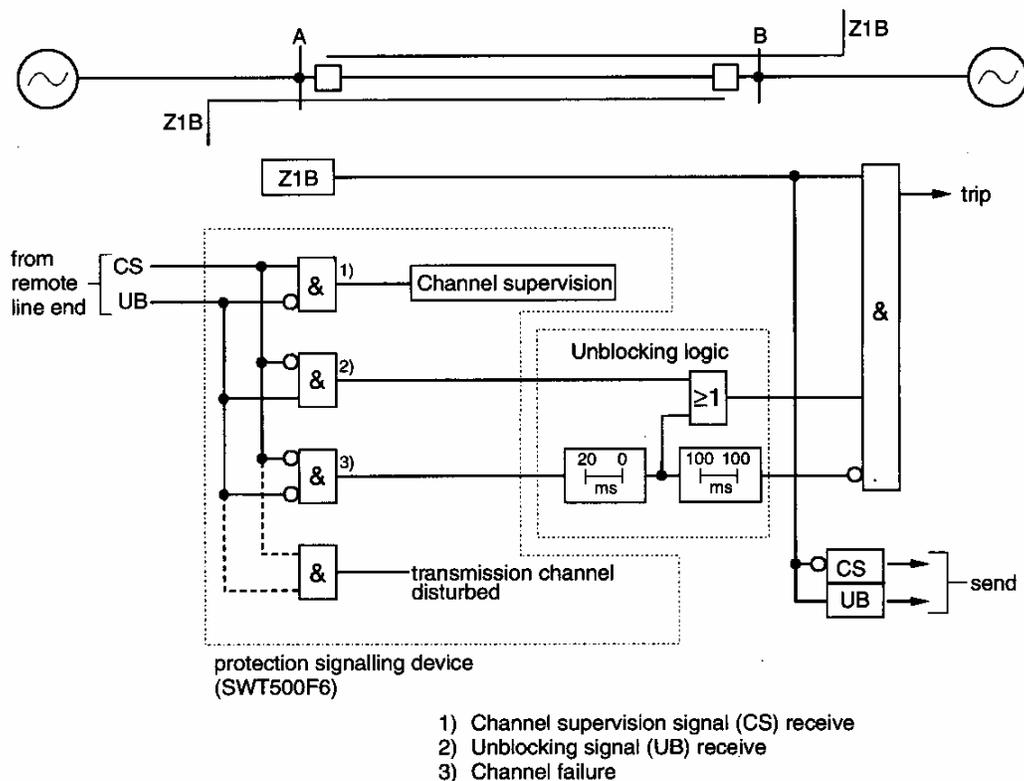


Fig. 110 Protección de distancia en un esquema de desbloqueo

La lógica se implementa de tal forma que, 20 ms luego de la falla del canal, se habilita la zona Z1B por un lapso de 100 ms. Si esto pasa durante la falla, luego tendrá lugar el disparo. Si la falla del canal ocurre durante la operación normal del sistema, no habrá consecuencias puesto que Z1B no se ha excitado. 100 ms después, la protección es nuevamente bloqueada durante todo el tiempo que el canal se encuentra en falla. Este bloqueo se remueve (tiempo de reseteo de 100 ms) cuando se recibe nuevamente una señal. Una recepción simultánea de fsc y de fub se interpreta como un error del canal, y no causa ninguna reacción adicional por parte de la protección.

8. RECIERRE AUTOMÁTICO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El recierre automático es la operación de cierre de un interruptor, luego de un retardo preestablecido, que se realiza en forma automática después de la apertura del mismo, ordenada por el sistema de protecciones asociado. Esta operación se realiza en líneas aéreas de transmisión y distribución.

8.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS FALLAS

Este tipo de recierre no se aplica en sistemas muy mallados o con varias líneas en paralelo, ya que pueden presentarse problemas de estabilidad. Esto dependerá de los parámetros del sistema y hay que analizar qué ocurre si la falla es permanente.

El recierre automático en las líneas de transmisión es una práctica muy utilizada en todo el mundo, dado que mejora la confiabilidad del sistema eléctrico. Esto es así ya que como lo ha demostrado la experiencia, la mayor parte de las fallas en una línea aérea son transitorias y desaparecen luego de un pequeño tiempo. Por lo tanto, si se ajusta adecuadamente el tiempo entre la apertura ordenada por las protecciones y el recierre automático del interruptor, la falla habrá desaparecido y el servicio se mantendrá.

Las descargas de origen atmosférico son las fallas más comunes de este tipo. Las sobretensiones que se inducen en las líneas producen descargas en los aisladores que pueden autoextinguirse. Otro tipo de fallas transitorias se debe a fallas por oscilación de conductores por acción del viento. También existen fallas temporarias producidas por contacto de pájaros, ramas de árboles, etc.

Dado que las fallas de origen atmosférico son fallas que varían según cada región climática, existen algunas diferencias dependiendo de la zona, pero en general se puede esperar que en líneas de alta y muy alta tensión el 80 ú 85 % de las fallas sean transitorias.

8.2 RECIERRE TRIFÁSICO

En el cierre trifásico, ante una falla de cualquier tipo, el sistema de protecciones abre el interruptor en forma trifásica, y luego del periodo muerto o también llamado tiempo muerto, el mismo se recierra. Durante el tiempo que la línea queda desconectada, en el lugar de descarga existe una zona de gas altamente ionizado que va disminuyendo hasta desaparecer. Si se aplica tensión antes que desaparezca dicha nube gaseosa, la misma servirá como canal de descarga y el recierre resultará no exitoso. Por lo tanto, el tiempo muerto de recierre tendrá que tener en cuenta la característica del tiempo de extinción del arco. Este tiempo para las aperturas trifásicas depende de:

1. Condiciones climáticas (viento y temperatura) .
2. Tensión de restablecimiento (módulo y velocidad de crecimiento).
3. Configuración del lugar de descarga.

En las líneas de muy alta tensión de los Estados Unidos, donde se utiliza en su mayoría recierre trifásico, el tiempo muerto empleado es del orden de 400 ms. En particular, según el nivel de tensión podremos tener:

345 kV	350-430 ms
500 kV	370-500 ms
765 kV	470 ms

La práctica de este tipo de recierre era realizada sin restricciones, salvo aquellas inherentes a problemas de estabilidad; en la actualidad estudios realizados recientemente han demostrado que los recierres ultrarrápidos producen solicitaciones en los ejes de grandes generadores de turbinas de vapor. Las solicitaciones producidas son vibraciones torsionales que fatigan los ejes del conjunto generador- turbina; el deterioro que se produce es de tipo acumulativo, por lo que, superado el límite admisible para la vida útil de la máquina, pueden por este fenómeno ocasionarse daños de gravedad. Se recomienda, por lo dicho, no emplear recierres ultrarrápidos en las cercanías de centrales con grandes generadores de turbinas a vapor; o, de hacerlo, prever un tiempo muerto retardado (aproximadamente 10 segundos) para que las oscilaciones producidas se amortigüen.

En líneas de distribución que emplean recierres trifásicos, se suelen emplear tiempos muertos retardados del orden de 2 segundos a 3 minutos, en aquellas líneas en las que hay alimentación desde ambos extremos, se necesita chequear el sincronismo antes de ordenar el cierre.

8.3 RECIERRE MONOFÁSICO

En general el esquema de apertura y recierre monofásico es el siguiente:

- Cuando ocurre una falla monofásica en una línea de transmisión, los sistemas de protecciones en cada uno de los extremos, mandan la apertura de los polos de los interruptores correspondientes a la fase fallada y, luego de un tiempo muerto preestablecido, el equipo de recierre ordena el cierre de los mismos. Si la falla persiste, las protecciones producen la apertura trifásica y definitiva.
- Si se hubiese tratado de una falla polifásica, las protecciones ordenan apertura trifásica sin habilitación de recierre alguno.

A pesar que sólo se recierra para fallas monofásicas, la confiabilidad que se logra sigue siendo muy buena, ya que, estadísticamente, en las líneas de alta y muy alta tensión la mayoría de las fallas son monofásicas. Un ejemplo de esto es el siguiente cuadro de resultados de un estudio realizado en la red eléctrica sueca y norteamericana entre 1967 y 1973:

Tipo de falla	Nivel de Tensión		
	500kV	400kV	200kV
Monofásica	93%	70%	56%
Bifásica	6%	23%	27%
Trifásica	1%	7%	17%

Por otro lado, con recierre monofásico se logra un mejoramiento de la estabilidad del sistema. En nuestro país se ha adoptado este sistema en las líneas de alta tensión, también en Europa es el sistema de recierre más frecuentemente usado. Como en los casos de las aperturas y recierres trifásicos, el tiempo de recierre es función del tiempo de desionización del arco de falla. Sin embargo en este caso, donde sólo se abre la fase

fallada, la misma queda acoplada capacitiva e inductivamente a las fases sanas que permanecen bajo tensión (fig. 111).

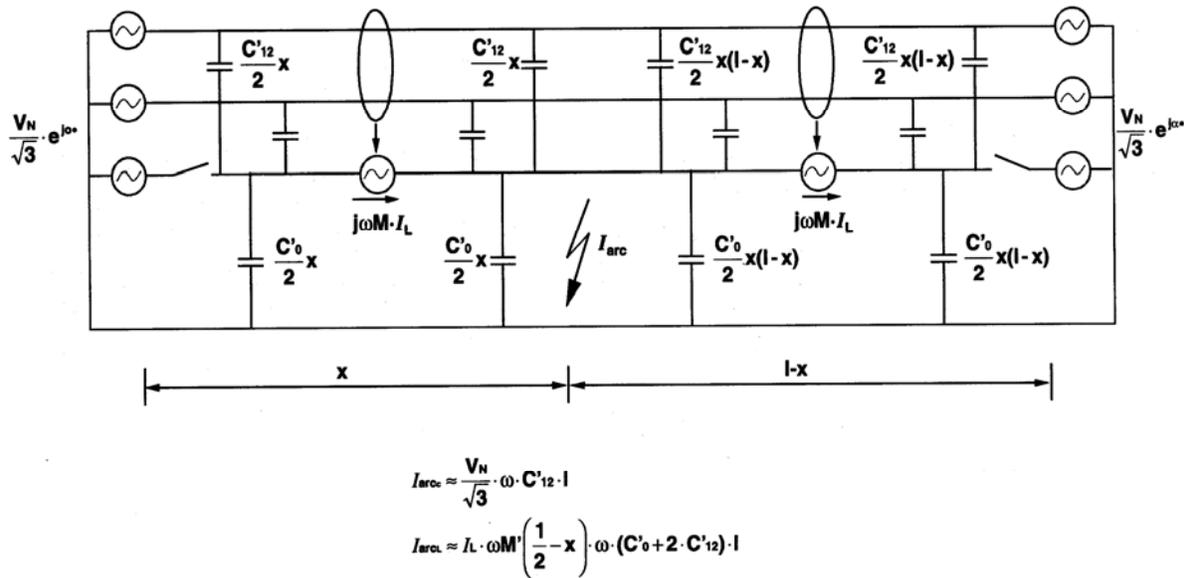


Fig. 111 Recierre monofásico automático, corrientes reactivas y capacitivas inducidas

Debido a este acoplamiento se producen los siguientes efectos:

- No se produce la extinción del arco dado que la corriente de acoplamiento, llamada corriente de arco secundaria, alimenta la falla.
- Cuando la corriente de arco pasa por cero por acoplamiento, se produce una tensión de restablecimiento a través de los puntos de descarga.

Por esta razón el tiempo muerto es normalmente mayor que en el recierre trifásico. Con el incremento del largo de la línea, esta inducción de corrientes es exacerbada, necesiéndose luego tiempos muertos mayores. La componente capacitiva de la corriente de arco secundaria se debe a la capacidad de acoplamiento entre fases; su valor depende de la estructura de la línea y de la tensión del sistema. La componente inductiva se debe al flujo de corriente por las fases sanas. Para líneas de menos de 300 km la componente principal es la capacitiva. La capacidad de acoplamiento aumenta proporcionalmente con la longitud de la línea, de ahí que la corriente secundaria de arco dependa de la misma. El proceso de autoextinción de la corriente de arco secundario, se debe a que la densidad iónica dentro del gas no es uniforme, lo que provoca un camino de arco curvado; una vez que comienza a curvarse se alarga debido a la fuerza electromagnética producida.

Para obtener un recierre monofásico exitoso debe cumplirse la siguiente condición:

$$I_{ARC} [A] \leq 43 \cdot (t_{DT} [s] - 0.2) \text{ donde } t_{DT} \text{ es el tiempo muerto del recierre.}$$

Al aumentar la longitud del arco crece la tensión y la potencia, si la energía no es suficiente, el arco secundario se extingue. Puede resultar que el tiempo de extinción (y por ende el tiempo muerto de recierre) sea demasiado grande y comprometa la estabilidad del sistema, por lo que se necesita su reducción. El método más usual para ello es el empleo de un reactor de neutro. El reactor de neutro compensa la corriente capacitiva acoplada entre las fases sanas y la fase abierta. En la fig. 112 se muestra la

forma de conexión del reactor de neutro, utilizada en nuestro país en la red de 500 kV y líneas de 220kV:

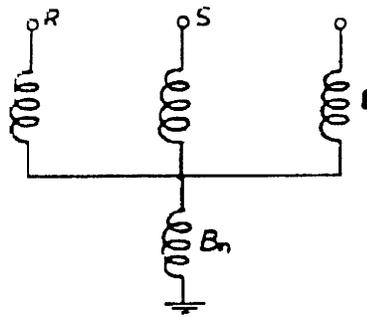


Fig. 112 Reactor de neutro para el apagado del arco secundario

En casos particulares, se implementa también el recierre monofásico para fallas monofásicas, sin contacto a tierra para, por ejemplo, prevenir un disparo trifásico durante la oscilación de conductores (galloping).

El recierre monofásico requiere una protección de distancia estrictamente fase-selectiva con la facilidad de disparar cada fase en forma individual como ya se vio anteriormente. Además, la protección de distancia no puede tener un disparo erróneo en las otras fases durante el tiempo muerto monofásico ya que esto bloquearía el recierre en progreso. Esto es un problema en líneas largas muy cargadas (fig. 113).

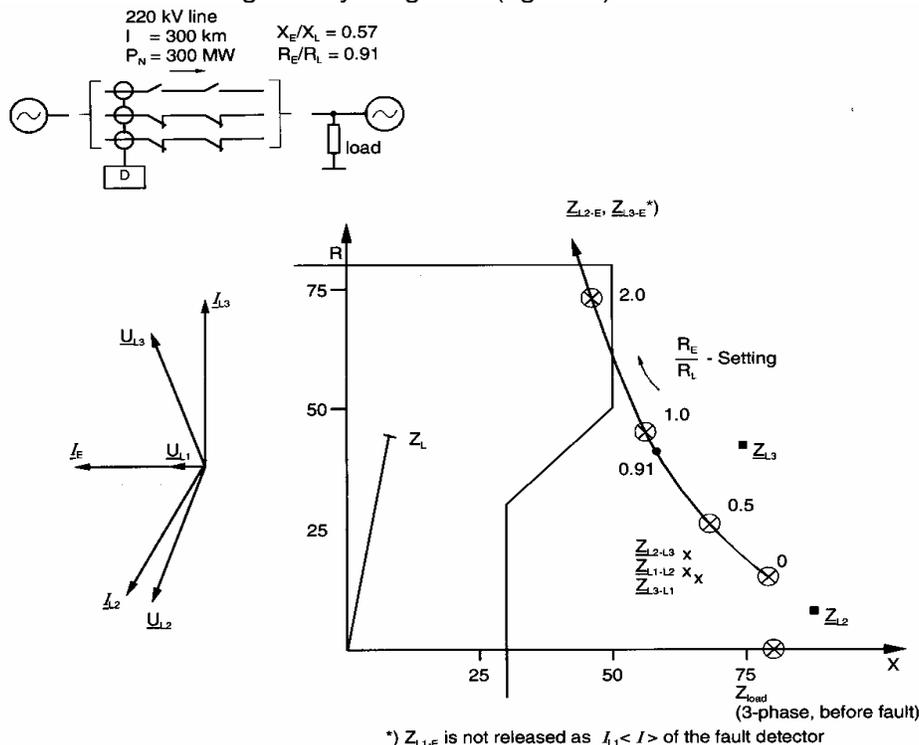


Fig. 113 Estrechamiento de la impedancia de carga durante el tiempo muerto monofásico (fase L1 abierta)

- Comentario para la fig. 113: Si se utiliza una protección de comparación direccional para fallas a tierra (10-20% I_n), debe bloquearse siempre durante el tiempo muerto del recierre monofásico, para prevenir un disparo incorrecto de la protección debido a corrientes de carga circulando por tierra.

Por esta razón los relés convencionales tienen una severa limitación en el alcance en dirección R. Los relés digitales numéricos actuales se adaptan a esta situación: durante el tiempo muerto del recierre la corriente residual (corriente de tierra) se elimina del cálculo de la impedancia por la detección de falla (Z_{L2} y Z_{L3} en la fig. 113). Se previene así el estrechamiento de la impedancia de carga en las fases sanas en el polígono de arranque.

En relés de distancia de esquema completo, solo es posible un disparo rápido de la fase fallada cuando, además de la detección de falla, la falla se detecta dentro de la zona de distancia relevante para esa fase. El acoplamiento trifásico durante fallas de fase múltiples no se hace vía detección de falla, sino vía zonas de distancia. Esto implica que la selección de fase para disparar se mejora en este caso (fig. 114). Es posible llevar a cabo un disparo monofásico correcto aún con detección de falla en varios lazos.

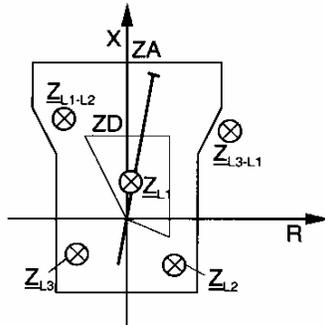


Fig. 114 Las 6 impedancias de lazos vistas por el relé de impedancia, falla monofásica L1-E

8.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN ASOCIADO A LOS ESQUEMAS DE RECIERRE

El éxito del recierre tanto trifásico como monofásico, depende en gran parte de la velocidad de operación de las protecciones y los interruptores, ya que la ionización en el camino de falla es menor. Con recierres de tipo ultrarrápido (tiempos muertos menores de 800 ms) es necesario que las protecciones posean un esquema de enlace para poder abrir en forma simultánea ambos extremos de la línea. En los esquemas monofásicos y, a diferencia de los trifásicos, las protecciones de línea deben ser capaces de individualizar adecuadamente la fase fallada para poder ordenar su apertura.

Cuando se energiza una línea en presencia de una falla, el recierre debe estar bloqueado. Esto se realiza teniendo en cuenta que si el interruptor es cerrado en forma manual el sistema de recierre es bloqueado durante un tiempo preestablecido.

8.5 RECIERRES MÚLTIPLES

Con esquemas de recierres trifásicos, se efectúa en algunos casos recierres múltiples. Esto es si luego del primer recierre la falla persiste. se recierra una segunda vez, de esta forma hay sistemas que prevén hasta cuatro recierres. Los recierres posteriores al primero son por lo general retardados (2 seg - 3 min.) .

Este tipo de operación sólo se aplica en sistemas donde no hay compromisos de estabilidad; además se debe tener en cuenta que en las líneas de alta tensión sólo el 10 % de los segundos recierres pueden resultar exitosos. Aplicar más de dos recierres es sumamente raro (salvo en distribución) ya que se compromete mucho las instalaciones, en particular los interruptores.

9. APLICACIÓN

Inicialmente se discuten aspectos para la implementación práctica. Las áreas típicas de aplicación se discutirán en detalle.

9.1 ASPECTOS GENERALES

9.1.1 Criterios de aplicación

La protección de distancia clásica sin tele-protección puede utilizarse en todos los tipos de estaciones y plantas donde haya disponible una mínima impedancia para el escalonamiento de las zonas. En el primer lugar están las líneas aéreas y cables con un largo mínimo. Dado que generadores, transformadores y reactores de compensación tienen una reactancia de cortocircuito relativamente alta, se puede llevara cabo también un escalonamiento selectivo de las zonas. Un requerimiento básico adicional es que haya TI's y TV's adecuados en el lugar de ubicación del relé.

Los TI's deben estar instalados para el alimentador protegido y deben estar ubicados entre el alimentador y la fuente. Pueden estar ubicados detrás o delante de los interruptores. La ubicación preferida es del lado de línea cuando se provee solo un TI. En este caso el interruptor no cae en la zona protegida hacia delante.

La práctica americana es tener TI's en ambos lados del interruptor para obtener zonas de solapamiento. En este caso el relé de distancia se conecta a los TI's del lado de barra incluyendo el interruptor en la zona de protección.

En sistemas de alta y extra alta tensión, es práctica común tener un TV en cada lado. La tensión medida puede derivarse, sin embargo, de la barra u otro alimentador diferente que esté conectado galvánicamente al circuito protegido. Este es el caso en sistema de media tensión.

En el caso de líneas o cables muy cortos, el ajuste mínimo de impedancia puede no ser suficiente. En este caso, la protección de distancia puede usarse solamente en un, esquema de comparación direccional con zonas de distancia en sobre-alcance. En casos especiales la protección de distancia en modo de comparación direccional puede ser utilizada también como protección de barra. Para lograr esto, se ajusta en reversa una zona de distancia en cada protección de línea. La comparación direccional de todos los alimentadores se provee por medio de un circuito con la lógica adicional.

9.1.2 Largo de línea mínimo

Un valor típico de mínima impedancia de ajuste del lado secundario en un relé digital numérico moderno es $X_{1\min} = 0,05 \Omega$. Para una corriente nominal secundaria de 1A, esto corresponde también a la reactancia mínima de secundario del relé $X_{\text{relé min}}$. Correspondientemente, para corriente nominal del TI de 5A (Relé 5A), la $X_{\text{relé min}} = 0,01 \Omega$.

El alcance de los relés numéricos con característica cuadrilateral se determina por la reactancia. Para la primera zona, es válido lo siguiente:

$$X_{\text{linea-min}} = \frac{\text{RelacionTV}}{\text{RelacionTI}} \cdot X_{\text{min-Relé}} \cdot \frac{1}{GF_1} \quad (109)$$

con GF_1 = factor de escalonamiento de la zona de sub-alcance (por ej. 0.85).

$$L_{\text{min}} = \frac{X_{\text{linea-min}}}{X_L'} \quad (110)$$

X_L' corresponde a l reactancia por kM en Ω/kM de la línea.

Ejemplo:

Dado:

Cable 240 mm² de 10kV con $X_L' = 0.09\Omega/\text{kM}$, TI: 400/5, TV: 10000/100 V

$$X_{\text{linea-min}} = \frac{10000/100}{400/5} \cdot 0.01 \cdot \frac{1}{0.85} = 0.015\Omega$$

$$L_{\text{min}} = \frac{0.015}{0.09} = 0.167\text{kM} = 167\text{m}$$

El resultado muestra que la protección de distancia numérica se puede adaptar a alimentadores muy cortos. Debe notarse, sin embargo, que la precisión de la medición se reduce en el caso de tensiones extremadamente bajas. Para mantener una precisión de 10%, la tensión de cortocircuito secundaria en el relé (caída de tensión en su reactancia), no debe caer por debajo de 1V. La mínima corriente de cortocircuito corresponde por lo tanto a:

$$I_{sc-\text{min}} = \frac{U_{sc-\text{min}} \cdot \text{relacionTV}}{X_{\text{linea-min}}} \quad (111)$$

En este ejemplo:

$$I_{sc-\text{min}} = \frac{1\text{V} \cdot \frac{10000}{100}}{0.015} = 6670\text{A}$$

En el caso de una red con limitación de corriente durante fallas a tierra, el largo mínimo de línea que puede ser protegido con protección de distancia se incrementará correspondientemente. Considerando la caída de tensión en la reactancia de tierra, resulta la siguiente ecuación:

$$I_{sc-\text{min}} = \frac{U_{sc-\text{min}} \cdot \text{relacionTV}}{X_{\text{linea-min}} \cdot \left(1 + \frac{X_E}{X_L}\right)} \quad (112)$$

o

$$X_{linea-min} = \frac{U_{sc-min} \cdot relacion_{TV}}{I_{sc-min} \cdot \left(1 + \frac{X_E}{X_L}\right)} \quad (113)$$

Considerando $X_E / X_L = 0.4$, y que la corriente de tierra es limitada a 2000 A, se obtiene lo siguiente:

$$X_{linea-min} = \frac{1V \cdot \frac{10000}{100}}{2000A \cdot (1 + 0.4)} = 0.036\Omega$$

y

$$L_{min} = \frac{0.036}{0.09} = 0.4kM = 400m$$

Esto implica que en este caso la limitación no es el valor de ajuste mínimo del relé, sino la tensión de cortocircuito mínima requerida.

9.1.3 Tiempo de actuación

En redes estables, no se requiere tiempos de despeje de fallas extremadamente cortos. Es suficiente generalmente un tiempo total de despeje de la falla de 100 ms (protección más interruptor). Normalmente los tiempos de actuación de los relés digitales numéricos están por debajo de los tiempos máximos exigidos por las normas regulatorias internacionales.

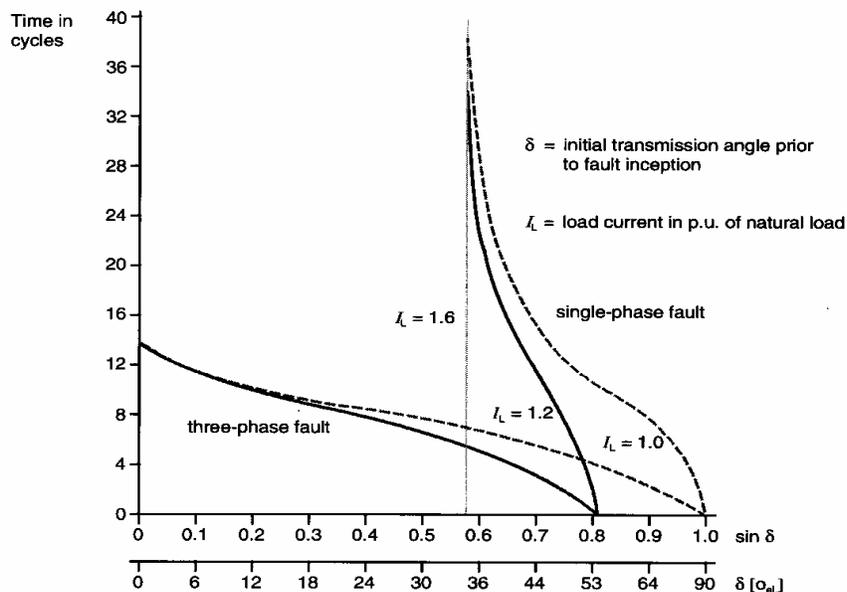


Fig. 115 Tiempos críticos de despeje

En líneas de transmisión largas muy cargadas, la estabilidad es comprometida ante la ocurrencia de fallas. Por lo tanto se requiere un despeje rápido en el 100% de la longitud de la línea (fig. 115). Un requerimiento típico es cuatro ciclos de despeje de falla (80ms para $f_n = 50$ Hz), dividido en dos ciclos de accionamiento de la protección y dos ciclos de tiempo de operación del interruptor. Una actuación rápida en el 100% de la línea se logra únicamente con teleprotección, luego los dos ciclos establecidos para la protección

incluye el tiempo de transmisión de señal y retardo de operación de la protección para enviar y recibir señales.

En el caso de PLC y microondas, se debe permitir un retardo máximo de ms para la transmisión de la señal incluyendo el tiempo de reacción del relé de entrada/salida (I/O). En los relés de distancia todo esto queda normalmente dentro de un ciclo (20ms). La transmisión vía fibra óptica resulta en tiempos de transmisión de la señal más cortos, por debajo de 10ms y por lo tanto provee mejores condiciones para la protección.

9.1.4 Teleprotección, elección de la técnica

En Europa, se han utilizado históricamente la transferencia de disparo por sub-alcance y esquemas de habilitación y son todavía utilizados hoy en día en la mayoría de los casos. En USA, se utilizan casi de modo exclusivo esquemas de bloqueo (bloqueo por comparación direccional).

El desarrollo de tales técnicas fueron influenciadas en el pasado por las características especiales de la tecnología de los PLC. El equipo de PLC, con modulación de amplitud y codificación directa de las señales de alta frecuencia (carrier ON/OFF), ampliamente usado en USA, es rápido (<5ms), pero no muy seguro contra perturbaciones. La técnica de bloqueos adecuada a esa característica.

Los canales de frecuencia de audio con FSK (frequency shift keying), los cuales son usados en Europa casi exclusivamente, son en comparación más seguros contra perturbaciones electromagnéticas (descargas atmosféricas, cortocircuitos, perturbaciones por maniobras). Requieren sin embargo un tiempo mayor de transmisión y detección de la señal (15-20 ms). Esos canales son especialmente adecuados la técnica simple PUTT, pero también son adecuados para sobre-alcance permisivo (comparación direccional). En cualquier caso, el camino de la señal debe estar separado de la línea protegida.

La aplicación de la técnica de habilitación es limitada cuando la señal PLC debe ser transmitida a lo largo de la línea protegida (no disponibilidad de camino paralelo). Durante una falla multifase cerca del extremo de la línea, la señal puede ser severamente atenuada tanto que no pueda ser recibida en la estación remota.

Acordemente, el PUTT las técnicas de sobre-alcance pueden en este caso se utilizadas solamente cuando se permite disparos en segunda zona para fallas cerca de la estación remota, con una atenuación severa de la señal. La técnica de bloqueo es mejor situada para esta aplicación, debido a que la protección es habilitada para disparar en el caso de una falla en la línea, y falla en la transmisión de la señal.

La técnica de desbloqueo combina los métodos de sobre-alcance permisivo y bloqueo. Normalmente, durante una falla en la línea, la zona de sobre-alcance en el extremo remoto es habilitada codificación desde la frecuencia de monitoreo a la frecuencia de habilitación (en este caso señal de desbloqueo). Si ocurre una falla del canal de señal al mismo tiempo que la detección de una falla vía protección, luego esto se interpreta como una atenuación de señal durante una falla en la línea, y la zona de sobre-alcance es nuevamente habilitada.

La técnica de desbloqueo es por lo tanto también adecuada para aplicaciones donde la señal deba ser transmitida a lo largo de la línea protegida. Tiene una ventaja sobre la

técnica de bloqueo, ya que provee un monitoreo continuo del canal de señal por medio de una señal de atención. Se requiere un PLC con canal de frecuencia de audio y FSK.

		Permissive under-reach via zone extension	Permissive over-reach	Blocking	Unblocking
Preferred application	Signal transmission:	Dependable signal transmission channel: PLC with frequency shift keying (ESB 500 + SWT 500 F6), inter-circuit coupling, better to transmit via separate line to avoid transmission through the fault location. Microwave radio , especially digital (PCM) Fibre-optic channel (SWT 2000 D)		Channel with high availability (only required during external faults) Amplitude modulated PLC , single-phase coupling to the protected circuit is acceptable (the same frequency for all line ends is allowed)	Only with voice frequency channels and frequency shift keying (SWT 500 F6 and ESB 500)
	Line configuration	Typical for medium and long lines (the relays 7SA5** also allow the application on short lines due to the quadrilateral characteristic and separate R and X-settings)	Short lines specially when high fault resistances can be expected. Teed and tapped lines.	All line types (US practice)	Only EHV lines
Advantages		Simple technique. Under-reach zone is independent of the signal transmission. No co-ordination of zones and times with the opposite end required. (No restrictions regarding the combination with other manufacturers)	No zone over-reach difficulties due to capacitive voltage transformers. May be used on extremely short lines, below the minimum setting value. No problems with regard to parallel line coupling.	←	←
Disadvantages		Reach problems on double-circuit lines, teed lines, tapped lines. Parallel line coupling and intermediate in-feed effects must be observed. Cannot be used on lines with weak in-feed.	Zone and time-co-ordination with the opposite end is required. Fault clearance is dependent on the signal transmission channel (7SA5** relays avoid this problem with independent under-reaching stages.) Supplement for weak in-feeds required (echo).	← except that no supplement for weak in-feed is required. Channel supervision is not possible!	Same aspects as with permissive over-reach. During faults in the protected zone and transmission failure due to attenuation at the fault location, tripping however ensured (unblock logic)

Tabla 4 Protección de distancia con teleprotección, comparación de diversas técnicas

El vínculo por micro-onda es adecuado tanto para el sistema PUTT como para el de bloqueo. En el caso de comunicación por fibra óptica, es práctica corriente seleccionar un método de habilitación ya que el canal de transmisión es rápido y alta dependabilidad.

En sistemas de cables urbanos, hay a menudo disponibles conexiones de alambres pilotos (canales de control y canales de teléfono). En este caso, puede utilizarse una protección en modo de comparación con alambre piloto como una variante especial. En la tabla 4 se lista un resumen de los criterios de selección.

Transmisión de señales digitales

Las transferencias de señales de teleprotección clásicas (PLC, microonda analógica, hilos pilotos) son conexiones punto a punto con tiempos constantes de transmisión de señal. Los tiempos de coordinación de la lógica de comparación de señales en la protección, puede ser comparada en forma precisa por debajo de los milisegundos.

En el caso de transmisión de señales digitales, se pueden instalar fibras ópticas dedicadas o un canal de microonda separado, con fines de protección, resultando en tiempos de transmisión de señales similares. En forma creciente, sin embargo, debe utilizarse la red de comunicación digital disponible y debe esperarse variaciones de tiempo debido a la conmutación de canales. En este caso, el PUTT, donde no se requiere coordinación de los tiempos de habilitación, retardo o bloqueo de ambos extremos de la línea, es mejor situado. En el peor de los casos, tendrá lugar un disparo con retardo. Las técnicas de bloqueo no pueden ser aplicadas aquí.

En la protección por comparación direccional, debe considerarse una coordinación del circuito de eco y el bloqueo transitorio. En todos los casos, debe chequearse cuidadosamente la transferencia vía la red de datos, con respecto a la disponibilidad y seguridad de los canales.

9.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN REDES DE TRANSMISIÓN

9.2.1 Conceptos generales

Las redes de transmisión son generalmente malladas, y están casi siempre sólidamente puestas a tierra. En ciertos casos, la corriente de tierra es limitada aislando algunos de los centros de estrella de los transformadores. La tensión de operación de las redes están en el rango entre 100 y 800 kV (en Argentina 132, 220 y 500 kV).

En los países europeos el promedio de largo de las líneas de transmisión de alta tensión es menor a 50 km debido a que las estaciones y los consumidores están muy distribuidos; la estabilidad es por lo tanto muy elevada. Durante fallas cercanas, se permite un tiempo de despeje de falla de 100 ms, mientras que fallas cerca del extremo no causarían problemas de estabilidad aún cuando sean despejadas en 2da. zona.

Fuera de Europa, en países de América por ejemplo, donde el promedio es de 400 km, ya que la energía debe ser transmitida muchas a grandes distancias. En estos casos, el problema de estabilidad es crítico y exige tiempos de despeje de falla extremadamente cortos por debajo de los tres ciclos. Luego, la protección debe ser adaptada acordeamente.

La protección de distancia es el sistema de protección más común en redes de transmisión. En la mayoría de los casos en redes de alta tensión (HV) se suplementa con teleprotección para proveer un sistema de protección que cubra el 100% de la línea con disparo rápido; además provee back-up remoto durante fallas de la protección de interruptor. Muchas veces se la utiliza conjuntamente con una protección direccional de sobrecorriente como back-up en líneas aéreas. En el caso de cables, se las utiliza sin teleprotección, como back-up de una protección diferencial. En redes de extra alta tensión (EHV), es típico hoy en día la aplicación de sistemas de protección redundante. Para lograr esto, se duplica la protección de distancia (dos tipos diferentes, normalmente de

diferentes fabricantes) o se combina con una protección diferencia o de comparación de fase. También se utilizan diferentes modos de teleprotección cuando es posible.

Las siguientes características son comunes en las protecciones de distancia de redes de transmisión:

Recierre automático trifásico/monofásico

- recierre tipolar con tiempo muerto corto para todas las fallas (preferido en USA).
- Recierre automático monofásico con tiempo muerto corto durante fallas monofásicas simples (rara vez durante fallas bifásicas aisladas), sin recierre durante fallas polifásicas.
- Recierre automático monofásico con tiempo muerto corto durante fallas monofásicas simples, recierre trifásico con tiempo muerto corto durante fallas polifásicas.
- Recierre automático monofásico con tiempo muerto prolongado (apagado del arco secundario) durante fallas monofásicas simples; desconexión definitiva si el recierre monofásico no es exitoso o si la falla es polifásica.

Circuitos comunes de disparo o de fase segregada

En redes puestas a tierra, las fallas monofásicas deben ser detectadas por el sistema de protección y despejadas. En redes sin recierre, o con recierre trifásico solamente, el interruptor se acciona únicamente en forma trifásica. Esto simplifica el control del interruptor y de la protección ya que no necesita fase selectiva. Sin embargo, cada falla monofásica puede resultar en una interrupción trifásica de la línea. En USA se prefiere, este modo de operación.

Cuando se implementa el recierre monofásico, los polos del interruptor deben tener poder ser accionados en forma independiente (fase segregada) y antes del ciclo de recierre, la protección puede accionar solamente el polo del interruptor de la fase fallada en el caso de una falla monofásica. Solamente el disparo final, luego de un recierre no exitoso, es trifásico. El circuito de control debe ser en este caso de fase-segregada, y la protección de distancia debe proveer una lógica de disparo fase-selectiva, con un relé de disparo independiente para cada fase.

Protección de distancia para recierre monofásico

En este caso, la protección de distancia debe ser configurada especialmente para la detección selectiva de fase y el despeje de fallas monofásicas. La selectividad de fase presenta problemas en líneas largas, muy cargadas, dado que la impedancia de carga alcanza un orden similar al de la impedancia de cortocircuito. Ante esta eventualidad, los relés digitales numéricos modernos contienen un algoritmo suplementario especial, el cual detecta en forma segura, bajo condiciones extremas, la fase fallada por medio de comparación de ángulos y reconocimiento de patrones con componentes simétricas, así como por medio de la evaluación de magnitudes delta (corriente de falla total menos corriente de falla memorizada en forma previa).

La detección de falla por sub-impedancia es particularmente selectiva durante fallas monofásicas, dado que el colapso de tensión solo ocurre en la fase fallada. Un requisito previo es sin embargo, que se midan la tensión de fase, para el caso de fallas a tierra, y

se bloqueen los sistemas de medición de tensiones de línea. Esto puede asegurarse vía el criterio de falla a tierra ($I_E > y 3 \cdot U_0 >$).

Protección de cierre sobre falla

Las líneas aéreas en los sistemas de transmisión siempre tienen un conjunto de transformadores de tensión exclusivos del lado de línea del interruptor, a los cuales se conecta la protección de distancia. Cuando se energiza la línea, existe la posibilidad de un cierre del interruptor sobre un cortocircuito (conexión a tierra de seguridad no removida). Dado que en este caso no se dispone de tensión para la decisión de dirección, una zona direccional no podría proveer un disparo absolutamente seguro.

En el caso de los relés numéricos, se activa una lógica adicional cuando se energiza la línea. Esta lógica habilita, con disparo instantáneo y por un período de tiempo ajustado luego del comando de cierre manual, la zona de sobre-alcance no direccional o la zona de detección de falla. En cualquier caso, debe ser una zona que no tenga una característica que cruce el origen del diagrama de impedancia, sino una que incluya al mismo con un margen de seguridad suficiente (zona off-set). El alcance de esta zona no debe ser demasiado largo, para prevenir el arranque por corriente in-rush de la línea o cable. En el caso de líneas largas (más de 100 km), o cables con grandes capacidades de carga, se prefiere la habilitación de la zona de sobre-alcance (no direccional) con un alcance de 20-30% más allá de ZL, sobre la zona de arranque la zona de arranque utilizada comúnmente con un alcance largo. (ajuste sensitivo). Este problema aparece principalmente en relés analógicos estáticos rápidos. Los relés numéricos tienen un filtro efectivo de la frecuencia fundamental y son, por lo tanto, menos sensitivos.

Líneas en paralelo

En los países industrializados, una gran parte de las líneas de transmisión son circuitos con doble ternas. A menudo, se conecta a una misma torre más de sistemas trifásicos que pueden o no ser de la misma tensión.

El acoplamiento de los sistemas de secuencia cero demandan un ajuste acorde de las zonas de distancia, y posiblemente la implementación de la compensación de líneas en paralelo. Esto último es fundamental para la determinación precisa de la ubicación de la falla.

Fallas de alta resistencia

Las líneas de transmisión están normalmente suspendidas de torres de metal y provistas de uno o más hilos de guardia. Por lo tanto, la resistencia de fallas a tierra durante descargas en los aisladores es de unos pocos Ohms. En el caso de fallas con arco, por ejemplo descargas en los árboles, pueden presentarse valores de resistencia de falla muy elevados. Dependiendo del ajuste de las zonas en dirección de R, se puede detectar como máximo unas decenas de cientos de ohm. Resistencias mayores caen fuera del alcance de la protección de distancia, y deben detectarse por medio de una protección individual de fallas a tierra. Debido a esto, los relés numéricos contienen normalmente una protección de fallas a tierra direccional sensitiva, (ajuste mínimo $I_E > = 0.1 I_N$). Esta puede utilizarse como back-up direccional de fallas a tierra, o conjuntamente con un dispositivo de transmisión de señales, se puede extender a una protección de fallas a tierra de comparación direccional. De esta forma, se puede detectar resistencias de fallas a tierra de varios cientos de ohms.

Protección con transferencia de información

Las líneas importantes de transmisión están casi siempre provistas con canales de comunicación. El criterio para la selección del modo de teleprotección se verá posteriormente.

En el pasado, había disponible solo canales de PLC o microonda de banda angosta, y en algunos casos cables coaxial aéreos. Por lo tanto, como regla, se implementaba una protección de distancia duplicada o protección de distancia combinada con una protección de comparación de fase. Con la llegada de la comunicación digital moderna vía fibra óptica y microondas, se dispone actualmente de canales rápidos de transferencia de información codificada. Con ello, ahora se puede implementar protecciones diferenciales en líneas largas. Un problema remanente es, sin embargo, la conmutación del camino del canal los cual puede conducir a una variación el tiempo de transmisión de la señal. Hasta este momento, esto no puede ser compensado por los relés diferenciales. Como consecuencia, muchas empresas todavía prefieren duplicar los sistemas de protección de distancia, cuando no se dispone de un canal de comunicación dedicado con un tiempo definido de transmisión de la señal.

Oscilaciones de potencia en el sistema

Las redes de transmisión malladas, con líneas largas, tienen una tendencia hacia las oscilaciones de potencia. Estas oscilaciones se inician por lo general por cortocircuitos y operaciones de maniobra, es decir, cuando la impedancia de transferencia cambia repentinamente.

El rango de frecuencia de oscilaciones de potencia es amplio, dependiendo de las condiciones del sistema y puede variar desde por debajo de 1 Hz hasta varios Hz. En el caso de oscilaciones rápidas de potencia, el sistema se vuelve inestable y pierde el sincronismo (out of step). Los relés numéricos modernos tienen la posibilidad de bloqueo por oscilación de potencia o disparo por condición fuera de paso.

En redes malladas asistidas de alta capacidad, donde las líneas se operan con ángulos pequeños de transmisión, no tienen lugar oscilaciones de potencia de gran magnitud, de tal forma que no es necesario el bloqueo por oscilación de potencia (redes europeas en general).

Líneas largas

En países con gran extensión geográfica, como Argentina, deben tratarse líneas de transmisión largas. Debido a los siguientes fenómenos, tales líneas presentan un desafío especial para las protecciones de distancia:

- corrientes de cortocircuito bajas, substancialmente por debajo de la corriente nominal, en el rango de las corrientes de energización y de asimetría.
- Impedancias de carga que están cerca de los valores de impedancia de cortocircuito.
- Rotación de la característica direccional debido a los ángulos de transmisión grandes.
- Oscilaciones transitorias debido a las grandes capacidades de la línea y resonancia con los reactores de compensación.
- Diversos fenómenos relacionados con la compensación serie.

Las técnicas de medición numéricas han introducido una mejora decisiva del comportamiento de las protecciones en relación a todos los factores de influencia analizados.

- la detección selectiva de fallas se logra con características de arranque optimizadas y ajustes flexibles en combinación con algoritmos inteligentes innovativos (comparación de impedancias, reconocimiento de patrones, cálculo y evaluación on-line de componentes simétricas).
- La influencia de armónicos de orden superior se suprime casi por completo con filtros digitales.
- El fenómeno de inversión de tensión en el caso de líneas compensadas serie se trata con memorias digitales de tensión compensadas por frecuencia.

Transformadores de tensión capacitivos

Los TV capacitivos se implementan especialmente en redes de extra alta tensión debido a restricciones de costo. Al mismo tiempo, ellos facilitan el acoplamiento de las señales de los PLC's. La protección de distancia debe ser capaz de tratar con tales oscilaciones transitorias. (ver capítulo dedicado a los TV's).

Transformadores de corriente con entrehierros de aire en el núcleo

En el caso de grandes corrientes de cortocircuito y configuraciones de TI's para ciclos completos de recierre automático C-O-C-O (recierre en falla), los núcleos de los TI's están a veces provistos con entrehierros de anti-remanencia (clase TPY), o núcleos lineales (clase TPZ); en este último caso se origina una corriente continua de desmagnetización, luego de la desaparición de la corriente de falla por apertura del interruptor. Los detectores de corriente de falla deben ser provistos con filtros adecuados para evitar retardos en el reseteo. (ver capítulo dedicado a los TI's).

9.2.2 Conceptos de protección

Se trata a continuación conceptos de protección para ejemplos de aplicación típicos en redes de transmisión.

9.2.2.1 Líneas aéreas de alta tensión

En países industrializados, este nivel de tensión se caracteriza por su atributo de parcialmente de transmisión y parcialmente de sub-transmisión. En Argentina, estos niveles se aplican en la transmisión.

Para la planificación de la protección, son decisivos los siguientes criterios:

- tiempos críticos de despeje de falla (se requiere disparo sin retardo en el 100% de la línea ?, o se permite despeje de fallas en el extremo de la línea en segunda zona con retardos de 300 a 500 ms ?).
- puesta a tierra de los centros de estrella (tipo de protección de fallas a tierra).
- Concepto de redundancia (se requiere un segundo dispositivo de protección, es suficiente con protección back-up remota ?)

Las fallas a tierra se detectan usualmente por la protección de distancia. Para fallas de alta resistencia se implementa adicionalmente una protección sensitiva de fallas a tierra de sobrecorriente. En el caso de protecciones convencionales, se usa la detección de fallas a tierra de la protección de distancia con un retardo de tiempo asociado largo, para tal propósito. En el caso de los relés numéricos se dispone de una protección de fallas a tierra individual ajustable de tiempo definido. La sensibilidad del arranque está en el rango de 10% a 20% I_n . En el caso de los países anglo-sajones es típico el uso de curvas de retardo de tiempo inverso (IDMTL).

Para fallas monofásicas, se puede seleccionar también el recierre automático. Un requisito previo es que sea posible la operación de fase segregada de los polos del interruptor.. En el caso de fallas multifase, se usa siempre el recierre trifásico, en algunos casos seguido de un ciclo de recierre con de un tiempo muerto todavía más largo. Las prácticas de recierre son diferentes en cada país y en cada empresa, dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema y la experiencia operacional.

9.2.2.2 Líneas aéreas de extra alta tensión

Las redes de transmisión en extra alta tensión (500 kV en la Argentina) facilitan la transmisión de potencia algunas veces a grandes distancia. Debido a su importancia, la líneas en este nivel de tensión, están provistas con sistemas de protección redundantes. En general, se implementan dos sistemas de protección principales diferentes. Estos sistemas son o dos dispositivos de protección de distancia no conmutados, o uno de distancia y otro de comparación de fase, o protección diferencial. Cuando se implementa dos protecciones de distancia, preferentemente son de distintos tipos o de distintos fabricantes, para evitar modos de fallas comunes. La protección por comparación de fase se aplica a líneas con un largo de hasta 200 km, utilizando principalmente canales de PLC de banda angosta (2.5 a 4 kHz). Hoy en día, se utiliza en forma creciente la protección diferencial como segunda protección, conjuntamente con la protección de distancia. La transmisión de la señal se implementa con fibras ópticas separadas dedicadas, o vía canales en una red de comunicación digital, donde sea posible. El criterio de selección del modo de operación de teleprotección de la protección de distancia, fue discutido en el punto 9.1.4. En Europa se utiliza casi sin excepción el PUTT con extensión de zona casi con exclusividad. Fuera de Europa, es práctica común implementar modos diferentes de operación. Por ejemplo el PUTT conjuntamente con un modo de habilitación o bloqueo. (ref. 9.1.4).

La protección de líneas de extra alta tensión está caracterizada por los siguientes aspectos (fig. 117):

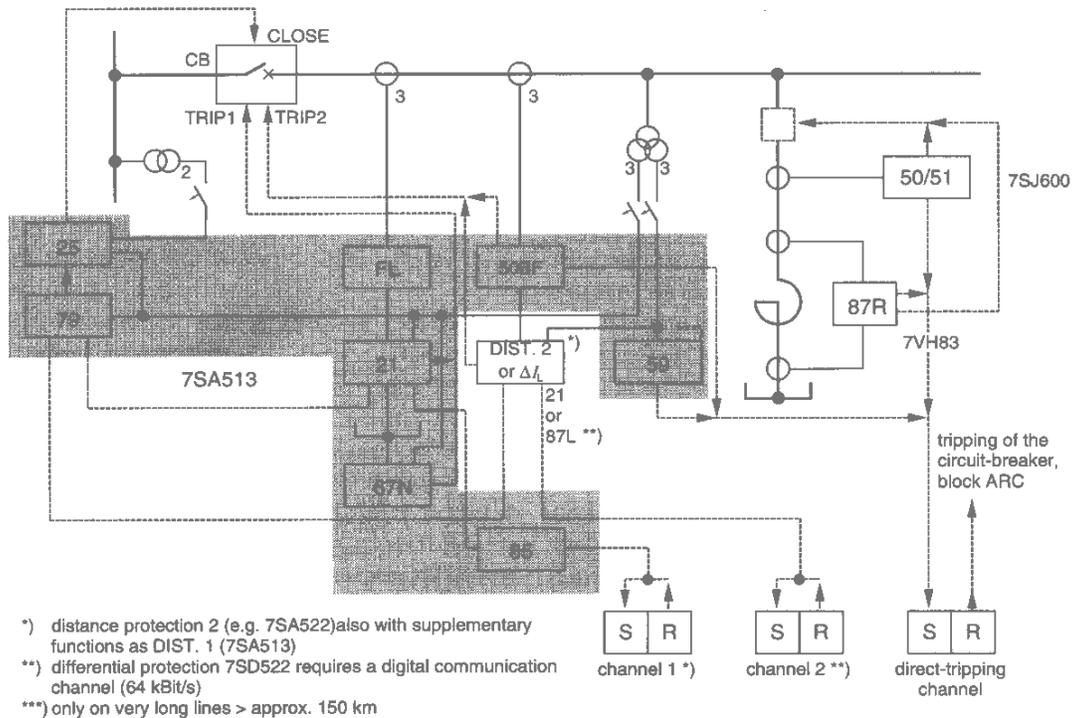


Fig. 117 Concepto de protección para líneas de extra alta tensión

- protección redundante con dos sistemas principales de protección
- un canal exclusivo de transmisión de señal para cada sistema de protección, si es posible con diferentes medios y caminos, por ejemplo, fibra óptica y PLC o microonda.
- baterías y circuitos de disparo completamente separados para cada protección
- bloqueo por oscilación de potencia
- protección por sobretensión en líneas largas, por arriba de 100-200 km
- en el caso de reactores de compensación en la línea, se requiere canales directos para el disparo del interruptor en el extremo opuesto y el bloqueo del autorecierre
- se recomienda una función de chequeo de sincronismo cuando existe el riesgo que las fems de los sistemas en los dos extremos de la línea puedan desfasarse durante el tiempo muerto de un recierre trifásico (en el caso de un recierre monofásico esta función no es requerida)
- en regiones donde se espera fallas a tierra de alta resistencia (suelo rocoso, descargas a tierra en el medio del vano debido al rápido crecimiento de la vegetación, etc..) debe utilizarse una protección de corriente de tierra direccional adicional. La sensibilidad del pick-up está en el rango de 10-20% de la corriente nominal del TI. Esta función debe ser bloqueada durante el tiempo muerto monofásico debido al desequilibrio de cargas pueda significar una actuación errónea
- en muchos casos se provee una protección back-up de fallas a tierra con una sensibilidad similar y tiempo de retardo de tiempo definido o dependiente de la corriente en lugar de o adicionalmente a una protección de comparación direccional de fallas a tierra. En algunos países europeos es práctica común implementar una protección direccional de fallas tierra con retardo de tiempo dependiente de U_0 . Esta protección detecta fallas de alta resistencia, por ejemplo durante descargas en árboles, y en general proveen protección back-up remoto durante fallas a tierra, cuando la protección de distancia no pueda más arrancar debido a las fuentes de alimentación intermedias. El retardo de tiempo inverso provee una buena

selectividad ya que la tensión U_0 es máxima en el lugar de la falla (retardo de disparo corto), y decrece a medida que se incrementa la distancia hasta el lugar de la falla.

9.2.2.3 Subestaciones con esquemas de interruptor y medio

En la fig. 117 se muestra la conexión de las protecciones para este tipo de subestación. Esta caracterizada por los siguientes aspectos especiales:

- La corriente por la protección del alimentador debe derivarse por la suma (conexión en paralelo) de dos TI's en la rama de conexión de las dos barras.
- La protección del alimentador debe accionar dos interruptores. Ambos interruptores deben ser accionados simultáneamente. El recierre se realiza secuencialmente. El segundo interruptor solo será cerrado si el primer interruptor permanece cerrado durante un tiempo ajustado (fallas no sólidas). Usualmente se provee de un switch para seleccionar si se cierra primero el interruptor del centro o el interruptor del lado de la barra.
- En este caso, las funciones de recierre automático y de chequeo de sincronismo deben estar en unidades separadas para cada interruptor.
- Debe proveerse también la protección de falla de interruptor para cada interruptor en forma separada. Para este propósito, algunos modelos de relés digitales están contruidos para la iniciación de canales duales y operación en dos etapas, para proveer una alta seguridad contra sobre funciones. Su monitoreo de corriente y lógica en forma de fase segregada y es por lo tanto adecuada para aplicaciones conjuntamente con el recierre monofásico.
- La configuración de interruptor y medio requiere un interlocking y un circuito de selección, el cual no se trata aquí. Debe notarse sin embargo, que la tensión para la función de chequeo de sincronismo debe derivarse, dependiendo de las posiciones del interruptor y aislador en la conexión entre barras y alimentador.

Para la selección del sistema de protección de la línea, vale la información ya provista anteriormente, en relación con los sistemas de protección en líneas de alta y extra alta tensión.

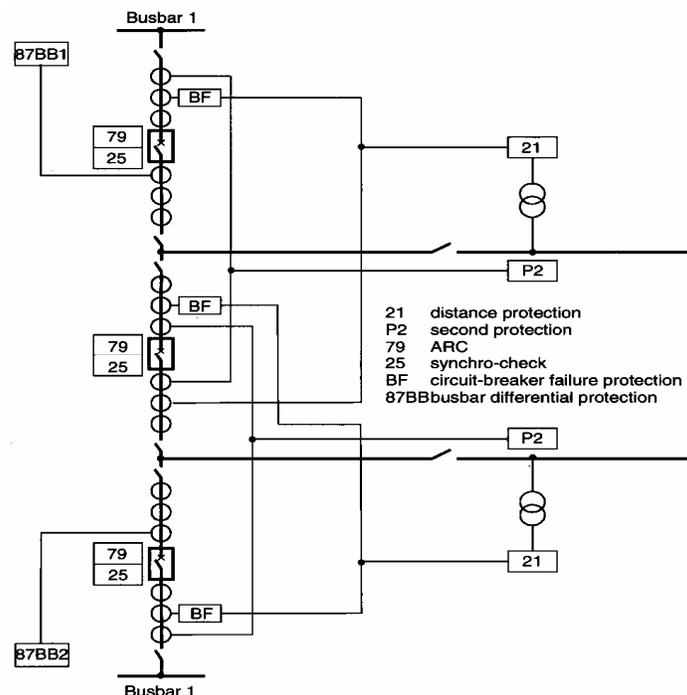


Fig. 117 Concepto de protección para un campo de interruptor y medio

9.2.2.4 Barras en anillo

Para barras en anillo, valen las mismas condiciones que para la configuración de interruptor y medio. La conexión de las protecciones se muestran en la fig. 119.

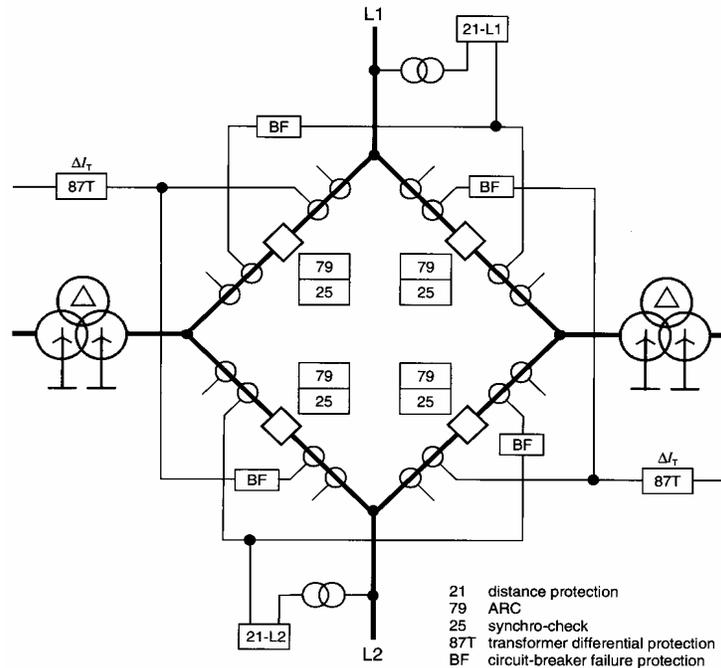


Fig. 118 Concepto de protección para barra en anillo (se muestra solo un sistema de protección)

9.2.2.5 Doble terna en paralelo

En esencia, la protección es casi la misma que para una sola línea. La excepción resulta del acoplamiento del sistema de secuencia cero. Debe considerarse también la posibilidad de fallas dobles que afecten los sistemas trifásicos vecinos. El efecto de línea en paralelo y su influencia en la protección de distancia ya fue descrita anteriormente. En la fig. 119 se muestra un ejemplo de compensación de línea en paralelo para la protección de distancia y/o localizador de fallas. Los cálculos y selección de ajustes para una doble terna serán explicados posteriormente por medio de un ejemplo.

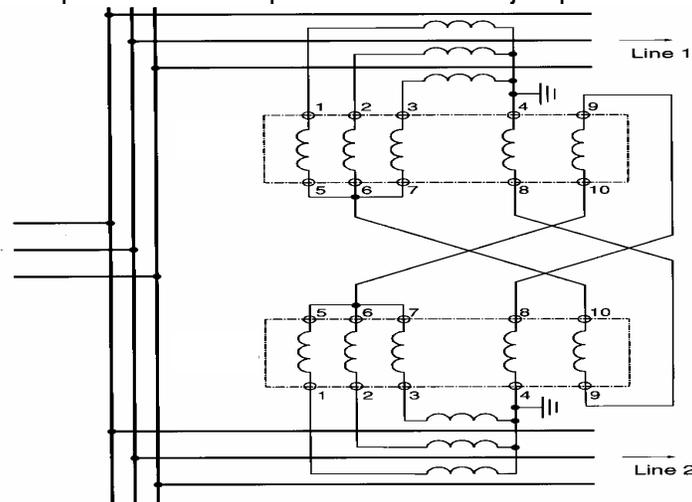


Fig. 119 Compensación de línea en paralelo

9.2.2.6 Línea de tres terminales

El principal problema con esta configuración es la fuente intermedia de alimentación a la falla desde el tercer terminal. Este efecto ya fue cubierto en capítulos anteriores. Los ajustes se discutirán posteriormente por medio de un ejemplo.

Con el escalonamiento selectivo de las zonas de distancia back-up, debe tolerarse en general alcances cortos y tiempos lentos de actuación cuando haya una alimentación intermedia desde el tercer terminal.

Si todos los cortocircuitos en la línea de tres terminales deben ser despejados sin retardo de tiempo, debe aplicarse luego un sistema de protección con transmisión de señal. Para ello se requiere canales de comunicación entre los tres terminales. La simple transferencia de disparo por sub-alcance solo puede implementarse bajo condiciones ideales cuando las tres longitudes de línea son aproximadamente las mismas. Solo en ese caso especial, puede ajustarse la zona de sub-alcance más allá del nodo, y por lo tanto asegurar que todas las fallas internas sean detectadas por al menos una de las zonas de sub-alcance.

Generalmente se implementa un esquema POTT con zonas de sobre-alcance. El alcance de las zonas debe seleccionarse de tal forma que cubran más allá del extremo remoto, aún en las peores condiciones de fuente intermedia. La habilitación de disparo se activa cuando se recibe la señal permisiva desde el extremo opuesto (conexión serie de los contactos de recepción de señal).

6 Protection settings

The protection settings (parameterisation) must achieve the following:

- a) selection and activation of the required protection and supplementary functions;
- b) adaption of the protection to the network and instrument-transformers;
- c) configuration of the interface to the plant (marshalling of the alarms, commands, as well as binary inputs and outputs);
- d) configuration of the serial interfaces;
- e) setting of the pick-up thresholds.

The setting of the numerical protection is done on a PC (figure 6.1). For the Siemens protection relays, the operating programme DIGSI, which runs under Windows, can be used [6.1, 6.2].

The individual setting parameters and the setting procedure are described in detail in the respective relay manuals.

The recommendations for the derivation of the distance protection settings are described below.

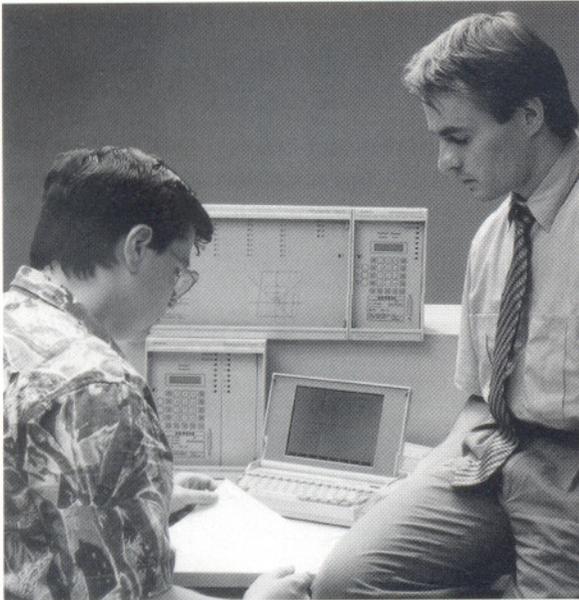


Figure 6.1
Protection setting on a PC

6.1 General aspects

The following is decisive for the setting:

- *System data*: voltage level, configuration, line impedance per km, line-length
- *Instrument transformer data*: ratio
- *In-feed conditions*: single-and three phase short-circuit rating (maximum and minimum) or corresponding source impedances of the positive and zero-sequence systems
- *Load conditions*: maximum load in terms of real and reactive power, charging currents
- *Fault resistances*: length of isolators, conductor spacing, ground consistency

Depending on the particular application, the following must also be considered:

- *Transient behaviour*: power swings (maximum frequency), in-rush currents (cable, transformer, motor)
- *Series-compensation*, and the phenomena related to this

Numerical distance protection provides optimised characteristics and a high degree of flexibility in regard to the settings. Beyond this, a dynamic adaption of the set values to the system, load or in-feed conditions is possible by means of deliberate switching to a different set of parameters (adaptive protection).

The practical relay settings however in general demand a careful compromise between fault-sensitivity, speed and selectivity.

6.2 Fault detection (3rd Zone)

The aim is to achieve the largest possible reach and fault sensitivity, without threatening the stability during load and transients. This applies in particular where remote back-up protection is practised.

With single system distance protection (earlier relay 7SA511), the fault detection must be phase-selective to achieve the correct loop selection by the logic and the desired phase-selective tripping with single phase auto-reclosure.

Full scheme numerical distance protection (7SA6, 7SA522) do not need a phase selective fault detection zone for fault loop selection. In this case the fault detection zone takes on the task of a far reaching non-directional back-up (4th) zone. In many cases only three zones are used (Anglo-Saxon practice). In this case the following relates to the 3rd zone.

Note: Full scheme relay 7SA6 optionally offers $U/I/\varphi$ fault detectors (starters) to comply with the existing relaying practice in Continental Europe (compensated subtransmission and distribution networks).

6.2.1 Fault detection methods and setting philosophies

We have to distinguish between distance relays with common starter (fault detector) control and relays with zone packaged design (see paragraph 3.1.8). In the first case, a separate starting zone exists in addition to the distance zones. It assumes the task of fault detection, phase selection and common timer control. In the second case, each zone is independent, an explicit fault detection zone does not exist.

Distance relays with fault detector (starter)

In Continental Europe, switched distance relays with overcurrent starters and under-impedance starters (voltage controlled O/C starters) have traditionally been used in distribution and subtransmission networks.

Setting is in this case rather simple and has only to consider the maximum load current of the protected line and the the lowest system operating voltage. The relay setting values are more or less the same in the total network.

Angle dependent under-impedance starters have been used with longer lines, in particular at the transmission level. Their setting had additionally to consider the reactive power flow, i.e. the lowest $\cos \varphi$.

For compatibility reasons, the numerical relays of German manufacturers continued this tradition and offered upgraded $U/I/\varphi$ starters. In addition, impedance starters were implemented to comply with the overseas relaying practice. In the latter case, the setting is in principle based on line and load impedances.

The earlier relays 7SA511 (single system type) and 7SA513 (full scheme) were designed to this concept. The user could now choose between current/voltage and impedance type fault detection by a configuration parameter.

Zone packaged distance relays

This concept has been used by Anglo-Saxon manufactures also with earlier technologies. In this case each zone is independent. The fault is detected and indicated when the measured impedance enters any zone.

The farthest set zone in X-direction defines the remote back-up reach. The farthest reaching zone in R-direction defines the maximum fault resistance coverage and must be coordinated with the maximum line loading. Normally, zone 3 is the limit in both cases.

With modern relays a cone shaped cutout (see paragraph 3.1.6, figure 3.20) can be set which limits the reach of distance zones in R-direction in a defined angle area and makes the relay less sensitive to load encroachment.

For the setting of the 3rd zone and the load blocking area the same rules apply as for the separate fault detector zone.

The relays 7SA522 and 7SA6 are examples for the zone packaged design (At relay 7SA6, $U/I/\varphi$ stating and common timer control can be chosen as option).

6.2.2 Security of the fault detection

The required reach of the fault detection depends on the selected protection concept.

In the case of a concept with remote backup protection, the fault detection must in any event cover the longest of the lines connected to the next station, so that in the case of a protection or circuit-breaker failure on one of the neighbouring lines, the back up protection securely picks up.

In the case of a concept with duplication of the protection, and local back up protection (circuit-breaker failure protection), the fault detection must in principle only cover the protected line with a security margin of approximately 20% to 30%. This concept is typical on transmission networks outside Germany. In this case it is also attempted to achieve the largest possible reach for the fault detection.

The secure fault detection must in any event be checked, assuming a fault at the end of the desired reach, and analysis of the pick-up criteria U_{SC} , I_{SC} , ϕ_{SC} and Z_{SC} at the relay location. The largest possible intermediate in-feeds must be considered.

Additionally, the load-flow can have a negative influence, as it reduces the short-circuit angle (refer to paragraph 5.2, figure 5.24).

Fault resistance at the fault location has a similar effect. This applies to fixed resistances, such as for example the effective tower footing resistance (the reduction due to earth-wires must be considered, refer to paragraph 3.5.1, figure 3.109).

It is correct to consider the arc as a constant voltage and not as a constant resistance. Otherwise the in-feed from the remote end would result in the simulation of an unrealistically large R-value (refer to paragraph 3.5.1).

The consideration of all the influencing parameters, leads to a relatively complex calculation. Accordingly it is recommended to use a calculation programme to check the security of the starting. This programme indicates and, possibly automatically checks the starting criteria at the relay location for a particular fault location in the system.

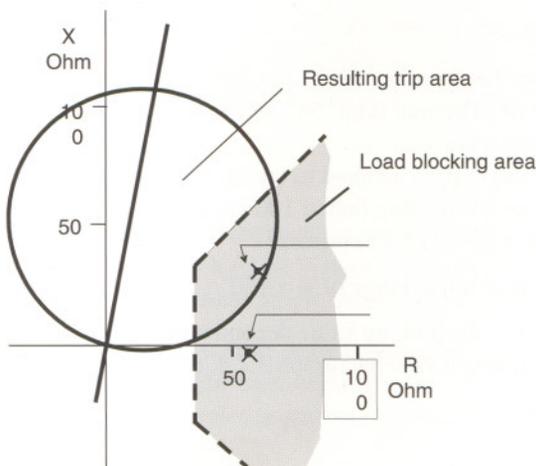


Figure 6.2

2003 blackout in the North West of USA and Canada: Overfunction of the 3rd zone of a distance relay due to overload and reduced system voltage (NERC report)

6.2.3 Relay (Line) loadability

Back-up zones with circle characteristic imply a high reach in R-direction and are therefore prone to overfunction during overload. Figure 6.2 shows a case which occurred during the 2003 blackout in the North West of USA and Canada. Using a shaped characteristic or a load blocking function would have avoided the problem.

It should be mentioned that the problem is increased with Offset MHO characteristics.

This 3rd zone problem has several times contributed to blackouts and has caused NERC (North American Electric Reliability Council) to issue recommendations to prevent and mitigate the impacts of future cascading blackouts: [6.3] Recommendation 8a:

Evaluate zone 3 settings for the purpose of verifying that zone 3 relay is not set to trip on load under extreme emergency conditions:

- Zone 3 relay should not operate at or below 150% of the emergency ampere rating of a line, assuming 0.85 per unit voltage and a line phase angle of 30 degrees
- Set zone 3 relay to allow 20 min overloading (System operators need 20 min to shed load once a problem has been recognized).
- Distance relays should not be used to provide overload protection
- Relay should be set to ride through all recoverable swings

The relay loadability limit is the value of the load in MVA at which the relay is on the verge of operation. We can estimate it as follows:

Assuming rated voltage condition, the relay pick-up value Z_φ at a given angle φ in the impedance diagram corresponds to a MVA line load of

$$S_\varphi = \frac{U_{N(\text{ph-ph})}^2 [\text{kV}]}{(r_{VT}/r_{CT}) \cdot Z_{\varphi\text{-secondary}} [\text{Ohm}]} [\text{MVA}] \quad (6-1)$$

The loadability depends on the relay characteristic and the angle range ($\cos \varphi$) of the load. This shows the following example.

Example 6.1: Relay (Line) loadability

- Given: Twin bundle 230 kV line: 200 km, $Z_L = 60 \Omega$, $\varphi_L = 79^\circ$
 Normal loading: 290 MVA, Thermal limit: 542 MVA ($I_{th} = 1360 \text{ A}$)
 Protection: MHO distance relay
 The relay characteristic angle φ_R is adapted to the line angle φ_L
 The 3rd zone is set to cover a following line of 100 km (30Ω) by a margin of 25%: $Z_{R3} = (60 + 30) \cdot 1.25 = 112.5 \Omega$ primary
- Searched: Maximum line loading in an angle range of $\varphi = \pm 30^\circ$
- Solution: In the case of a MHO relay, the pick-up value dependent on the short circuit, respectively load angle φ is (see paragraph 3.1.4, equation 3-2):

$$Z_{\varphi, \text{MHO}} = Z_R \cdot \cos(\varphi_R - \varphi),$$

where Z_R is the set zone impedance and φ_R the characteristic relay angle which is normally set equal to the line angle.

$$Z_{\varphi, \text{MHO}} = 112.5 \cdot \cos(79^\circ - 30^\circ) = 112.5 \cdot 0.656 = 73.8 \, \Omega \text{ primary.}$$

We use equation 6-1 to calculate the loading limit. (The VT and CT ratios can be left away as the relay impedance is already available as a primary value.)

$$S_{\varphi} = \frac{230^2 \text{ [kV}^2\text{]}}{73.8 \text{ [Ohm]}} = 717 \text{ MVA}$$

The results are illustrated in figure 6.3.

Comment:

Under rated voltage condition, line can be operated up to its thermal capacity (542 MVA) with a security margin of $(717 - 542)/717 = 0.24$, i.e. 24%.

During large system disturbances the voltage often drops due to reactive power control problems. At the same MVA loading, the measured relay impedances are therefore reduced with the square of the voltage.

For the thermal limit current of 1360 A and 85% rated voltage the relay would measure an impedance of

$$Z_{\text{emergency}} = \frac{0.85 \cdot U_N / \sqrt{3}}{I_{\text{th}}} = \frac{0.85 \cdot 230 \text{ kV} / \sqrt{3}}{1360 \text{ kA}} = 83 \, \Omega$$

This would still be outside the MHO limit of 73.8 Ω with a reduced security margin of 12%.

The calculation according to the NERC recommendation with 150% I_{th} would however result in 55.3 Ω , i.e. the measured impedance would appear in the MHO circle.

A load blocking cutout as shown in figure 6.2 would then be necessary.

6.2.4 Phase-selectivity

Phase-selectivity of the fault detection is required for the selection of the measured signals in the case of a single system distance protection (early 7SA511 relay), and for the trip signal logic, when single phase ARC is implemented.

When over-current fault detection is used, it must in any event be set high enough to avoid starting of the measuring system in the healthy phases during overload or transient conditions (refer to paragraph 3.1.6).

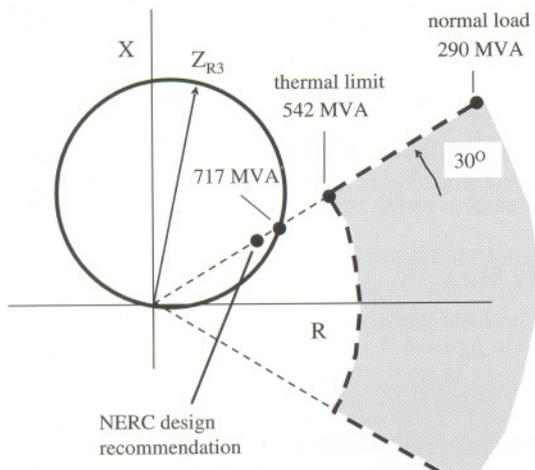


Figure 6.3
Relay loadability in case
of a MHO characteristic

The setting of impedance fault detection on the numeric 7SA relays is however not critical, as additional plausibility checks (impedance comparison) automatically prevent an over-function of the measuring systems on the healthy phases.

This applies to short and medium length lines of up to approximately 100 km.

On very long lines, substantially longer than 100 km, and with large load-transfer, the load-impedances are in a similar order of magnitude as the short-circuit impedance, so that an impedance comparison alone is no longer sufficient. In this case, additional intelligent algorithms for phase-selection become effective in the relays 7SA6 or 7SA522 as discussed in paragraph 3.1.6.

It is accordingly no longer necessary to severely restrict the tripping area, as was the case with electro-mechanical or static analogue protection (refer to paragraph 3.1.6, figure 3.19).

The detection of the faulted phase during single phase earth faults (important for single phase ARC) is achieved by angle comparison between the zero- and negative-phase sequence system currents, corresponding to the characteristic current distribution of the symmetrical components during a single phase fault.¹ Additionally, the load-currents flowing prior to fault inception are memorised and subtracted from the total current after fault inception, so that the "pure fault-currents" are available for the comparison.² The implementation of the super-position principle in electric circuits in this manner produces clear fault images, also in cases where the short-circuit current only amounts to a fraction of the load current.

Special settings are not required for this condition.

¹ This technique has already proven itself with analogue technology. Incidentally, it is also been used for the phase selection of the directional earth fault comparison protection in the 7SA522 and 7SA6 relays, where earth fault currents as small as 10% I_N can be detected.

² These fault-currents flow, if an emf with a voltage as was present prior to fault-inception, and of opposite polarity, is applied at the fault location. The actual source emfs are short-circuited.

6.2.5 Setting of the U - I - φ fault detection

The pick-up characteristic is shown in paragraph 3.1.6, figure 3.17. Usually, the protection is set in such a manner that without earth-current the Ph-Ph measuring systems are released, and with earth-current detection a switching to Ph-E measurement takes place.

For most applications, the following settings are then suitable:

Setting parameters	Typical setting
$I_{Ph>}$	$0.25 \cdot I_N$
$U_{(I>)}$	70% U_N
$I_{Ph>>}$	$2.50 \cdot I_N$
$U_{(I>>)}$	90% U_N
$I_{\varphi>>}$	$1.00 \cdot I_N$
$U_{(I_{\varphi>>})}$	90% U_N
$\varphi>$	45° el
$\varphi<$	110° el
$I_E>$	$0.25 \cdot I_N$ in the earthed system $0.5 \cdot I_N$ in the isolated/compensated system
$U_E> (3 \cdot U_0>)$	20 V* in the earthed system – not effective in isolated/compensated system

* 100 V corresponds to the full displacement of the star-point by $U_N/(\sqrt{3})$

For the Ph-Ph and Ph-E measuring systems, the same % setting is applied. In the case of the Ph-Ph measuring system, U_{Ph-Ph} (100 V secondary), and for the Ph-E measuring system, U_{Ph-E} (58 V secondary) applies.

The following adjustments may be useful:

- the relatively high setting of $I_{Ph>>} = 2.5 \cdot I_N$ is for the consideration of the over-current which may arise when the parallel line is switched off. On single lines (radial feeders), the setting may be reduced down to $1.3 \cdot I_N$, when no larger than normal over-loads and in-rush currents are possible. $U_{(I>>)}$ must then be reduced to 80% U_N .
- On long lines, where no large reactive power can be transferred, and short-circuit currents with a magnitude which is less than nominal current may arise, the setting of $I_{\varphi>>}$ may be below nominal current (e.g. $0.5 \cdot I_N$).
- The earth-current fault detection $I_E>$ “switches” the U - I - φ fault detection from Ph-Ph to Ph-E measurement. In the numerical relay 7SA6 this pick-up threshold is stabilised with the phase-current to avoid an incorrect pick-up when large phase short-circuit currents and CT-saturation occur.

The value $0.5 \cdot I_N$ is suitable for isolated and compensated systems with an un-extinguished earth-current of up to approximately $0.35 \cdot I_N$. In very large compensated

networks, where a larger earth-current flows during single phase earth faults, the setting threshold must correspondingly be increased ($I_E > = 1.3 \cdot I_{CE}$). In the extreme, the Ph-E fault-detection must be switched off (setting parameter "ineffective").

Double earth faults are then detected by means of the Ph-Ph fault detection.

- In the earthed system, the $U_E >$ fault detection should always be activated when not all transformer star-points are earthed. Thereby the correct Ph-E loop is also measured at system locations where no earth-current flows during earth faults (refer to paragraph 3.1.6, figure 3.15).

When the numerical relays 7SA6 are parameterised for isolated/compensated networks, the $U_E >$ fault detection is automatically ineffective. Accordingly, incorrect fault detection during single phase earth fault cannot occur.

6.2.6 Setting of the impedance fault detection

In the earlier distance relays 7SA11 and 7SA513 the fault detection zone releases the distance zones and controls the timing (see paragraph 3.1.8).

In case of the relays 7SA6 and 7SA522 there is no common fault detection zone but each zone is independent (zone packaged design). The settings discussed here refer to the largest set zone and to the cone shaped load blocking zone.

The reference for impedance type fault detection is the nominal load impedance derived from the transmitted power at nominal voltage and nominal CT-current:

$$P_N = U_N \cdot I_N \cdot \sqrt{3}$$

Example 6.2:

$$U_n = 110 \text{ kV and CT } 600/1 \text{ A}$$

$$P_N = 110 \cdot 10^3 \text{ V} \cdot 600 \text{ A} \cdot \sqrt{3} = 114 \text{ MVA}$$

With this power, the relay measures a secondary load -impedance corresponding to:

$$Z_{Lsec.} = \frac{U_{n(sec.)}/\sqrt{3}}{I_{n(sec.)}} = \frac{(100 \text{ V})/\sqrt{3}}{1 \text{ A}} = 57.7 \ \Omega$$

Instrument transformers with a transformation to 1 A and 100 V are assumed. The relay rated current always corresponds to the rated secondary current of the CT.

In the case of 5 A rated current, the secondary load-impedance would be reduced by a factor 5.

Comment:

In the analyses below, it is assumed that the nominal current of the CT is matched to the natural load (long line ≥ 100 km), or the permitted continuous thermal loading of the line. Moreover it is assumed that the line must be able to transfer approximately twice the nominal CT-current when parallel lines or network portions are switched off.

If the current transformers are dimensioned for larger nominal currents, smaller secondary currents appear at the relay with correspondingly larger secondary impedances (see conversion equation (3-1) in paragraph 3.1.2).

In this case, the current settings must be reduced by the corresponding ratio and impedance settings increased by the same ratio.

With twice the CT nominal current flowing, the measured operational impedance is halved (29Ω). If one assumes a 20% security margin, to allow for the reset ratio (1.05), and other influences (refer to grading plan), a maximum pick-up sensitivity is obtained as follows:

$$Z_{\text{FD(max.)}} = \frac{57.7 \Omega}{2} \cdot 0.8 = 23 \Omega$$

With modern relays (7SA522, 7SA6) a cone shaped load blocking area is available. The permitted R-reach of this area is derived from the maximum load-angle φ_L with the following equation (figure 6.4):

$$R_{\text{LB(max.)}} = Z_{\text{L(min.)}} \cdot \cos \varphi_L$$

With a typical range of $\varphi_L \approx \pm 30^\circ$, a maximum R-reach of approximately 20Ω results.

The limiting angle for the load cut-out segment must be set greater than $\varphi_{\text{L(max)}}$ with a security margin of at least 5 degrees. This would result in $\varphi_{\text{LB}} = 35^\circ$. On lines, shorter than 100 km, higher reactive load transfer is possible. In this case the default value of 45° may be appropriate.

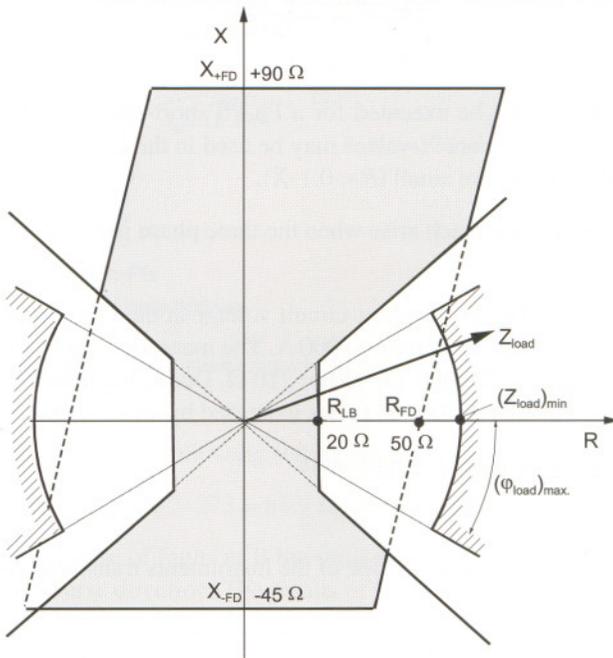


Figure 6.4
Settings of the impedance fault detection: maximum reach in the R-direction

If one wants to detect fault currents as small as nominal current with a short-circuit angle that is greater than 35° , and with full rated voltage ($U = U_N$), then the impedance reach at this angle must approximately be 58Ω . This is achieved with a setting of $R_{FD} = 50 \Omega$ (figure 6.4).

The reach in X-direction should cover the longest following line with a security margin of about 25%. Intermediate infeeds would have to be considered. Settings up to about 200Ω (1 A relays) may be necessary with long lines. We assume here 90Ω as an example for medium long lines.

For the reach setting in reverse direction, the same setting as in the forward direction may be used. As a rule however, a smaller setting of about one half of the forward setting should be sufficient. We take 45Ω .

A more accurate calculation of the impedance fault detection reach requires an analysis based on the line impedances, all infeeds and the load flow. This basis for the analysis is particularly recommended for the transmission system. The principle is illustrated by the following example.

Example 6.3: Calculation of the setting values for the impedance fault detection

Exercise:

The network illustrated in figure 6.5 is given. The setting values for the fault detection of relay D must be calculated. The fault detection should cover the adjacent line in the forward direction, and reach with a security margin of 30% beyond the next but one sub-station.

In the reverse direction, the fault detection must reach 30% beyond the most remote station in terms of impedance.

Solution:

Initially, a short-circuit calculation must be executed for a Ph-Ph short-circuit in the sub-station E. For the sake of simplicity, pure X-values may be used in the calculation, as the R-components in the EHV-system are small ($R < 0.1 \cdot X$).

The most unfavourable conditions for the reach arise when the three phase parallel line D-E is out of service.

The results are shown in figure 6.5a. The Ph-Ph short-circuit voltage at the relay location amounts to 378 kV, and the short-circuit current to 900 A. The measured reactance according to equation (3-37) is: $Z_{Ph-Ph} = 378\,000 / (2 \cdot 900) = 210 \Omega$. Due to the intermediate in-feeds, the pure line impedance of $2 \cdot 30 = 60 \Omega$ has increased by a factor of 3.5.

With the 30% margin, the following primary setting results:

$$X_{+A \text{ primary}} = 1.3 \cdot 210 = 273 \Omega$$

The impedance conversion factor to the secondary side of the instruments transformers is:

$$\text{ratio}_Z = \frac{\text{ratio}_{CT}}{\text{ratio}_{VT}} = \frac{1200/1 \text{ A}}{400/0.1 \text{ V}} = 0.3$$

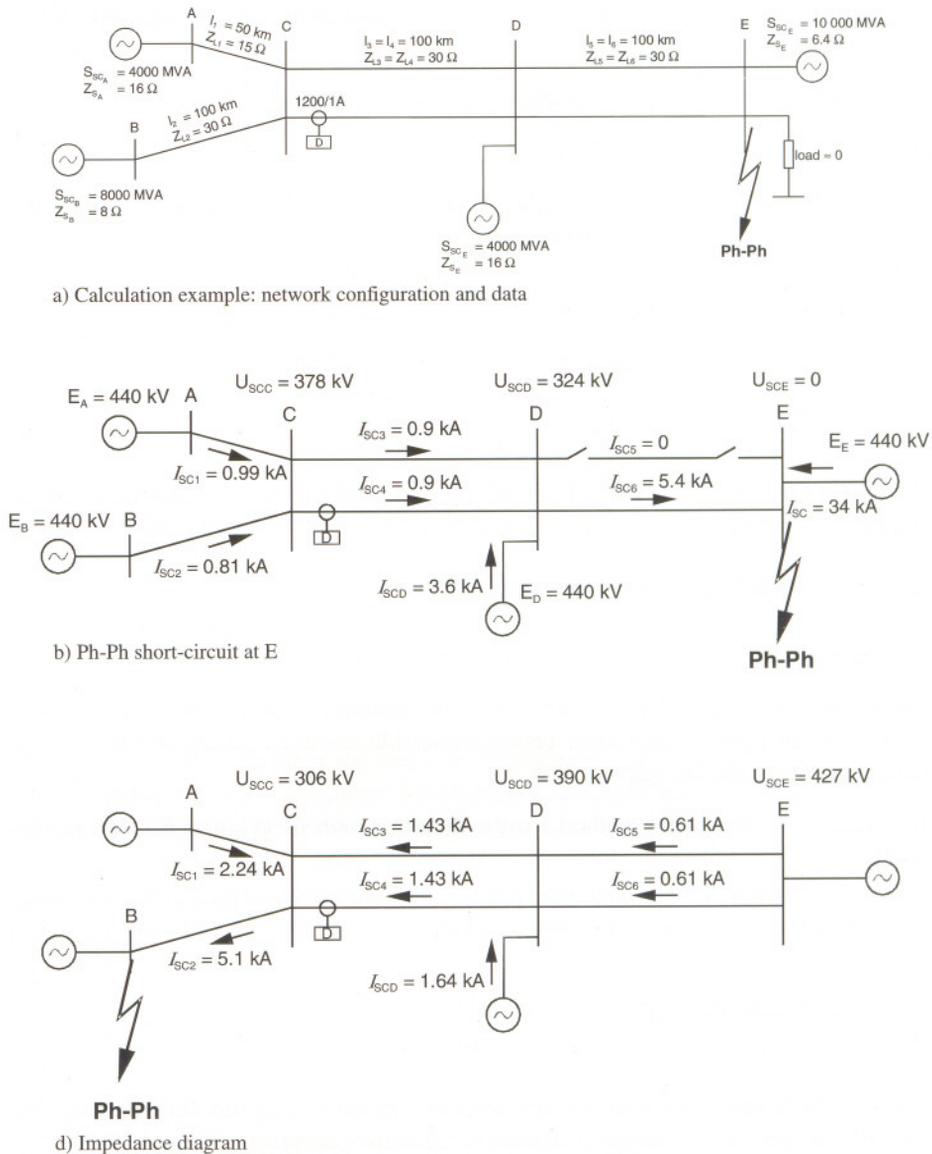


Figure 6.5 Calculation example: current and voltage distribution

From this, the following setting value is obtained:

$$X_{+FD \text{ secondary}} = 0.3 \cdot 273 = 81.9 \Omega, \text{ chosen } 90 \Omega.$$

In the case of faults at B the most unfavourable conditions arise during fault detection in reverse direction. The results of the short-circuit calculation are shown in figure 6.5b.

The impedance measured in reverse direction is: $Z_{\text{ph-Ph}} = 306 / (2 \cdot 1.43) = 107 \Omega$

In this case, the intermediate in-feeds cause an increase of the line impedance by a factor of 3.6.

The setting of the fault detection in reverse direction therefore results in:

$$X_{\text{-FD secondary}} = 1.3 \cdot 0.3 \cdot 107 = 42.0 \Omega; \text{ selected } 45 \Omega.$$

The natural load of each 400 kV single overhead line from C to D amounts to 460 MW. This corresponds to a load current of:

$$I_{\text{Load}} = \frac{P_{\text{Nat}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{N}}} = \frac{460 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ kV}} = 664 \text{ A}$$

The load impedance therefore is:

$$Z_{\text{Load}} = \frac{400000 \text{ V} / \sqrt{3}}{664 \text{ A}} = 348 \Omega$$

For the set point R_{LB} (limit of the load-blocking section) half the load impedance (maximum over-current $2 \cdot I_{\text{N}}$) reduced by a security margin of 30% is again used:

$$R_{\text{LB-secondary}} = 0.3 \cdot \frac{348}{2} \cdot 0.7 = 36.5 \Omega; \text{ selected: } 35 \Omega.$$

For the angle φ_{LB} a value of 40° is assumed as a typical value at the EHV-level.

For the set point R_{FD} of the fault detection quadrilateral 2 times $R_{\text{LB}} = 70 \Omega$ is chosen. This results in a good compromise between tolerable reactive load and security of fault detection during remote faults.

In practice, the following method for the determination of φ_{LB} and R_{FD} has proven itself:

- the load distributor determines how much reactive power in relation to the real power is transferred. The power value pairs are then converted with the following equations

$$R = \frac{U_{\text{N}}^2 \cdot P_{\text{active}}}{P_{\text{active}}^2 + P_{\text{reactive}}^2} \quad \text{and} \quad X = \frac{U_{\text{N}}^2 \cdot P_{\text{reactive}}}{P_{\text{active}}^2 + P_{\text{reactive}}^2} \quad (6-2)$$

to R- and X-values, which are entered in the impedance diagram. Subsequently, the fault detection characteristic is adapted to maintain a security margin of 20-30%.

In a subsequent step, the security of the fault detection is checked by means of a fault calculation. The load current must be considered, as a superposition of the short-circuit and load current at the relay location arises during remote faults beyond the next station, causing the measured fault impedance to be shifted in the R-direction. For the sake of convenience, the calculation is executed with a load flow/short-circuit programme. From the currents and voltages at the relay location, the relay impedances can be calculated. The equations contained in paragraph 3.2.3 are to be used (see examples in chapter 7).

Setting of the Ph-E measuring system

The Ph-E measuring systems in the 7SA relays have separate R-direction settings. A higher sensitivity can be achieved in special cases, where large earth fault resistance are expected (poor tower earthing). The application can only be employed on earthed networks.

The setting inside the load area is possible, when the Ph-E measuring systems are only released during earth faults by means of $I_E >$ or $U_E >$. Sufficiently large settings must be applied to these parameters to avoid incorrect pick-up and tripping due to system unsymmetries, for example during an external single phase ARC.

Additionally it must be noted that the setting of the residual compensation factor k_E influences the reach of the fault detection.

The factor $k_{XE} = X_E/X_L$ influences the reach in X-direction. In general it is adapted to the line on which the relay is applied. Accordingly, the same reactance is measured during earth faults as is measured with Ph-Ph measuring system during phase faults on this line (refer to paragraph 3.2.2). If the neighbouring lines have the same X_E/X_L values, the reach of the fault detection for phase and earth faults remains the same. Otherwise, differences will result. In this case, or with parallel lines it may be of advantage to apply the separate residual compensation factor k_{XE-2} for the overreaching zones which is offered with modern numerical relays. (7SA522, 7SA6) In the calculation example 7.1 this is analysed more closely.

The setting R_E/R_L influences the reach in R-direction. The principle is discussed in detail in paragraph 3.5.1. In case of a fault loop with single-sided infeed ($I_{Ph} = I_E$), the fault resistance is only effective in the measurement with the factor $1/(1 + R_E/R_L)$ according to the set R_E/R_L -ratio. The actual R_E/R_L -value of the line strongly depends on the conductor and earth-wire cross-sections, and may assume a value of up to 3 (refer to paragraph 3.2.1, table 3.4). In this case the fault resistance would be reduced by a factor 4.

For simplicity, the value of $k_{RE} = R_E/R_L$ on an overhead line may be set to be equal to 1 in the relay, and it may generally be assumed that the fault resistance appears to be reduced by a factor 2 in the resistance measurement. This applies for the normal case with symmetrical Z_0/Z_1 ratios of the infeeds at both line ends. In extreme cases (the earth current could be small compared to the phase current and a factor of only 1 would result (see paragraph 3.1.6, figure 3.15).

In any case, settings higher than 2 are not recommended, in particular with large R-reach setting, as this could cause overreach in case of external faults and superimposed load.

The calculation of the fault detection impedances for phase faults referred to above, must also be executed for Ph-E short-circuits. For the impedance calculation, the corresponding equation of the Ph-E loops must then be applied (refer to paragraph 3.2.3). This is shown in the calculation example of paragraph 7.1 .

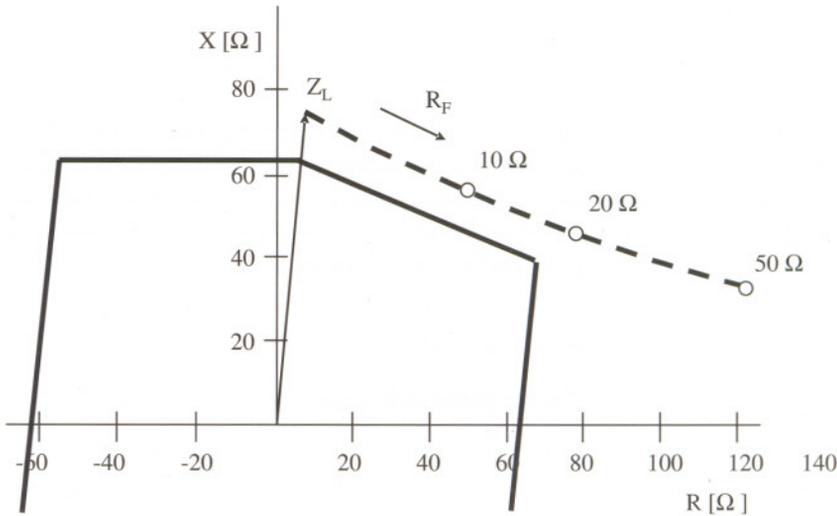


Figure 6.7

Tilting of the zone 1 top line to avoid overreach with pre-fault line loading. Setting for the system data of figure 6.6 ($\vartheta = 30^\circ$): $Z_1 = 85\%Z_{L1}$, $R/X = 1$, Tilt $\alpha = 22^\circ$

In general, the system configuration can be reduced to the line connection and two infeeding sources as shown in figure 6.6. This applies in particular for long lines where the tilting effect is large.

For this case the formulae for the estimation of the zone tilt are given in chapter 11, Appendix A.3.

However, computer analysis should be used to study the impact in detail.

Some relays provide automatic tilting of characteristic based on the method outlined in paragraph 3.5.1, figure 3.101. (Relay 7SA513 is an example).

It is also noted that the zone reach in R-direction is reduced due to the remote infeed effect and that fault resistances above about 20 ohm can hardly be covered, even with the high R-setting chosen for the example (a setting of $R/X = 0.5$ is more common for such long lines). Separate earth fault protection must be considered for higher fault resistances.

For the special cases of double circuit overhead lines and three-terminal lines, examples are calculated in the paragraphs 7.1 and 7.2.

In case of series compensated lines, the value $(X_L - X_C)$ has to be taken as basis for the setting. Also a capacitor at the beginning of a following line may have to be considered. Further, some extra security margin has to be included to compensate the impact of subsynchronous oscillations (refer paragraph 3.5.6, equation 3.168). In total this results in extreme short 1st zones which only can cover close-in faults.

Back-up zones

The settings for the back up zones 2 and 3 present some difficulties, as the reach is dependant on the switching state of the network and the in-feed conditions. Only in the case of spur or ring-feeders without intermediate in-feed, clear conditions arise, so that the distance zones can be set with fixed grading factors (e.g. 0.9) against the stage of the relay on the neighbouring line. In meshed systems the settings for the back up zones can however only be calculated for a particular system constellation. Following changes in the switching state or in-feed a longer tripping time or loss of selectivity must be accepted.

The following alternative strategies are pursued:

Grading strategy 1: (absolute selectivity ahead of tripping time)

Intermediate in-feeds are not considered. In the case of parallel circuits, the corresponding reduction of the impedance is taken into account.

In this case, a grading which is 100% selective for all switching and in-feed conditions is obtained. The stages however may sometimes become very short, therefore more frequent back up tripping in the form of a final stage trip must be accepted. A selective final stage trip grading is required to restrict uncontrolled shut-downs. This grading philosophy can only be applied when the slow tripping times are tolerable (stable, tightly meshed system, distribution system).

Grading strategy 2: (short tripping times with limited selectivity)

Intermediate in-feeds are considered in the grading plan. Parallel circuits are not taken into account. The second zone is set to reach up to the centre of the shortest neighbouring line. The third zone is set to reach beyond the longest neighbouring line (similar to the impedance fault detection in the example calculated above).

Large zone reaches are obtained in this manner, and all short-circuits are detected at the latest in the third zone. Over-reaches with additional shut-downs must be accepted when system conditions (in-feeds, switching state) change. A special final stage trip grading plan is not required, i.e. all final stage trip times can have the same setting (outside Europe, the distance protection typically only has three zones; back up protection with directional non-directional final stage tripping is not common).

This strategy may be sensible, when it must be assumed that fault durations beyond t_2 are unstable and the system will disintegrate anyway (HV and EHV systems with stability problems).

Grading strategy 3: grading suited to the situation

In most cases, a mixture of strategies 1 and 2 will be employed. In this way, it can be assumed that for a power station with four units, at least two will always be in service, or that in the case of three parallel lines in general only one may be switched off. On the basis of this decision co-ordinated with operations, a setting is calculated.

Suggestions to adapt the settings to a statistical average system condition have not taken hold. The secure supply to important consumers (hospitals, industrial plants), or

the stability of feeding power stations on the other hand are criteria which must be considered as higher-ranking in the grading plan.

6.3.2 Arc compensation (R-setting)

The R-setting of the distance zones must cover the line/cable resistance, and additional fault resistances. In the case of fault resistances, the resistance increases due to the in-feed from the remote end, must be included in the calculation (refer to paragraph 3.5.1). With the back up zones, it must furthermore be considered, that during remote faults, a load current component exists, which reduces the short-circuit angle measured at the relay, as was already determined during the setting of the impedance fault detection.

Setting the under-reaching zone (R1 and R1E)

Ph-Ph measuring system(s):

Ph-Ph faults on overhead lines result from conductor oscillations or from electrically conducting objects (branches, wires, airborne missile) falling on the line.

During conductor oscillation, two phase-conductors (or one phase- and one earth-wire) approach each other. The flash-over occurs at the instant when the distance is below the 50 (60) Hz flash-over voltage in air:

$$I = \frac{U_{n(\text{Ph-Ph})}}{300 \text{ kV/m}} \text{ [m]}$$

For the non-delayed tripping distance zone, this distance is the effective arc-length (approximately 1.3 m at 380 kV). When the flash-over is caused by objects, the total conductor spacing must be used as the arc-length. This less favourable case must be considered for the setting.

The corresponding arc-resistance may be estimated with the following equation (refer to paragraph 3.5.1):

$$R_{\text{ARC}} = \frac{2500 \text{ V} \cdot I_{\text{ARC}} \text{ [m]}}{I_{\text{SC-min}} \text{ [A]}} \Omega$$

$I_{\text{SC-min}}$ is the minimum fault current flowing from the relay location to the fault location. For the various voltage levels, the following average values are obtained:

Table 6.1 Typical arc resistances of OH-lines

Voltage level	Average conductor spacing	Arc-resistance	
		at $I_{\text{SC}} = 1000 \text{ A}$	at $I_{\text{SC}} = 10\,000 \text{ A}$
380 kV	11 m	27.5 Ω	2.75 Ω
220 kV	7 m	17.5 Ω	1.75 Ω
110 kV	3.5 m	7.5 Ω	0.75 Ω
20 kV	< 1 m	< 2.5 Ω	< 0.25 Ω

It must still be considered that the fault resistance only appears in the Ph-Ph distance measurement reduced by a factor 2 (refer paragraph 3.5.1).

The security margin therefore is 100% if the calculated arc-resistance is fully considered in the setting. This large security margin for Ph-Ph arc faults is acceptable, as the resulting resistance values can readily be set, even on short lines. The margin to the load impedance is usually large.

Example 6.4: R-setting of the first zone for Ph-Ph short-circuits

Given:

110 kV overhead line, $l = 10$ km, $R'_L = 0.07 \Omega/\text{km}$, $X'_L = 0.38 \Omega/\text{km}$

$I_{\text{SCmin (Ph-Ph)}} = 1.2$ kA; maximum load-current: $I_{\text{L-max}} = 530$ A.

Solution:

Arc-resistance:

$$R_{\text{ARC}} = \frac{2500 \cdot 3.5}{1200} = 7.3 \Omega.$$

Setting referring to primary values:

$$R_1 = R'_L \cdot l + R_{\text{LB}} = 0.07 \cdot 10 + 7.3 = 8.0.$$

Corresponding X-setting of the 1st zone:

$$X_1 = 0.9 \cdot X_L = 0.9 \cdot 10 \cdot 0.38 = 3.4 \Omega.$$

The R/X ratio of the zone settings is therefore $8.0/3.4 = 2.35$.

In the case of the R-setting, the security against incorrect fault detection during load conditions must also be observed:

Minimum load impedance:

$$Z_{\text{L-min.}} = \frac{U_N / \sqrt{3}}{I_{\text{L-max.}}} = \frac{110000 / \sqrt{3}}{530} = 120 \Omega$$

If one considers an occasional overload of up to twice the maximum load current, as well as a security margin of 30%, the maximum permitted setting in the R-direction is:

$$R_{1\text{-max.}} = 0.7 \cdot \frac{1}{2} \cdot 120 = 42 \Omega.$$

A mean setting between the maximal permissible value of 42Ω and the required value of at least 8.0Ω is to be considered. We take a security margin of 50% and choose a value of 12Ω . This corresponds to a R/X-ratio of 3.5.

Ph-E measuring system(s):

Earth short-circuits usually result from flash-over across the isolators. In addition to the corresponding arc-resistance, the tower-footing resistance must be considered. The latter is severely reduced by the influence of the earth-wire(s) (refer paragraph 3.5.1).

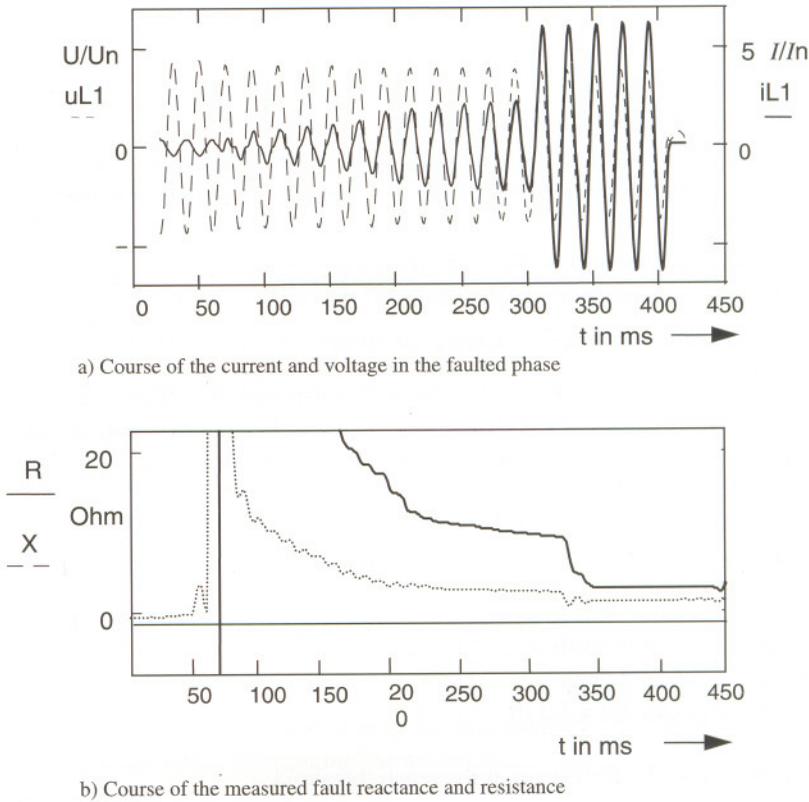


Figure 6.8 110 kV line, flash-over to a tree

During flash-overs to trees along the conductor span, an initial large fault resistance of several hundred ohms exists, which however rapidly becomes a small resistance (figure 6.8).

The first zone R_E -setting must in any event securely detect the normal earth fault occurring due to a flash-over on an isolator. The detection of earth faults with the distance protection is only possible up to some few tens of ohms, under consideration of the R -reach which is permissible due to load encroachment.

With fixed fault resistances, the situation is aggravated, as the resistance appears to be magnified by the in-feed from the remote end.

For high resistance earth faults in the range of 100 Ω and above, a separate earth fault protection must definitely be provided.

For the setting, the following equation is derived:

$$R_{I(\text{prim.})} \geq 1.2 \cdot \left(R_L + \frac{R_{LB} + R_F + \frac{I_{Ph2} \cdot R_F}{I_{Ph1}}}{1 + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{I_{E1}}{I_{Ph1}}} \right) \quad (6-3)$$

- R_L line resistance
- R_{LB} arc-resistance
- R_F earth fault resistance at the fault location
- I_{Ph1} phase short-circuit current at the relay location during single phase fault
- I_{Ph2} phase short-circuit current from the opposite end in the case of a single phase fault
- R_E/R_L residual compensation set on the relay (resistive component)
- I_{E1}/I_{ph1} ratio of earth to phase short-circuit current at the relay location

The factor 1.2 corresponds to a security margin of 20%.

In meshed systems with evenly distributed earthing of star-points, the ratio I_{E1}/I_{ph1} usually is close to 1. In the extreme, a value of $I_{E1}/I_{ph1} = 0$ must be counted on, if no earth current source is available on the in-feed side of the relay (refer paragraph 3.1.6, figure 3.15)

Example 6.5: RE-setting of the first zone for Ph-E faults

Given that:

110 kV overhead line without earth-wire, $l = 10$ km,

$R'_L = 0.07 \Omega/\text{km}$, $X'_L = 0.38 \Omega/\text{km}$,

$R'_{LE}/R'_{L1} = 0.7$ Isolator length $l = 1.3$ m

$I_{SC \text{ min (single phase)}} = 0.9$ kA

$I_{Ph2}/I_{Ph1} = 3$ in the event of a Ph-E fault at the reach threshold

and $I_E \approx I_{Ph}$ at the relay location

tower footing resistance $R_M = 5 \Omega$

Load conditions are the same as in the previous example.

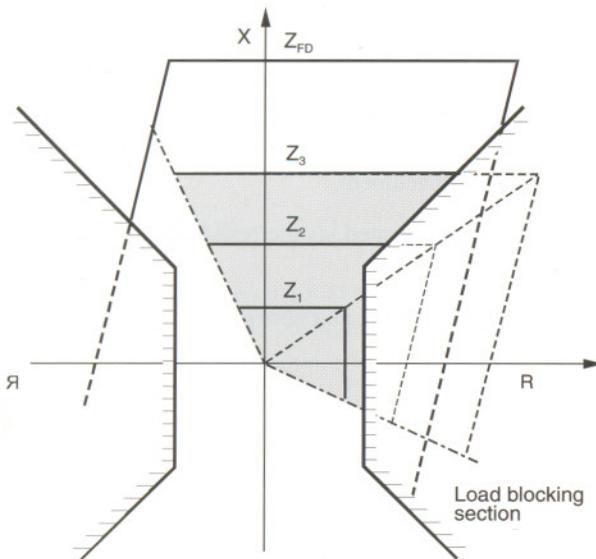


Figure 6.9
Limiting of the impedance zones by a load blocking area

Solution:

$$R_{1(\text{prim.})} = 1.2 \cdot \left(0.07 \cdot 30 + \frac{\frac{2500 \cdot 1.5 \cdot 1.3}{900} + 5 + 3 \cdot 5}{1 + 0.7 \cdot 1} \right) = 17.1 \, \Omega$$

1.5 times the isolator length was assumed for the arc length, to allow for the curved shape of the arc. The R/X ratio in this case would be $17.1/3.4 = 5.0$.

We see that the consideration of the remote infeed leads to very high R-settings in the case of solid fault resistances. This results with short lines also in a high R/X-ratio of the zone. To avoid zone overreach as a consequence of CT errors (angle error), the X-setting should be reduced (see paragraph 6.3.4).

Setting of the R-reach for the over-reaching zone Z1B (zone extension)

This must be dealt with in the same manner as the under-reaching zone. The fault for the determination of the required arc reserve taking the in-feed from the remote end into account, must however be placed at the end of the line.

Setting of the R-reach for the back up distance zones

In principle, the statements made for zone 1 also apply here.

The increase of the arc length due to the dynamic behaviour of the arc and wind must be considered when determining the arc resistance. Equation (3-95) in paragraph 3.5.1 applies here.

As a rule it is sensible to increase the reach in R-direction of the under-reaching zone proportional to the X-reach in the higher zone, because the intermediate in-feed effect also acts to correspondingly increase the fault resistance.

If the ratio of the R/X-reach of the first distance zone is already greater than 1, then the calculated proportional R-setting of the second, and especially the third zone may encroach on the load impedance. In conjunction with a shaped fault detection zone or load blocking area, these stages are automatically limited (figure 6.9). Accordingly no further adaption is required. In the event of $U//\phi$ starting, the larger reach is however effective. In this case, the R/X-ratio of the Ph-Ph zones should be correspondingly reduced, as this high sensitivity is not required. For the Ph-E measuring systems, the R-reach should be set to be only large enough to ensure secure fault detection.

6.3.3 Specifics for the zone settings in cable networks

The angle of the positive sequence impedance on cables is substantially less than on overhead lines, at the same voltage level. In particular, medium voltage cables have an R/X-ratio greater than 1. The corresponding short-circuit angle is located in the range of 30° and below.

In cable networks, the phase angle of the positive and zero sequence impedance differ substantially (refer to table 3.4 in paragraph 3.2.1). The residual compensation

factors $k_{XE} = X_E/X_L$ and $k_{RE} = R_E/R_L$ in the distance relay must be closely matched to this, to ensure that the distance in the event of earth faults is measure correctly (compare the analysis in paragraph 3.5.1).

In urban networks, the problem exists that metallic rails and pipes parallel to the cable influence the zero sequence impedance. An exact determination of the zero sequence impedance is only possible by measurement of the cable once it is laid.

This is in any event recommended when the system is earthed and Ph-E short-circuits must be detected with a normal grading factor, because the setting of the under-reaching zone to 90% cable length is only meaningful with measured zero sequence impedances. If only calculated values are available, a setting of 80-85% would be appropriate.

Arc compensation on cables

In the event of insulation failure on cables, an arc results which has a relatively high arc voltage due to the large gas pressure.

The following values were reported:

Table 6.2 Arc resistances of cables

Rated voltage of the cable	Arc voltage	Arc resistance at 1 kA short-circuit current
6-20 kV	0.4 kV	0.5 Ω
110 kV	1.5 kV	1.5 Ω
380 kV	2.5 kV	2.5 Ω

The compensation of these arc resistance requires a relatively large R/X ratio for the zone settings on short cables.

Example 6.6:

Given:

110 kV atmospheric pressure cable 240 mm² Cu, $l = 3$ km

Cable data according to table 3.4, paragraph 3.2.1

system star-point earthed

The minimum phase short circuit current equals 2.5 kA.

The minimum earth short-circuit current equals 0.5 kA.

The setting for the first zone must be determined.

Solution:

It is assumed that the zero sequence impedance of the cable was determined by measurement of the laid cable, and therefore a grading factor of 90% is selected.

$$X_1 = GF_1 \cdot l \cdot X_{L1} = 0.9 \cdot 3.0 \cdot 0.14 = 0.378 \Omega$$

$$R_1 = l \cdot R'_{L1} + \frac{U_{LB}}{I_{SC-min.}} = 3.0 \cdot 0.09 + \frac{1.5 \text{ kV}}{2.5 \text{ kA}} = 0.87 \Omega$$

This corresponds to a R/X ratio of 2.3. A security margin of 100% is again incorporated for the arc resistance as only one half of it appears in the measurement.

Reach of the Ph-E measurement:

From (6-3):

$$R_{E1} = l \cdot R'_{L1} + R_{LB} \cdot \frac{1}{1 + \frac{R_E}{R_L} \cdot \frac{I_{E1}}{I_{Ph1}}} = 1.2 \cdot \left(3.0 \cdot 0.09 + \frac{1.5 \text{ kV}}{0.5 \text{ kA}} \cdot \frac{1}{1 + 1.11 \cdot 1} \right) = 2.0 \Omega$$

The R/X ratio in this case is 5.4.

In the case of small impedances, no regard has to be taken of the load, and $R_1 = R_{E1} = 2.0 \Omega$ may be selected.

For the setting of the arc compensation in the back up zones a flash-over on the cable termination or on the busbars must be considered. If there are downstream overhead line feeders, faults in this range must be included. The calculation is done in a similar manner as shown above.

The same rules as exist for overhead lines, apply to the fault detection. Due to the small cable impedances, the fault detection conditions are simple. In most cases, over-current fault detection should be sufficient because the short circuit currents are a multiple of the maximum load current. Under-impedance fault detection for earth faults is only of interest in systems with earth current limiting.

When applying impedance starting, relatively small X-settings result if only the neighbouring cable section is covered by the setting. Larger settings are sensible to achieve better back up protection and larger arc compensation. A secure margin to the load impedance is still possible. In this case, the following secondary settings may typically be selected here:

$X_{+FD} = 40 \Omega$, $X_{-FD} = 20 \Omega$, and $R_{FD} = R_{FDE} = 20 \Omega$, assuming that the current transformers are approximately matched to the maximum continuous current of the cable.

If large motor starting currents in industrial plants are to be expected, it may be necessary to reduce the setting of X_{+FD} to below

$$X_{+A} \leq \frac{U_N / \sqrt{3}}{\sum I_{mot-max.}} \cdot \sin \varphi_{mot.} \cdot \frac{CT-ratio}{VT-ratio}$$

The motor starting currents are in the range of 5 to 6 times the rated motor current, but in relation to the CT nominal current of the in-feed, a substantially smaller value typically results.

6.3.4 Adjusting the zone reach in case of large R/X-setting

The angle errors of the voltage transformers (δ_U) and current transformers (δ_I) cause a turn of the short-circuit impedance towards the R-axis. This causes a negative error (overreach) in the X-measurement. This effect is the stronger the smaller the angle of the short-circuit impedance is. This means that it occurs in particular with cables of low cross-section ($\varphi_{SC} < 30^\circ$) and always if the fault resistance is large compared to the reactance of the line.

With high R/X-setting, the X border line of the quadrilateral should therefore be tilted by the corresponding angle $\alpha = \delta_U + \delta_I$ as is possible with the relay 7SA6 or 7SA522.

With older relays that do not provide this tilting possibility, it is recommended to slightly reduce the X-reach of the underreaching zone. The grading factor 90% should only be applied, when $R/X \leq 1$. With larger R/X-settings, the reduced grading factor can be calculated according to the following formula:

$$GF \leq \left[1 - \frac{R}{X} \cdot \text{tg}(\delta_U + \delta_I) \right] \cdot 93.5\%$$

Typical setting of the arc compensation

The ratio of the R/X setting is in the following range in practice:

Table 6.3 Typical R/X setting of quadrilaterals

Overhead line/cable	R/X ratio of the zone settings
Short cables (approx. 0.5-3 km)	3 to 5
Longer cables > 3 km	2 to 3
Short overhead lines < 10 km	2 to 5
Overhead lines < 100 km	1 to 2
Long overhead lines 100-200 km	0.5 to 1
Long EHV lines > 200 km	≤ 0.5

The angle error of the voltage and current transformers is not higher than 1° el. each if class 1 voltage transformers and class 5P current transformers are used. This is in particular the case when the VTs and CTs are under-burdened which is normally the case due to the low burden of the numerical relays.

The total angle error therefore remains below 2° el. which would be the setting value for the tilting of the reactance characteristic.

Without tilting we would have to reduce the zone grading factor to

$$GF \leq \left[1 - \frac{R}{X} \cdot \text{tg}2^\circ \right] \cdot 93.5\% = \left[1 - \frac{R}{X} \cdot 0.035 \right] \cdot 93.5\%$$

For $R/X = 3$ we get $GF \leq 84\%$ and for $R/X = 5$ the result is $GF \leq 77\%$.

In case of linearised CTs (TPZ) it has to be considered that the false angle may be as high as 3° el. if the CT is fully burdened. In this case 4° instead of 2° has to be inserted in the above formula. Strong under-burdening results also here in much smaller false

$$\text{angles } (\delta = \frac{P_i + P_B}{P_i + P_N} \cdot \delta_N).$$

Very low short-circuit angle

When the short-circuit angle of a cable is lower than about 20° , the reactance measurement is no more reliable considering the sum of tolerances of cable impedance, instrument transformer and relay.

In this case it may be better to change to an impedance measurement with a circle characteristic. This is justified as only low arc resistances occur in cable systems. Relay 7SA6 offers a plain impedance and modified impedance characteristics for this purpose.

6.3.5 Grading of distance zones with different characteristics

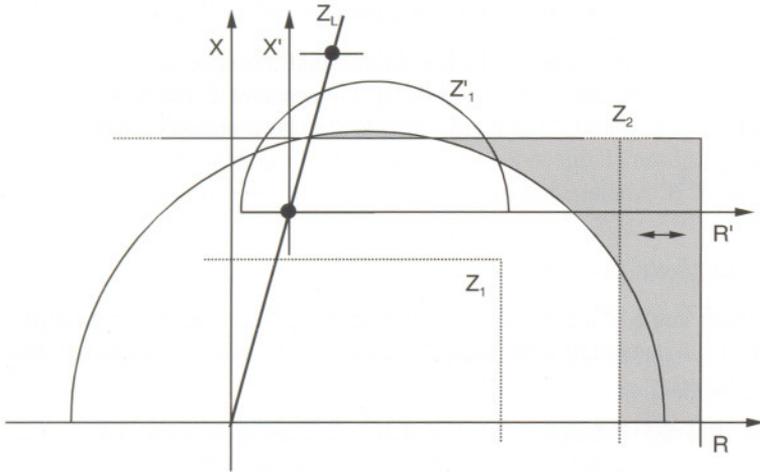
The devices of various manufacturers and relay generations are in service today. Accordingly it is often required to co-ordinate the different characteristics of the distance zones in the grading plan. A typical example is the application of a circular characteristic (mechanical relay) and quadrilateral characteristic (numerical relay) in sequence (figure 6.10).

In this case, the grading must use the X-reach of the zones at the intersection point of the zone reach with the line characteristic as a guideline (refer to paragraph 3.1.7, figure 3.23).

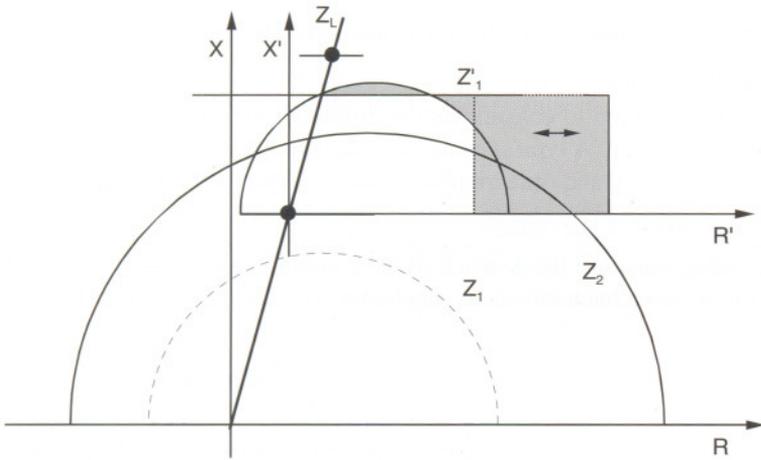
In the respect of the arc compensation, larger deviations naturally occur. The greater R-reach of the numerical relays in any event is a positive effect. The quadrilateral characteristics detect large fault resistances already with short reaches, while the circular characteristics may only have the required R-reach in the back up zones. Unselective tripping cannot occur.

A special situation arises when relays with different characteristics are combined to form a permissive overreach transfer trip scheme.

If the echo function is implemented, the reverse reach of the fault detection stage must be greater than the over-reach of the tripping stage of the relay of the opposite line end, to avoid an incorrect echo signal during external short-circuits. The fault detection characteristic must therefore fully enclose the overreaching zone in the third quadrant, where the external fault impedances appear. The same applies for the blocking technique, while in this case, for Anglo-Saxon relays, the reverse transmitting zone instead of the fault detection must be analysed (figure 6.11).



a) Difference between quadrilateral and circle in the second stage



b) Difference between quadrilateral and circle in the first stage

Figure 6.10 Grading of circle and quadrilateral Grading of circle and quadrilateral characteristic

If the $U-I-\varphi$ starting is used in conjunction with permissive overreach transfer trip, the co-ordination must be checked with a corresponding short-circuit calculation, taking the maximum expected fault resistance into account. The fault locations must be applied at the reach limit of the overreaching zone in the third quadrant for the short-circuit calculation.

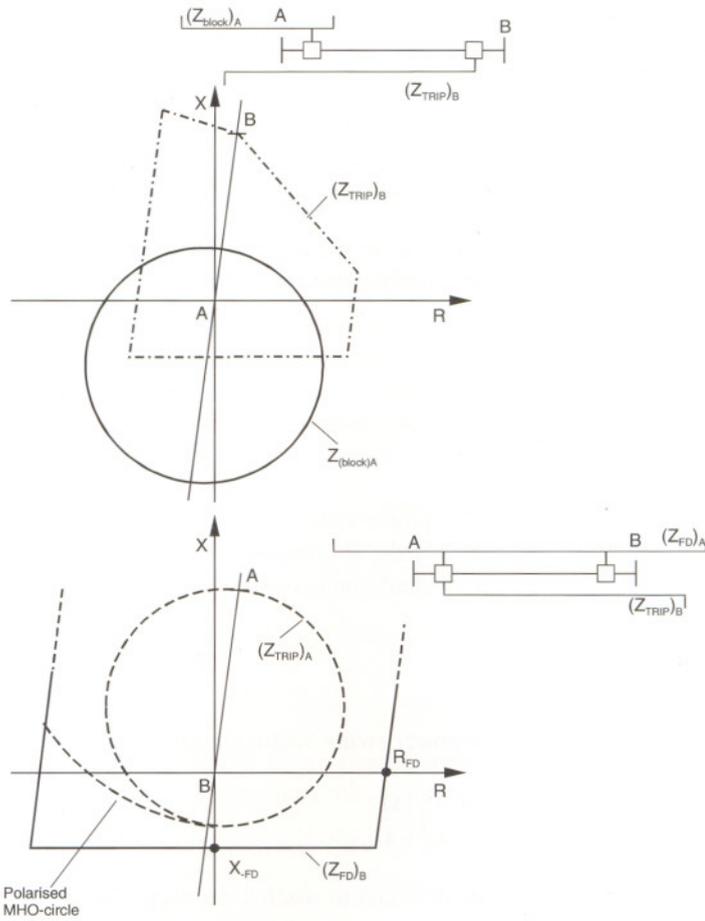


Figure 6.11 Blocking scheme: co-ordination of a MHO-circle with a quadrilateral

6.3.6 Setting of the power swing blocking

The power swing blocking reacts to the rate of change of the power swing vector.

Close to the fault detection zone, this is dominated by the resistive component dR/dt (refer to paragraph 3.1.11, figure 3.45). This especially applies to the EHV system, where the line angles typically exceed 85° .

For the classical two-machine arrangement, the course of dR/dt can be approximated as follows:

The impedance measured at the electrical midpoint is:

$$Z_{\text{middle}} = \frac{U_{\text{Ph-E}}}{I_{\text{Ph}}} = E \cdot \frac{\cos \frac{\vartheta}{2}}{\left(2 \cdot E \cdot \sin \frac{\vartheta}{2}\right) / Z_{\Sigma}} = \frac{Z_{\Sigma}}{2} \cdot \cos \left(\frac{\vartheta}{2}\right) \quad (6-4)$$

with $Z_S = Z_{S1} + Z_L + Z_{S2}$

Equal generator emfs are assumed:

$$E_1 = E_2 = E.$$

During a power swing, source emfs move away from each other. For simplicity, a constant power swing frequency is assumed, so that one emf rotates relative to the other

with a constant angular velocity. The covered angle is then given by $\vartheta = \omega_p \cdot t$. The angular velocity ω_p determines the speed at which the changing emf rotates in relation to the fixed emf.

From equation (6-4):

$$Z_{\text{middle}} = \frac{Z_\Sigma}{2} \cdot \cot\left(\frac{\omega_p \cdot t}{2}\right) \quad (6-5)$$

In the numerical relays 7SA the change of the power swing vector is separately evaluated for the R and X-direction. Hereunder only the R-component is examined, as in general it represents the decisive criteria in transmission networks.

$$R_p = \frac{X_\Sigma}{2} \cdot \cot\left(\frac{\omega_p \cdot t}{2}\right) \quad (6-6)$$

By differentiation, the velocity at which the power swing vector changes, is obtained.

$$\frac{dR_p}{dt} = \frac{Z_\Sigma}{2} \cdot \frac{\omega_p}{2} \cdot \text{tg}\left(\frac{\vartheta}{2}\right) = \frac{\pi}{2} \cdot Z_\Sigma \cdot f_p \cdot \text{tg}\left(\frac{\vartheta}{2}\right) \left[\frac{\Omega}{s}\right] \quad (6-7)$$

The power swing blocking function utilises this data to reach a decision. This is discussed by means of an example below.

Example 6.7: Traditional setting of PSB

In conventional technology and with earlier numerical relays (7SA511), dR/dt was measured as $\Delta R/\Delta t = (R1 - R2)/\Delta t$ with two concentric characteristics or blinders and a timer (see paragraph 3.1.11). In the following example, setting of this classical PSB arrangement is used to show the basic principle.

Given that:

230 kV transmission system according to figure 3.44, of paragraph 3.1.11

Line length 200 km, $Z'_L = 0.3 \Omega/\text{km}$

Three-phase short-circuit power at both line ends: 5 GVA

Maximum power swing frequency at which the system remains stable: $f_p = 2 \text{ Hz}$.

Current transformers: 800/1 A, voltage transformers: 230/0.1 kV

Task:

Determine the relay settings for the power swing blocking

Solution:

Line impedance:

$$Z_L = 200 \text{ km} \cdot 0.3 \text{ } \Omega/\text{km} = 60 \text{ } \Omega$$

Source impedances:

$$Z_{S1} = Z_{S2} = \frac{230^2 \text{ kV}^2}{8000 \text{ MVA}} = 6.6 \text{ } \Omega$$

The sum of the impedances is therefore: $Z_Y = 6.6 + 60 + 6.6 = 73.2 \text{ } \Omega$

It is assumed that the transmission angle ϑ during normal operation is not greater than 60° . From that, the outer blinder (PPOL) should keep a small security margin. This is to avoid a pick-up of the power swing blocking during steady state load conditions. In this case, the setting of the power swing polygon is selected such that the power swing vector only enters the power swing polygon at $\vartheta = 70^\circ$ (figure 6.12).

The R-reach of the power swing polygon is obtained with Equation (6-4):

$$R_{\text{PPOL}} = \frac{73.2}{2} \cdot \cot\left(\frac{70}{2}\right) = 53.2 \text{ } \Omega \text{ primary}$$

The velocity at which the vector changes at this point is:

$$\left(\frac{dR_{\text{Relay}}}{dt}\right)_{\text{PPOL}} = \frac{\pi}{2} \cdot 73.2 \text{ } \Omega \cdot 2.0 \frac{1}{\text{s}} \cdot \tan\left(\frac{70^\circ}{2}\right) = 161 \frac{\Omega}{\text{s}}$$

At least 35 ms should be available for measurement while the power swing vector passes from the outside to the inside polygon in the 7SA511.

The fault detection polygon (SPOL) should therefore be set smaller than the power swing polygon (PPOL) by a minimum ΔZ value.

The following results:

$$\Delta Z_{\text{primary}} \geq 0.035 \text{ s} \cdot \frac{dR_{\text{Relay}}}{dt} = 0.035 \cdot 161 = 5.6 \text{ } \Omega$$

$$R_{\text{SPOL-Primary}} = 53.2 - 5.6 = 47.6 \text{ } \Omega$$

It must still be noted that the power swing vector has been accelerated from entering of the power swing polygon up to reaching the fault detection polygon. The time needed from entering the power swing polygon to reaching the fault detection polygon must therefore be checked again.

The load angle at which the power swing vector enters the fault detection polygon is obtained in reverse with Equation (6-4).

$$\delta = 2 \cdot \arccot\left(\frac{R_{\text{SPOL}}}{Z_Y/2}\right) = 2 \cdot \left(\arctg\left(\frac{Z_Y/2}{R_{\text{SPOL}}}\right)\right) = 2 \cdot \arctg\left(\frac{73.2/2}{47.6}\right) = 75^\circ \quad (6-8)$$

The velocity of change at this point amounts to:

$$\left(\frac{dR_{\text{Relais}}}{dt}\right)_{\text{SPOL}} = \frac{\pi}{2} \cdot 73.2 \text{ } \Omega \cdot 2.0 \frac{1}{\text{s}} \cdot \tan\left(\frac{75^\circ}{2}\right) = 177 \frac{\Omega}{\text{s}}$$

with $Z_S = Z_{S1} + Z_L + Z_{S2}$

Equal generator emfs are assumed:

$$E_1 = E_2 = E.$$

During a power swing, source emfs move away from each other. For simplicity, a constant power swing frequency is assumed, so that one emf rotates relative to the other

with a constant angular velocity. The covered angle is then given by $\vartheta = \omega_p \cdot t$. The angular velocity ω_p determines the speed at which the changing emf rotates in relation to the fixed emf.

From equation (6-4):

$$Z_{\text{middle}} = \frac{Z_{\Sigma}}{2} \cdot \cot\left(\frac{\omega_p \cdot t}{2}\right) \quad (6-5)$$

In the numerical relays 7SA the change of the power swing vector is separately evaluated for the R and X-direction. Hereunder only the R-component is examined, as in general it represents the decisive criteria in transmission networks.

$$R_P = \frac{X_{\Sigma}}{2} \cdot \cot\left(\frac{\omega_p \cdot t}{2}\right) \quad (6-6)$$

By differentiation, the velocity at which the power swing vector changes, is obtained.

$$\frac{dR_P}{dt} = \frac{Z_{\Sigma}}{2} \cdot \frac{\omega_p}{2} \cdot \text{tg}\left(\frac{\vartheta}{2}\right) = \frac{\pi}{2} \cdot Z_{\Sigma} \cdot f_P \cdot \text{tg}\left(\frac{\vartheta}{2}\right) \left[\frac{\Omega}{s}\right] \quad (6-7)$$

The power swing blocking function utilises this data to reach a decision. This is discussed by means of an example below.

Example 6.7: Traditional setting of PSB

In conventional technology and with earlier numerical relays (7SA511), dR/dt was measured as $\Delta R/\Delta t = (R1 - R2)/\Delta t$ with two concentric characteristics or blinders and a timer (see paragraph 3.1.11). In the following example, setting of this classical PSB arrangement is used to show the basic principle.

Given that:

230 kV transmission system according to figure 3.44, of paragraph 3.1.11

Line length 200 km, $Z'_L = 0.3 \Omega/\text{km}$

Three-phase short-circuit power at both line ends: 5 GVA

Maximum power swing frequency at which the system remains stable: $f_p = 2 \text{ Hz}$.

Current transformers: 800/1 A, voltage transformers: 230/0.1 kV

Task:

Determine the relay settings for the power swing blocking

Solution:

Line impedance:

$$Z_L = 200 \text{ km} \cdot 0.3 \text{ } \Omega/\text{km} = 60 \text{ } \Omega$$

Source impedances:

$$Z_{S1} = Z_{S2} = \frac{230^2 \text{ kV}^2}{8000 \text{ MVA}} = 6.6 \text{ } \Omega$$

The sum of the impedances is therefore: $Z_\Sigma = 6.6 + 60 + 6.6 = 73.2 \text{ } \Omega$

It is assumed that the transmission angle ϑ during normal operation is not greater than 60° . From that, the outer blinder (PPOL) should keep a small security margin. This is to avoid a pick-up of the power swing blocking during steady state load conditions. In this case, the setting of the power swing polygon is selected such that the power swing vector only enters the power swing polygon at $\vartheta = 70^\circ$ (figure 6.12).

The R-reach of the power swing polygon is obtained with Equation (6-4):

$$R_{\text{PPOL}} = \frac{73.2}{2} \cdot \cot\left(\frac{70}{2}\right) = 53.2 \text{ } \Omega \text{ primary}$$

The velocity at which the vector changes at this point is:

$$\left(\frac{dR_{\text{Relay}}}{dt}\right)_{\text{PPOL}} = \frac{\pi}{2} \cdot 73.2 \text{ } \Omega \cdot 2.0 \frac{1}{\text{s}} \cdot \tan\left(\frac{70^\circ}{2}\right) = 161 \frac{\Omega}{\text{s}}$$

At least 35 ms should be available for measurement while the power swing vector passes from the outside to the inside polygon in the 7SA511.

The fault detection polygon (SPOL) should therefore be set smaller than the power swing polygon (PPOL) by a minimum ΔZ value.

The following results:

$$\Delta Z_{\text{primary}} \geq 0.035 \text{ s} \cdot \frac{dR_{\text{Relay}}}{dt} = 0.035 \cdot 161 = 5.6 \text{ } \Omega$$

$$R_{\text{SPOL-Primary}} = 53.2 - 5.6 = 47.6 \text{ } \Omega$$

It must still be noted that the power swing vector has been accelerated from entering of the power swing polygon up to reaching the fault detection polygon. The time needed from entering the power swing polygon to reaching the fault detection polygon must therefore be checked again.

The load angle at which the power swing vector enters the fault detection polygon is obtained in reverse with Equation (6-4).

$$\delta = 2 \cdot \text{arccot} \frac{R_{\text{SPOL}}}{Z_\Sigma/2} = 2 \cdot \left(\text{arctg} \frac{Z_\Sigma/2}{R_{\text{SPOL}}} \right) = 2 \cdot \text{arctg} \left(\frac{73.2/2}{47.6} \right) = 75^\circ \quad (6-8)$$

The velocity of change at this point amounts to:

$$\left(\frac{dR_{\text{Relais}}}{dt}\right)_{\text{SPOL}} = \frac{\pi}{2} \cdot 73.2 \text{ } \Omega \cdot 2.0 \frac{1}{\text{s}} \cdot \tan\left(\frac{75^\circ}{2}\right) = 177 \frac{\Omega}{\text{s}}$$

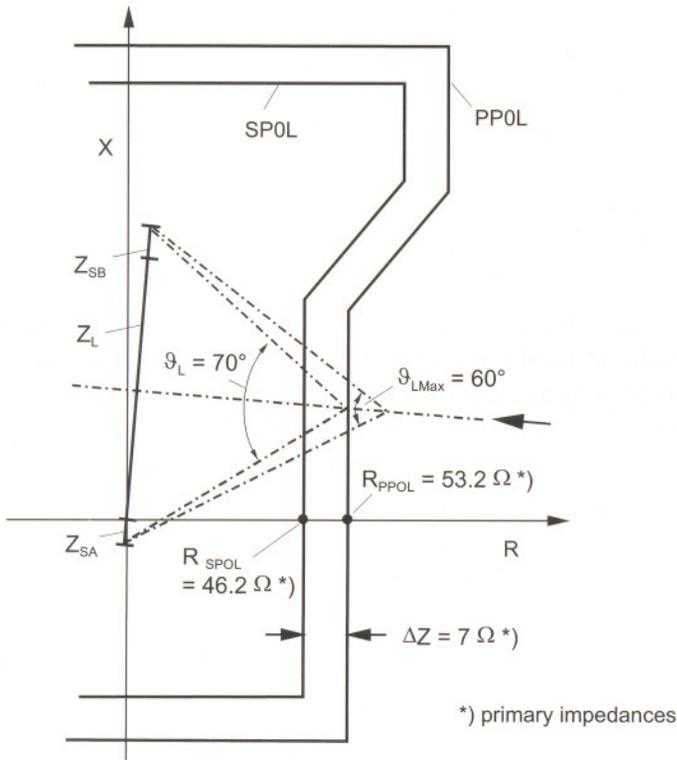


Figure 6.12

Setting of the power swing blocking in the 7SA511 (Figure for the calculation example)

This amounts to an increase of approximately 12%, compared to the velocity at which the vector entered the power swing polygon. The transition time of the vector from entering the power swing polygon up to reaching the fault detection polygon is therefore smaller than the required 35 ms. For this reason, the setting of ΔZ is increased from approximately 5.6 to 7 Ω primary. The setting of the fault detection polygon therefore reduces to $53.2 - 7.0 = 46.2 \Omega$ primary.

To apply the calculated settings to the relay, they must be converted to the secondary side of the instrument transformers:

$$\text{The impedance conversion factor is: } \text{ratio}_Z = \frac{\text{ratio}_{CT}}{\text{ratio}_{VT}} = \frac{800/1}{230/0.1} = 0.348$$

From this the final relay settings are obtained:

$$R_{\text{SPOL-secondary}} = 46.2 \cdot 0.348 = 16.1 \Omega;$$

chosen 16 Ω .

$$\Delta Z = 7.0 \cdot 0.348 = ; \text{ selected } 2.5 \Omega. (\Delta T = 35 \text{ ms, as assumed})$$

ΔZ and ΔT had to be set at traditional power swing blocking relays.

At the relay 7SA511, dR/dt has to be set instead of ΔT .

$$\left(\frac{dR_{\text{Relay}}}{dt}\right)_{\text{secondary}} = 177 \cdot 0.348 = 62 \frac{\Omega}{\text{s}}$$

The power swing logic must still be selected (blocking of particular or all zones, and power swing tripping).

In the case at hand the standard setting “block all zones” is selected.

Power swing tripping should be selected as well if the line must be deliberately tripped at the relay location in the event of an out-of-step condition in the system (refer to paragraph 3.1.11).

Setting free power swing blocking

The 7SA6 and 7SA522 relays do not require settings. The outer PSB characteristic surrounds automatically the largest set zones by a fixed ΔZ value of 5Ω secondary (1 A relay) as shown in figure 6.13. This advanced method also satisfies additional EHV system requirements:

- The blocking is effective up to higher swing frequencies (about 7 Hz).
- The power swing blocking function is only active during three phase symmetrical conditions (non-symmetry < 25%) and can also be cancelled if an earth current is detected (option).
- The power swing blocking is set up three-phase and functions in conjunction with single-phase ARC, also during the dead time
- The measuring technique also recognises three phase faults during the power swing, and cancels an active power swing block condition.

Note: When implementing the power swing blocking, the impedance fault detection must be selected, as a co-ordination of the power swing polygon with the $U-I-\phi$ fault detection is not possible. The $U-I-\phi$ fault detection characteristic changes its size in the impedance plane, depending on the source impedance (refer to paragraph 3.1.6, figure 3.22), while the power swing polygon is fixed.

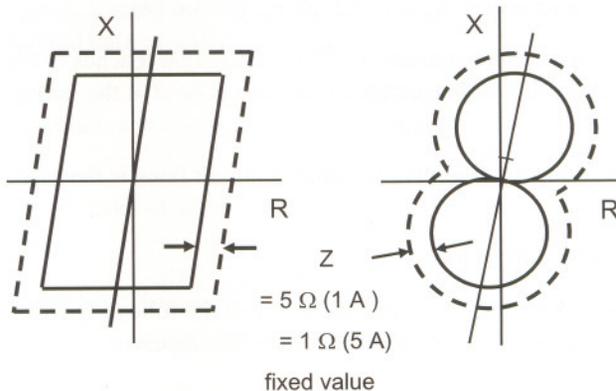


Figure 6.13
Setting free power swing blocking function in the relays 7SA522 and 7SA6.

7 Calculation examples

The setting procedure for a common single circuit line is explained in the relay manuals by means of an example. At this point additional special applications are discussed.

7.1 Double circuit lines in earthed systems

In this case, zone settings for earth faults demand closer inspection due to the coupling of the zero sequence system. The basic discussion in paragraph 3.5.3 may be referred to.

General procedure

It is recommended to initially do the grading of the phase fault distance zones, without consideration of the parallel line coupling.

In a second stage, the zone reaches for the earth faults are checked, and a suitable earth current compensation factor is selected.

The implementation of the parallel line compensation must be considered, to ensure sufficient remote back up protection coverage of earth faults.

Grading of the distance protection for phase short-circuits

The zones must be set according to the basic principles for grading plans (refer to paragraph 3.1.14). The parabolic shape of the impedance course depending on the fault location is significant for the back up zones (figure 3.62, paragraph 3.1.14).

Furthermore, when double circuit lines are connected in series, different reaches of the back up zones result, depending on the service condition and the in-feed at the remote end (figure 3.64, paragraph 3.1.14).

Theoretically, the compilation of the grading plan for double circuit lines is therefore complex [3-21, 3-34].

In practice however a simpler procedure is followed.

For the practical grading of the second zone, half the impedance of the following parallel line can be used (double circuit line after single circuit line). The result is:

$$Z_{2A} = GF2 \cdot (Z_{A-B} + 0.5 \cdot Z_{B-C}) \quad (7-1)$$

The third zone must be graded according to the selected back up protection strategy. A grading plan which remains selective for almost all system conditions results in relatively short third zone settings, which are hardly longer than the corresponding Zone 2.

In HV and EHV systems an attempt will be made to cover the downstream double circuit line during normal parallel line operation with the third zone. In this case, the following zone setting results:

$$Z_{3A} = 1.1 \cdot (Z_{A-B} + Z_{B-C}) \quad (7-2)$$

For the fault detection zone (offset 4th zone), the downstream lines must, in the least favourable switching condition (single circuit line after parallel line), be inside the protected zone. The following setting must be selected:

$$Z_{+FD-A} = 1.1 \cdot (Z_{A-B} + 2 \cdot Z_{B-C}) \quad (7-3)$$

In general, there will be an in-feed at the intermediate stations of the double circuit line, which must be considered when grading the back up zones. This is illustrated with the following example.

Example:

Double circuit line
setting of the distance zones for phase short-circuits

Given:

400 kV double circuit line

line data:

configuration according to figure 7.1

l_1 and $l_2 = 150$ km, l_3 and $l_4 = 80$ km

$Z'_{1L} = 0.0185 + j 0.3559 \Omega/\text{km}$

$Z'_{0L} = 0.2539 + j 1.1108 \Omega/\text{km}$

$Z'_{0M} = 0.2354 + j 0.6759 \Omega/\text{km}$

$P_{\text{nat}} = 518$ MW per line

current transformer: 2000/1 A

voltage transformer: 400/0.1 kV

In-feed data as stated in figure 7.1.

Task:

Calculation of the zone setting for relay D1.

Solution:

For the sake of simplicity, the calculation of the short-circuit is only done with X-values:

$$X_{L1} = X_{L2} = 0.3559 \Omega/\text{km} \cdot 150 \text{ km} = 53.4 \Omega$$

$$X_{L3} = X_{L4} = 0.3559 \Omega/\text{km} \cdot 80 \text{ km} = 28.5 \Omega$$

Generally a grading factor of 85% is used.

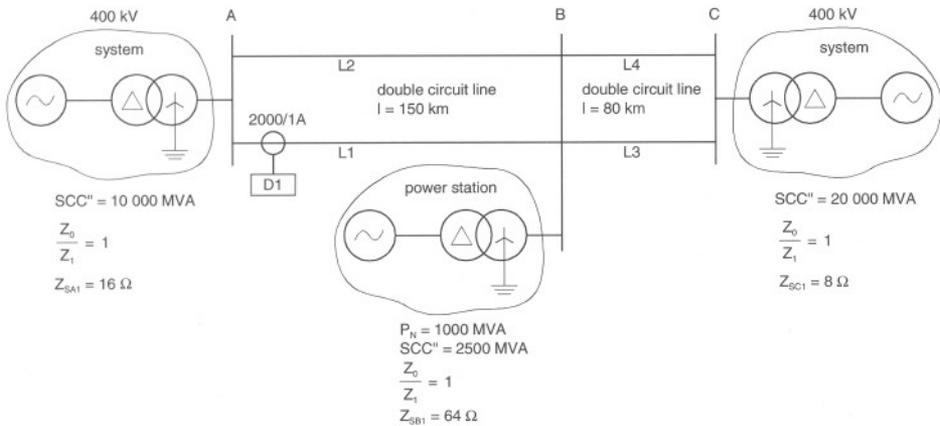


Figure 7.1 Protection settings on a double circuit line: system data for the calculation example

The zone reaches are calculated as follows: $X_1 = 0.85 \cdot 53.4 = 45.4 \Omega$

For the selective grading of the second zone, it is assumed that the parallel line L2 is open, but that the intermediate in-feed in B is always at least half its short-circuit rating.

Selective grading up to the end of the first zone of the distance relay on the downstream feeders 3 and 4 is done. This implies that approximately half the line impedance may be used. A simplified equivalent circuit results (figure 7.2).

For a three phase fault at C, the short-circuit currents shown in the drawing are calculated.

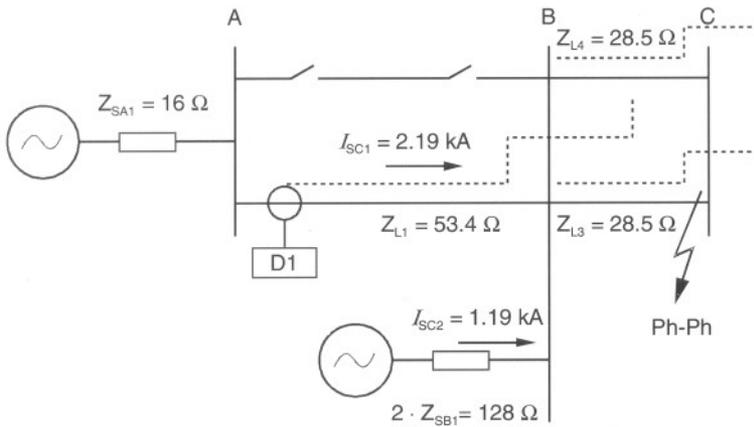


Figure 7.2 Protection setting in the case of double circuit lines: equivalent circuit for the calculation example

Considering the intermediate in-feed effect, the following is obtained:

$$X_2 = \left[53.4 + \frac{28.5}{2} \cdot \left(1 + \frac{1.19}{2.19} \right) \right] \cdot 0.85 = 64 \, \Omega = 120\% X_{L1}$$

According to the recommendations above, the following is obtained for zone 3:

$$X_3 = (53.4 + 28.5) \cdot 1.1 = 90.1 \, \Omega = 169\% X_{L1}$$

and for the fault detection zone (respectively 4th zone, if used):

$$X_{+FD} = (53.4 + 2 \cdot 28.5) \cdot 1.1 = 121 \, \Omega = 226\% X_{L1}$$

We must now check the reach of the distance zones under the actual multiple infeed conditions as shown in figure 7.1.

The parallel connection of lines 3 and 4 result in a parabolic course of the measured impedances (refer to paragraph 3.1.14). This is amplified by the strong remote infeed (figure 7.3).

The calculation procedure is outlined in Appendix 11.A.2.

We see that the reach of the back-up zones is rather short. The second zone covers only 8% of the following lines, the third only zone 28% and the fault detecting zone has a "blind" range where faults are not detected on the following lines.

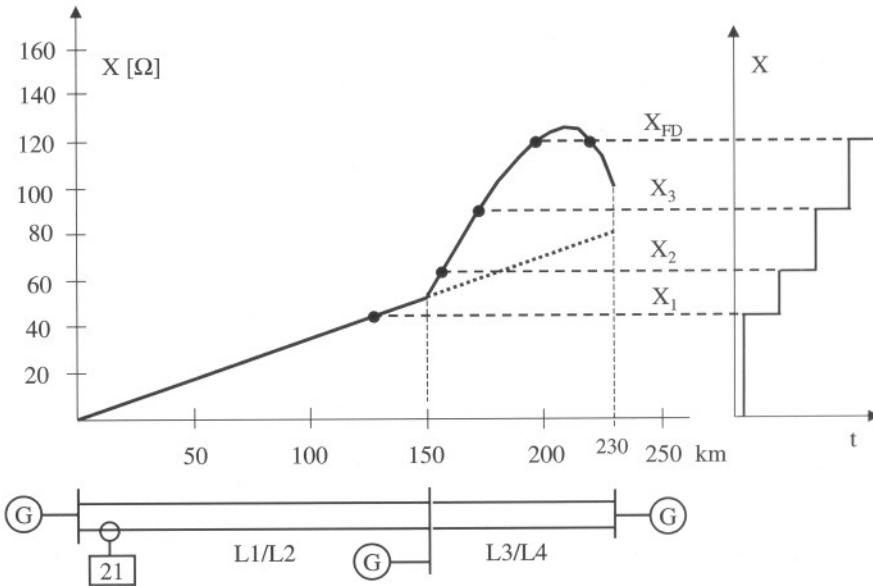


Figure 7.3 Reach of distance zones for phase to earth faults (example)

Zone reach during earth faults

The residual compensation factor \underline{k}_E is decisive in the case of the ph-E measuring systems. On single circuit lines, it is set to a corresponding $\underline{Z}_E/\underline{Z}_L$ value of the line. The protection then measures the same impedance for Ph-Ph and earth faults.

In the case of double circuit lines, a measuring error during earth faults results due to the zero sequence system coupling (see paragraph 3.5.3). The measurement can be corrected with the parallel line compensation. In the 7SA relays this function is optionally available. The parallel line earth current must only be connected to the relay and the mutual impedance must be set. The residual compensation factor \underline{k}_E in this case must be matched for the single circuit line. The earth current balance, that prevents an over-reach of the distance relay on the healthy parallel line (refer to paragraph 3.5.3), may be left on the standard value $x/l = 85\%$.

Setting of the \underline{k}_E factor (operation without parallel line compensation)

In the event that the parallel line compensation is not used, a suitable \underline{k}_E factor must be found, to ensure sufficient protection coverage for all possible operating states of the double circuit line (table 7.1).

The adaptation of the setting to a particular operating condition results in an over or under-reach for the other operating conditions. GF1 in % is the selected grading factor for the first zone (reach for Ph-Ph faults). The ratio x/l in % then indicates how far the first zone (Ph-E loop) reaches for earth faults in relation to the line length.

The determination of the relay setting value \underline{k}_{ER} is shown by means of the double circuit operation example:

For a fault at the distance x/l , the voltage at the relay location is:

$$U_{\text{Ph-E}} = \frac{x}{l} Z_L \cdot I_{\text{Ph}} - \frac{x}{l} Z_E \cdot I_E - \frac{x Z_{\text{OM}}}{l} \cdot I_{\text{EP}}$$

The single sided in-feed is initially considered to estimate the zone reach depending on the switching state of the parallel line.

In this case the following current relation is valid:

$$I_E = -I_{\text{Ph}} \quad \text{and} \quad I_{\text{EP}} = \frac{x/l}{2-x/l} \cdot I_E$$

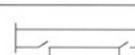
For the measurement of the Ph-E loop, the following is obtained:

$$\underline{Z}_{\text{Ph-E}} = \frac{U_{\text{Ph-E}}}{I_{\text{Ph}} - \underline{k}_{\text{ER}} \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot \frac{\underline{Z}_L + \underline{Z}_E + \frac{\underline{Z}_{\text{OM}}}{3} \cdot \frac{x/l}{2-x/l}}{1 + \underline{k}_{\text{ER}}} \quad (7-4)$$

$\underline{k}_{\text{ER}}$ is the complex residual current compensation factor set in the relay.

Table 7.1

Distance measurement for earth faults: reach (in X-direction) depending on the relay setting k_{XER} and the switching condition.

Relay setting	Reach x/l for Ph-E short-circuits		
	 $\frac{x}{l} = GF1 \cdot \frac{1+k_{XER}}{1+k_{XEL}}$	 $\frac{x}{l} =$ refer to equation 205	 $\frac{x}{l} = \frac{(1+k_{XER}) \cdot GF1^{(*)}}{1+k_{XEL}-k_{XEM} \cdot \frac{X'_{OM}}{X'_{OL}}}$
1 st zone grading: GF1 = 0.85			
Residual compensation factor k_{XER} :			
 $k_{ER} = \frac{1+k_{XEL}}{GF1} \cdot \frac{x}{l} - 1 = 0.71(0.5)$	85% (75%)	71% (64%)	108% (98%)
 $k_{XER} = \frac{1+k_{XEL}+k_{XEM} \cdot \frac{x/l}{2-x/l}}{GF1} - 1 = 1.18$	108%	85%	132%
 $k_{XER} = \frac{1+k_{XEL}+k_{XEM} \cdot \frac{X'_{OM}}{X'_{OL}}}{GF1} \cdot \frac{x}{l} - 1 = 0.31$	65%	56%	85%

Line data: $X'_{OM} = 0.72 \Omega/\text{km}$, $X'_{OL} = 1.11 \Omega/\text{km}$, $X'_{IL} = 0.356 \Omega/\text{km}$

Earth comp. Factors of the line: $k_{XEL} = \left(\frac{X'_{EL}}{X'_{IL}}\right)_{\text{line}} = 0.71$ $k_{XEM} = \left(\frac{X'_{OM}}{3 \cdot X'_{IL}}\right)_{\text{line}} = 0.64$

^{*)} this equation applies for $\frac{x}{l} \leq 1$. If $\frac{x}{l} > 1$ then: $\frac{GF1(1+k_{XER})+k_{XEM} \cdot \frac{X'_{OM}}{X'_{OL}}}{1+k_{XEL}}$

In the case of the numerical relays 7SA, the values of X and R are separately calculated.

If the phase and earth currents have the same phase relationship, then the simplified equations (3-53) and (3-54) apply. Accordingly from equation (7-4):

$$X_{\text{Ph-E}} = \frac{U_{\text{Ph-E}} \cdot \sin \varphi K}{I_{\text{Ph}} - \left(\frac{X_E}{X_L}\right)_R \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot X_L \frac{1 + \frac{X_E}{X_L} + \frac{X_{OM}}{3 \cdot X_L} \cdot \frac{x/l}{2-x/l}}{1 + \left(\frac{X_E}{X_L}\right)_R}$$

$$R_{\text{Ph-E}} = \frac{U_{\text{Ph-E}} \cdot \sin \varphi K}{I_{\text{Ph}} - \left(\frac{R_E}{R_L}\right)_R \cdot I_E} = \frac{x}{l} \cdot R_L \frac{1 + \frac{R_E}{R_L} + \frac{R_{OM}}{3 \cdot R_L} \cdot \frac{x/l}{2-x/l}}{1 + \left(\frac{R_E}{R_L}\right)_R}$$

For the reach, only the measured X-value is relevant.

With the line constants $k_{XEL} = \frac{X_E}{X_L}$ and $k_{XEM} = \frac{X_{OM}}{3 \cdot X_L}$ and the relay setting value $k_{XER} = \left(\frac{X_E}{X_{LR}} \right)$ the following results:

$$X_{Ph-E} = \frac{x}{l} \cdot X_L \cdot \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{x/l}{2 - x/l}}{1 + k_{XER}} \quad (7-5)$$

As the Ph-E and Ph-Ph measuring systems have the same impedance pick-up value (common setting value Z_1), the following applies: $Z_{Ph-E} = Z_{Ph-Ph} = Z_1 = GF1 \cdot Z_L$,

where GF1 is the grading factor of the first zone.

The following equation is derived for the residual current compensation factor that has to be set in the relay:

$$k_{XER} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{x/l}{2 - x/l}}{GF1} \cdot \frac{x}{l} - 1 \quad (7-6)$$

The reach of the Ph-E measuring systems can be varied by changing the setting of the k_{XER} factor while maintaining a given zone reach for phase faults (GF1 in % of Z_L).

Equation (7-6) can be rearranged to provide a solution for x/l . The reach for a given k_{XER} setting is then obtained:

$$\frac{x}{l} = \frac{[GF1 \cdot (1 + k_{XER}) + 2(1 + k_{XEL})]}{2 \cdot (1 + k_{XEL} - k_{XEM})} - \frac{\sqrt{[\dots]^2 - 8(1 + k_{XEL} - k_{XEM}) \cdot (1 + k_{XER}) \cdot GF1}}{2 \cdot (1 + k_{XEL} - k_{XEM})} \quad (7-7)$$

The equations given in table 7.1 for the cases of “parallel line open” and “parallel line open and earthed on both sides” can be derived in the same manner.

Setting strategy for the first zone of the parallel lines)

The selection of the k_{XER} setting requires a compromise which considers all three operating configurations (table 7.1)¹.

With a grading factor of $GF1 = 85\%$, adaptation to a single circuit line normally is an acceptable solution. The isolation of a line at both ends with earthing at both ends is

¹ The numeric values in table 7.1 were calculated with the line data of the previous example. The complex factors $k_{EL} = 0.71 - j 0.18$ and $k_{EM} = 0.64 - j 0.18$ for the sake of simplicity were only considered with their real components which as a first approximation correspond to the values $k_{XEL} = X_E/X_L$ and $k_{XEM} = X_M/(3 \cdot X_L)$. For the EHV system this provides sufficient accuracy.

only done during maintenance, so that the small overreach of 8% is only seldom present. In general, the overreach is considerably reduced by intermediate in-feeds (see further below). In conjunction with single phase ARC, the overreach would in any event only cause an unnecessary ARC, and would not cause final tripping, with the presumption that the short-circuit is of a transient nature (approximately 90% of all short-circuits).

Alternatively, the reach during earth faults could be somewhat reduced by setting a smaller k_{XER} factor. In the example, a reduction of $k_{XER} = 0.71$ to $k_{XER} = 0.5$ would only just result in no more overreach. The reach with both lines in service would however only be 64%, whereby it must be noted that the parallel line coupling only reaches its maximum influence during the worst case condition of single ended in-feed. Under normal conditions, with two ended in-feed, the earth current on the parallel line for faults close to the middle of the line is substantially smaller and the zone reach almost corresponds to that of a single circuit line. (see figure 7.5 below)

Additionally, the parallel line coupling at the other line end always acts in the opposite direction, i.e. causes an increase of the zone reach. With permissive tripping, secure fast fault clearance is always ensured.

It must however be noted that a reduction of the k_{XER} factor would also reduce the reach of the back up zones for earth faults. This could be compensated by using the separately settable residual compensation factor for overreaching zones, now provided by modern numerical relays (7SA6, 7SA522). This is discussed below.

At earlier relay types, where only one common k_{XER} factor exists, a small zone reach reduction (e.g. $GFI = 0.8$) should alternatively also be considered to avoid reduction of the back-up zones.

Setting of the overreach zone

The zone Z_{OR} for teleprotection or ARC controlled zone extension, should be set to 120-130% of Z_L . This reach would also apply for earth faults in conjunction with parallel line compensation.

Without parallel line compensation, the 120% reach must be dimensioned for the operating condition with parallel lines by consideration of the k_{XER} factor which was previously determined.

For this purpose, equation (7-6) is solved for GFI and GFI is replaced by GF :

$$GF = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM} \cdot \frac{x/l}{2 - x/l}}{1 + k_{XER}} \cdot \frac{x}{l} \quad (7-8)$$

To reach to the end of the line ($x/l = 1$), the grading factor must be

$$GF_{x/l=1} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM}}{1 + k_{XER}}$$

Including a security margin of 20%, the following equation for the overreaching zone is obtained:

$$X_{OR} = \frac{1 + k_{XEL} + k_{XEM}}{1 + k_{XER}} \cdot X_L \cdot 1.2 \quad (7-9)$$

With the selected $k_{XER} = 0.71$, $X_{OR} = 165\% X_L$ is obtained.

Accordingly, the overreaching zone must have a very large setting if a parallel line compensation is not used, to ensure the 20% security margin when both lines are in service.

Note: Modern numerical relays offer the option to set a separate residual compensation factor for the overreaching zones.

We could in this case determine the setting for the overreaching zone as follows: For the zone to cover 100% if the line, we would initially assume a grading factor of $GF = 1$ and calculate the residual compensation factor for $x/l = 1$ from (7-6):

$$k_{XER-2} = \frac{1 + 0.71 + 0.64}{1} - 1 = 1.35$$

Using a security margin of 20%, we would finally get the setting for the overreaching from (7-9):

$$X_{OR} = \frac{1 + 0.71 + 0.64}{1 + 1.35} \cdot X_{L1} \cdot 1.2 = 1.2 \cdot X_{L1}$$

Reach of the back up zones during earth faults

The behaviour of the distance protection with and without parallel line compensation is looked at.

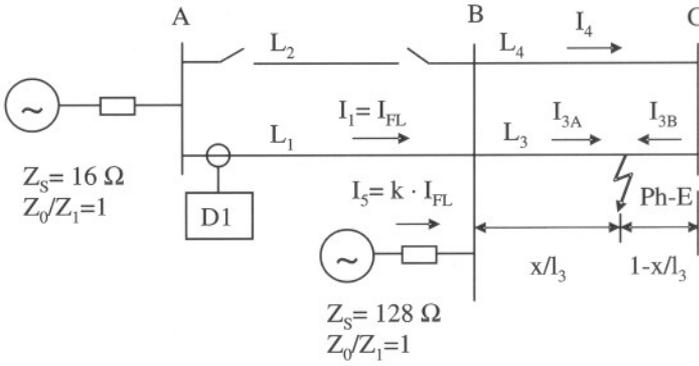
Single side infeed:

We first consider this easier to study case, which gives a first insight in the calculation method. The system state of a single line (e.g. L1) followed by the parallel connection of L3 and L4 results in the highest reach of the second zone and should be used to check the selectivity between zone 1 on lines 3 and 4 and the second zone of L1.

For the intermediate infeed half the short circuit power is assumed as for the definition of the second zone for phase to phase faults. The relevant circuit diagram is shown in figure 7.4. The intermediate infeed contributes k times the current of the line to the total fault current. From the given system data the value $k = 0.84$ can be derived.

For the derivation of a generally valid formula, we define that the fault current of the intermediate infeed from the power plant is k times the current flowing through line 1 where the considered relay is installed. We then get:

$$I_{Ph} = -I_{E1} = I_{FL} \quad \text{and} \quad I_{Ph5} = -I_{E5} = k \cdot I_{FL}$$

**Figure 7.4**

Protection setting in case of double circuit lines: equivalent circuit for the calculation example (Ph-E faults)

The total fault current then is $(1 + k) \cdot I_{FL}$. It splits up in two loops via lines 3 and 4 to the fault point.

For the voltage at the relay location we get the following equation:

$$\underline{U}_{Ph-E} = \underline{Z}_{L1} \cdot I_{Ph1} - \underline{Z}_{E1} \cdot I_{E1} + \frac{x}{l_3} \underline{Z}_{L3} \cdot I_{Ph3A} - \frac{x}{l_3} \underline{Z}_{E3} \cdot I_{E3A} - \frac{x \underline{Z}_{0M3-4}}{l_3} \cdot I_{E4} \quad (7-10)$$

$$I_{Ph3A} = -I_{E3A} = (1 + k) \left(1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{x}{l_3} \right) \cdot I_{FL} \quad \text{and} \quad I_{E4} = -(1 + k) \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{x}{l_3} \cdot I_{FL}$$

Inserting the currents in equation (7-10), we can calculate the measured impedance, by dividing the voltage U_{Ph-E} by the composed current $I_{Ph1} - k_{XER} \cdot I_{E1} = (1 + k_{XER}) \cdot I_{FL}$.

$$X_{Ph-E} = \frac{1 + k_{XEL-1}}{1 + k_{XER}} \cdot X_{L1} + (1 + k) \cdot \frac{\left[\frac{x}{l_3} \left(1 - \frac{x}{2 \cdot l_3} \right) \cdot (1 + k_{XEL-3}) + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{x}{l_3} \right)^2 \cdot k_{XEM3-4} \right]}{1 + k_{XER}} \cdot X_{L3} \quad (7-11)$$

Again, by solving for x/l_2 , the equation for the zone reaches is obtained:

$$\frac{x}{l_3} = \frac{(1 + k_{XEL-3}) - \sqrt{(1 + k_{XEL-3})^2 - (1 + k_{XEL-3} - k_{XEM3-4}) \cdot \Delta}}{(1 + k_{XEL-3} - k_{XEM3-4})} \quad (7-12)$$

$$\text{with } \Delta = \frac{2}{1 + k} \cdot \frac{X_{L1}}{X_{L3}} \cdot \left[(1 + k_{XER}) \cdot \frac{X_{Zone}}{X_{L1}} - (1 + k_{XEL-1}) \right]$$

With the given intermediate infeed condition $k = 0.84$ the following results:

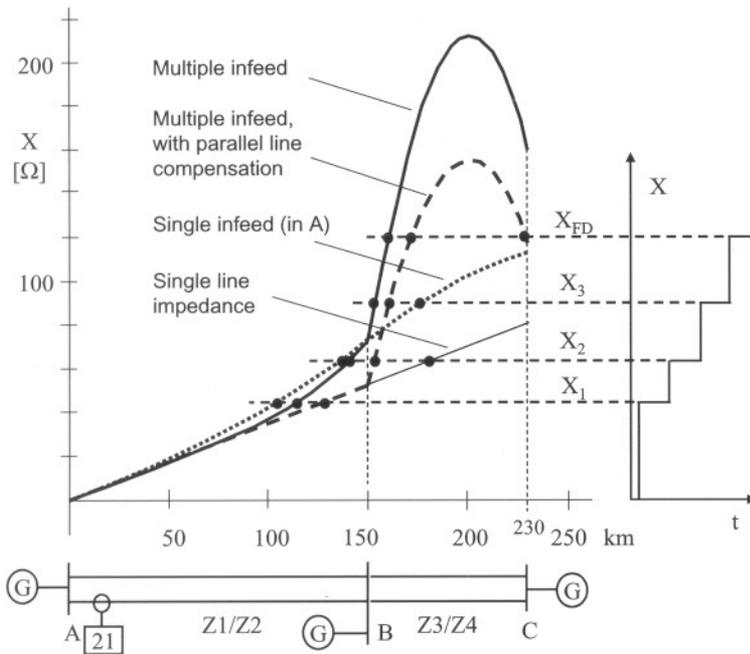


Figure 7.5 Reach of distance zone in case of Ph-E faults (Calculation example)

For zone 2 (120% X_{L1} setting), a reach of $x/l_3 = 22\%$ is obtained. For the third zone (169% X_{L1} setting) a reach of $x/l_3 = 104\%$ is calculated. This means, this zone reaches beyond station C. The fault detection zone overreaches C by far.

Zone selectivity is assured for the most unfavourable case.

We must now check the reach of the zones for Ph-E faults for the actual case of multiple infeeds, to see if remote back-up can be sufficiently guaranteed.

The calculations for this study is onerous and suitable computer programs are nowadays used for this purpose. For the calculation by hand, we neglect load and assume equal infeeding EMFs. This is an acceptable approximation for the practical estimation of the zone reaches (larger fault resistances are not considered here). The calculation is outlined in detail in Appendix 11 A.2.

The calculated reach of zones is shown in figure 7.5.

We can observe the following:

- The shortest reach of *zone 1* on the protected line is 70% of the line length. With multiple infeed the reach is a bit higher. With parallel line compensation it extends to about 95%.
- The reach of the *back-up zones* is dramatically reduced with the strong remote infeed in C and the intermediate infeed in B. Without parallel line compensation, the 2nd zone does not even reach to the line end L_1 .

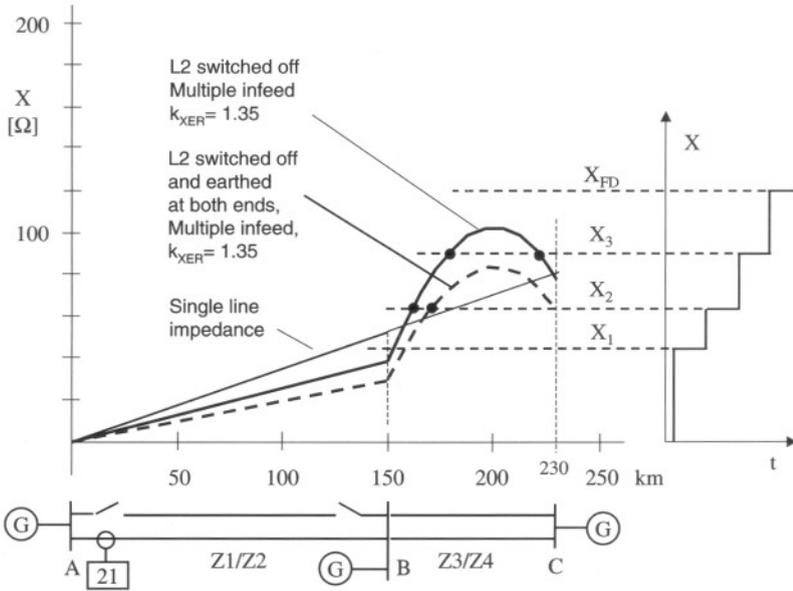


Figure 7.6 Reach of distance zone in case of Ph-E faults (Calculation example)

- With parallel line compensation, the zone reach is somewhat improved. This is due to the fact that beyond the opposite station B the residual compensation factor $k_{XER}^* = \frac{1 + k_{XER} + k_{XEMR}}{1 + k_{XER}}$ becomes effective. For example, in equation (7-12) the term $k_{XER} = 0.71$ must be replaced by the term $+ k_{XEMR} = 0.71 + 0.64 = 1.35$.
- Modern numerical relays allow to set a separate residual compensation factor k_{XER-2} which is effective for the overreaching and back-up zones. For these zones, a setting of $k_{XER-2} = 1.35$ would have the same effect as the parallel line compensation. A much higher setting of k_{XER-2} however is not reasonable. An overreach of the second zone would occur for faults near C because a reduced impedance is measured behind the maximum of the parabola. This is shown in figure 7.6 for the case that the parallel line L2 is switched off. The critical case occurs when the switched off line is earthed at both ends. In this case a fault in C would appear at the border of the second zone.

R-Setting

The reach of the zones in R-direction is co-ordinated with the impedance of the natural load of the line:

$$Z_{Nat.} = \frac{U_n^2}{P_{Nat.}} = \frac{400^2}{518} = 309 \Omega$$

It is assumed that each line must be capable of carrying twice the rated current for a short time and include an additional security margin of 30%.

From this, the maximum R-reach of the fault detection would be:

$$R_{\max.} = 0.7 \cdot \frac{309}{2} = 108 \Omega \text{ primary}$$

A setting of $R/X = 1$ ($R = 50$) for the 150 km lines and $R/X = 2$ ($R = 50 \Omega$) for the 80 km lines should normally be sufficient for zone 1.

One could then set the load blocking cone (see paragraph 6.2.6) to let say $R = 50$ and an opening angle φ_A somewhere between 30 and 50° dependent on the reactive load which shall be transported on the lines. The R-reach of the back-up zones could then be increased by keeping the ratio $R/X = 1$ for the 150 km line, and 2 for the 80 km line.

Conclusions

The example shows that selective remote back-up protection is not feasible in transmission systems with varying switching states and strong multiple infeed conditions.

With normal parallel line operation, the distance back-up zones can only cover a small fraction of the following lines because selective zone grading must be based on the single line condition where the highest reaches occurs. A loss of the remaining single line could be disastrous.

Therefore, double unit protection systems (e.g. PUTT and POTT or PUTT and differential protection) combined with local back-up (breaker failure) protection should be applied.

The additional remote back-up protection of distance zones should be optimised as far as possible:

Setting of a higher residual compensation factor for the overreaching zones, when available, should be used. A value of $k_{\text{XER-2}} = k_{\text{XEL}} + k_{\text{XEM}}$ is reasonable. It enables the same zone reach as the parallel line compensation.

Parallel line compensation is not needed from the protection point of view. The reach of the underreaching zone 1 is not significantly reduced. The critical case would be the single infeed condition which however must not be expected with multiple infeeds.

The sufficient reach of the overreaching carrier zone and the back-up zones can be guaranteed by using the separate residual earth compensation factor as mentioned above.

Parallel line compensation should however be considered for the fault locator, because only with it accurate distance to fault measurement is possible.

The topic of zone grading on double circuit lines in earthed systems is extensively covered in [3.34]. Calculation programs nowadays are available for the relatively complex checking of the back up zones and the fault detection.

7.2 Three terminal line (teed feeders)

The in-feed from the respective third end influences the zone reach. This is the deciding criteria when selecting the protection mode and the setting of the distance zones.

Protection without signalling channels

In this case, selective protection grading is hardly possible if internal faults must be cleared inside the zone 2 time at the latest. The zone 2 would have to be set to securely reach beyond the furthest opposite end under consideration of the intermediate in-feed effect.

An enormous overreach into the system results when one in-feed is switched off.

If it is acceptable that during close in faults the circuit breakers at the two opposite ends switch off in succession, i.e. cascaded tripping, a somewhat smaller reach setting is possible. In this case the zone 2 setting must be done according to "Formula 2".

$$X_2 = X_{L(\text{local line end to node})} + 2 \cdot X_{L(\text{node to farrest remote end})} \quad (7-13)$$

This setting ensures that at least one line end "sees" the remote fault in zone 2, and trips. The other line end will also "see" the fault in zone 2 now and also trip, as the intermediate in-feed is switched off.

Protection with signalling channels

The simplest case applies when the three line sections from the node to the line ends are approximately the same length. In this case it would be possible to set the under-reaching zone at each end to reach beyond the node. All internal faults would then be detected by at least one under-reaching zone, allowing the circuit breakers at the opposite ends to be tripped permissively.

If permissive tripping with zone extension is used, it must be ensured that the over-reaching zone reaches beyond both opposite ends, under consideration of the worst case intermediate in-feed situation (see paragraph 3.5.2).

With unfavourable conditions, it is better to use the permissive tripping with the fault detecting zone, as the maximum reach is then available.

In extreme cases, when it cannot be ensured that the protection at the opposite end picks up during close in faults, a direct inter-tripping function via dedicated communication channel must be implemented.

Single transmission channels from each station to each of the opposite stations is required irrespective of which type of permissive tripping scheme is used.

In general, the line sections have different lengths and the in-feeds differ from each other by a greater or lesser degree. The permissive under-reaching scheme cannot be used in this case as the zone 1 of at least one line end does not reach beyond the node. In this case a directional comparison or blocking technique must be implemented.

The signalling logic in this case is substantially more complex.

The permissive overreach transfer trip scheme for a three terminal line is shown in figure 5.41, paragraph 5.3.2 The receive signals must be combined with AND-gates (by simply connecting the receive contacts in series). The receive signal must be returned to the sending end when the circuit breaker is open, or during a weak in-feed condition (protection does not pick up) to ensure that tripping can take place there.

With the numeric relays 7SA it is additionally possible to directly trip the local circuit breaker with the simultaneously measuring under-reaching zone. This is important in the case where the relays at the opposite ends do not pick up during close-in faults with high fault resistance, because the resistance appears larger there due to the smaller fault current (refer to paragraph 3.5.1 and the following example). By switching off the end closest to the fault, the measured fault resistance is reduced to the other line ends, allowing the permissive overreaching scheme to then trip the remaining two terminal line as well.

The independent undereaching zone is also useful in the event that during an internal fault, current flows out of the three terminal line due to the system conditions ("outfeed condition", refer to paragraph 3.5.2). Direct tripping of the end closest to the fault in this case again introduces a new fault scenario (reversal or interruption of the current flowing out of the three terminal line) which is recognised as an internal fault by the permissive overreaching scheme. Tripping again results in cascade.

The blocking schemes often implemented outside Europe, have an advantage on the three terminal application, in that they implement an amplitude modulated PLC (on-off carrier) with a single frequency. Per line end only one transmitter and receiver is therefore required. For the zone settings, similar procedures as for the permissive overreach scheme apply.

Example:

Calculation of the zone settings for a three terminal line.

Given:

Three terminal line 110 kV according to figure 7.7.

Line data (applicable to all line segments)

$R'_{L1} = 0.071 \Omega/\text{km}$ and $X'_{L1} = 0.380 \Omega/\text{km}$

$R'_{L0} = 0.220 \Omega/\text{km}$ and $X'_{L0} = 1.110 \Omega/\text{km}$

Effective tower footing resistance: 5Ω

Maximum short time line current rating:

$I_{L-\text{max.}} = 2 \cdot I_{L-\text{thermal}} = 2 \cdot 630 = 1260 \text{ A}$

Current transformer: 600/1

Voltage transformer: 110/0.1 kV

Transmission channels will be provided

Task:

Determine the fault detection and zone settings

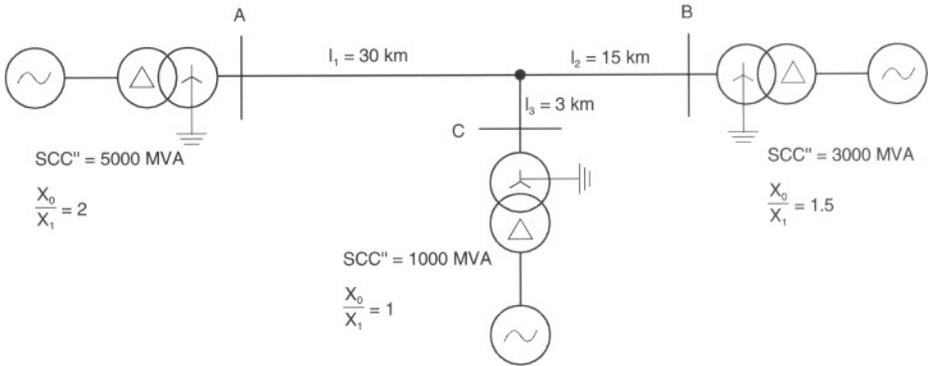


Figure 7.7 Three terminal line: data for the calculation example

Solution:

The phase short-circuits are looked at initially and the reach of the zones in X-direction is determined.

Under-reaching zones

The reactances of the under-reaching zones are graded relative to the closest opposite end, without considering intermediate in-feeds:

$$X1A_A = 0.85 \cdot (11.4 + 1.14) = 10.7 \, \Omega$$

$$X1A_B = 0.85 \cdot (5.7 + 1.14) = 5.8 \, \Omega$$

$$X1A_C = 0.85 \cdot (1.14 + 5.7) = 5.8 \, \Omega$$

For the R1 setting, a value equal to twice the reactance is chosen ($R/X = 2$).

Initially it is determined that $X1A_A$ does not reach up to the node, and that $X1A_B$ only marginally reaches beyond the node. Permissive under-reach transfer trip can therefore not be applied. A permissive overreach scheme is therefore chosen.

Overreaching zones for the POR scheme

The intermediate in-feeds must be considered when determining the reach of the overreaching zones. In practice the following is to be selected:

- at the own end: the minimum short-circuit rating;
- at the other ends: the maximum short-circuit rating.

In the example, constant short-circuit ratings are given for the sake of simplicity.

In this example, the relay at B is considered:

The short-circuit currents and voltages shown in figure 7.8 were determined by short-circuit calculation of a fault at the line end A.

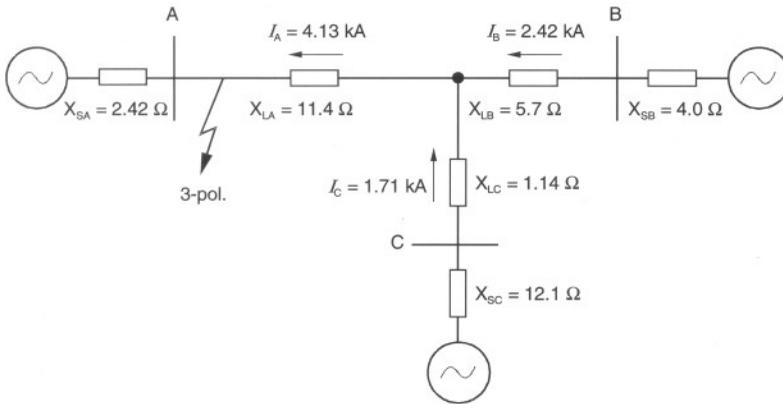


Figure 7.8

Calculation example three terminal line: current distribution during three phase short-circuit at A

Only the reactances of the lines and in-feeds were considered for the approximation calculation.

The overreaching zone is calculated as follows:

$$X1B_B = 1.2 \cdot \left(X_{LB} + X_{LA} \frac{I_C}{I_B} \right) = 1.2 \cdot \left(11.4 \cdot \frac{1.71}{2.42} \right) = 25.2 \Omega$$

The fault in front of C resulted in a smaller reactance (the checking thereof is left to the reader).

Due to the larger zone length,
 $R1B_B = X1B_B = 25.2 \Omega$ is selected.

The minimum load impedance is:

$$Z_{\text{load-min.}} = \frac{U_N / \sqrt{3}}{I_{L-\text{max.}}} = \frac{100 / \sqrt{3} \text{ kV}}{1,260 \text{ kA}} = 50 \Omega$$

A large security margin is therefore maintained.

Earth faults

The least favourable conditions result for a fault at the end A, because the largest relative short-circuit rating is present there.

The measured impedances at B are analysed (it is left to the reader to check the conditions at C).

The calculation with symmetrical components produced the short-circuit results shown in figure 7.9.

The large short-circuit current from the end A produces a very large voltage drop across the fault resistance. The angle between the source emf and the short-circuit current is

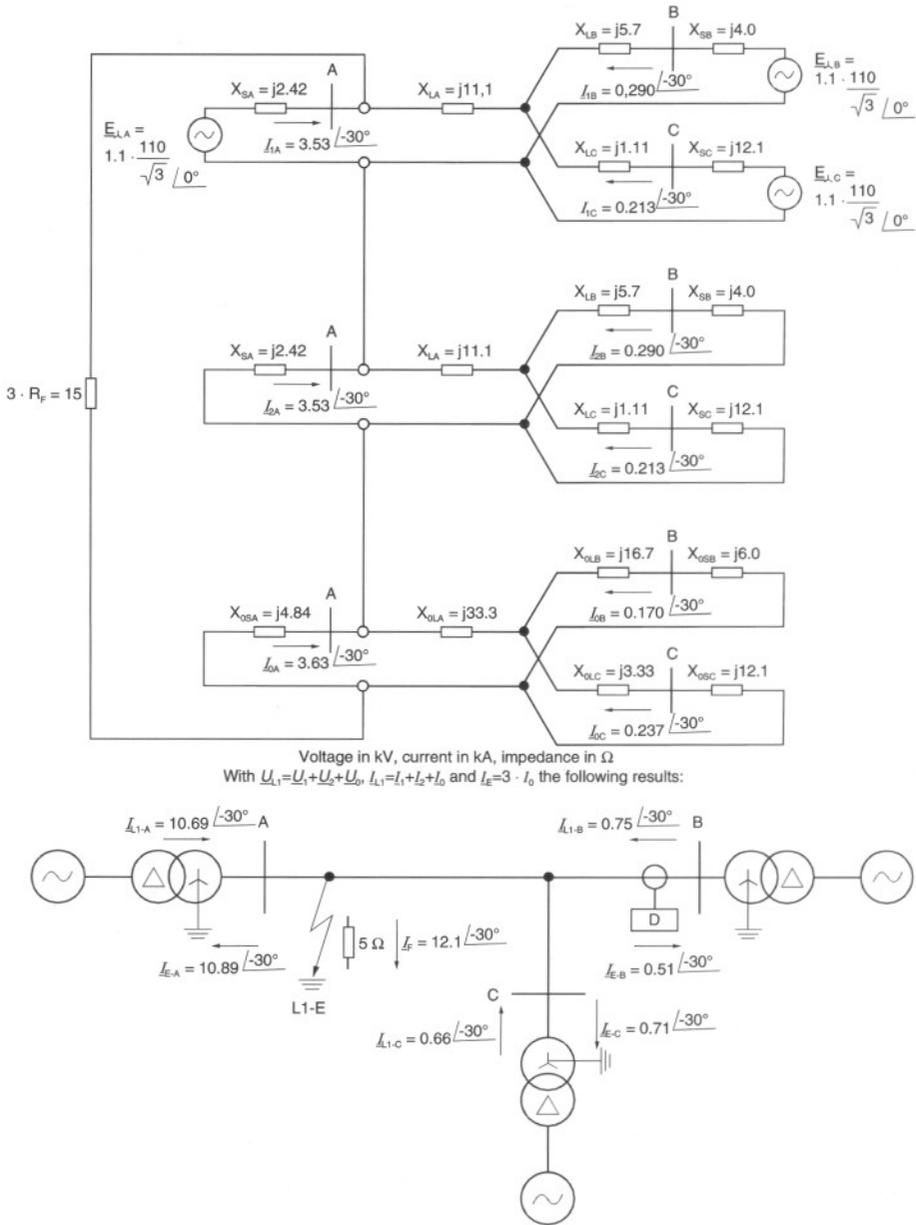


Figure 7.9 Three terminal line: earth fault with fault resistance calculation with symmetrical components

only 30° as a result of the small source impedance at A. The short-circuit angle at the relay location in B is even smaller at 27.3° (figure 7.10).

At the relay location under consideration, B, the short-circuit current is substantially smaller, as was expected.

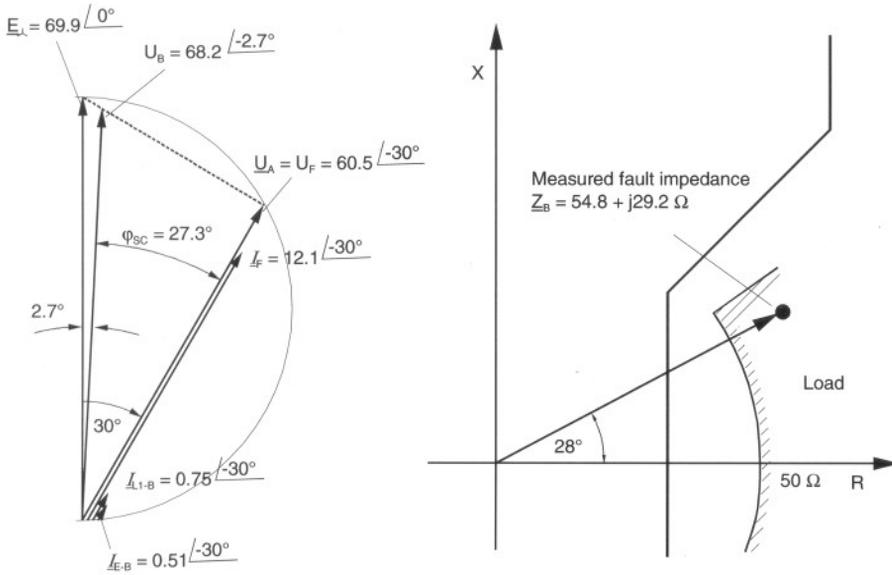


Figure 7.10 Three terminal line: current/voltage and impedance diagram relating to figure 7.9

As I_{Ph} and I_E have the same phase relationship, the simplified equations (3-53) and (3-54) in paragraph 3.2.3 may be used for the computation of the measured X and R values:

$$(X_{L1-E})_B = \frac{U_{Ph-E} \cdot \sin \varphi_{SC}}{I_{Ph} - \frac{X_E}{X_L} \cdot I_E} = \frac{68.2 \cdot \sin 27.3^\circ}{0.75 + 0.63 \cdot 0.51} = 29.2 \Omega$$

$$(R_{L1-E})_B = \frac{U_{Ph-E} \cdot \cos \varphi_{SC}}{I_{Ph} - \frac{R_E}{R_L} \cdot I_E} = \frac{68.19 \cdot \cos 27.3^\circ}{0.75 + 0.70 \cdot 0.51} = 54.8 \Omega$$

For the calculation we have considered that in formulas 3-53 and 3-54 the earth current is counted positive when it flow into the line.

It is noted that the resistance is very close to the minimum load impedance (figure 7.10).

Accordingly the problem exists that this fault cannot even be securely detected by the fault detection. Due to the small short-circuit angle, the angle dependent fault detection will also not pick up because pick up angles below 30° cannot be set to allow for the required reactive power transfer.

The under-reaching zone in A, which is configured to directly trip, provides a solution in this case. It measures a small resistance due to the large short-circuit current and therefore securely trips the circuit breaker at A:

$$(X_{L1-E})_A = 0$$

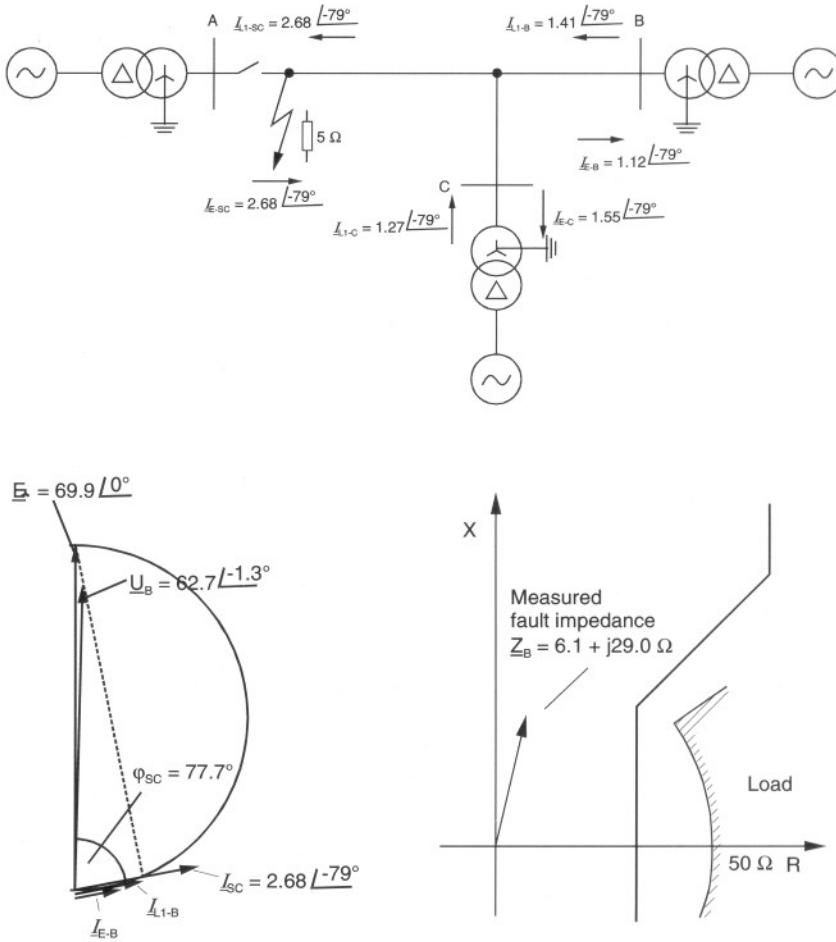


Figure 7.11
Three terminal line: earth fault with fault resistance, condition after tripping at end A

$$(R_{L1-E})_A = \frac{U_{Ph-E} \cdot \cos \varphi_{SC}}{I_{Ph} - \frac{R_E}{R_L} \cdot I_E} = \frac{60.5 \cdot \cos 0^\circ}{10.69 + 0.70 \cdot 10.88} = 3.3 \Omega$$

After the in-feed at A has been tripped, the fault condition shown in figure 7.11 results. The short-circuit current at the ends B and C is approximately doubled, while the short-circuit angle increases to almost 79° (in actual fact approximately 10° less, because the resistive component of the line was neglected in the calculation).

An angle dependent under-impedance starting, or impedance starting with an angle criterion of 45° would now securely pick up. An overcurrent or under-impedance fault detection alone would however still not be sufficient.

The relay at B measures the following impedance after the end A has tripped:

$$(X_{\text{Ph-E}})_B = \frac{U_{\text{Ph-E}} \cdot \sin \varphi_{\text{SC}}}{I_{\text{Ph}} - \frac{X_E}{X_L} \cdot I_E} = \frac{62.7 \cdot \sin 77.7^\circ}{1.41 + 0.63 \cdot 1.13} = 29.0 \Omega$$

$$(R_{\text{Ph-E}})_B = \frac{U_{\text{Ph-E}} \cdot \cos \varphi_{\text{SC}}}{I_{\text{Ph}} - \frac{R_E}{R_L} \cdot I_E} = \frac{62.7 \cdot \cos 77.7^\circ}{1.41 + 0.70 \cdot 1.13} = 6.1 \Omega$$

The resistive component was substantially reduced as was expected, and is now substantially less than the set reach of the distance zone.

Arc resistance

Up to now the arc resistance at the fault location has been ignored. Its influence is now estimated.

An isolator length of 1.3 m is assumed, and a security margin of 50% is included.

$$U_{\text{LB}} = 1.5 \cdot 1.3 \text{ m} \cdot 2.5 \text{ kV/m} = 5 \text{ kV}$$

With the in-feed from A, a voltage of $U_F = 12.1 \text{ kA} \cdot 5 \Omega = 60.5 \text{ kV}$ appears across the fixed fault resistance. This implies that the influence of the fixed arc resistance is less than 10%.

After A has tripped, the voltage across the resistance drops to:

$$U_F = 2.68 \text{ kA} \cdot 5 \Omega = 13.4 \text{ kV. The arc voltage remains constant, and in comparison is 37\%.$$

As the distance protection zone is set to a large value to allow for the in-feed from A, the arc resistance only has a small influence in comparison to the fixed resistance (tower footing resistance) in the case at hand. It can be allowed for with a reach increase of 10%.

Note: The example again clearly shows that the arc resistance may not be considered as a fixed resistance because an unrealistically large resistance would appear at the relay if there is an in-feed from the opposite end. Furthermore is apparent, that fixed fault resistances demand very large R-settings of distance zones, when the in-feed from the opposite end is strong. The limiting influence of the earth wires should therefore be considered when setting problems arise (refer to paragraph 3.5.1).

Back up zones

In the case at hand, the second zone should in any case reach beyond the opposite end to provide back up protection for the busbars. It must be set according to the "Formula 2" method.

This would result in the following for terminal B of the lines.

$$X_{2B} = X_{LB} + 2 \cdot X_{LA} = 5.7 + 11.4 = 28.5 \Omega$$

The third zones are not examined in the example. They must be matched to the surrounding network and protection located there.

Fault detection

The setting is as sensitive as possible, to cover as large a portion of the network as possible, with back-up protection despite the intermediate in-feed effect.

U-I-φ fault detection

$$U(I>) = 0.7 \cdot U_N \text{ and } I> = 0.25 \cdot I_{N-CT} = 150 \text{ A}$$

$$U(I>>) = 1.0 \cdot U_N \text{ and } I>> = 1.2 \cdot 2 \cdot I_{L\text{-thermal}} = 1.2 \cdot 1260 = 1500 \text{ A}$$

$$U(I\phi>) = 1.0 \cdot U_N \text{ and } I\phi> = 0.7 \cdot I_{L\text{-thermal}} = 0.8 \cdot 630 \text{ A} = 500 \text{ A}$$

$\phi_A = 35^\circ$, i.e. marginally above the maximum permitted load angle

$$I_{E>} = 0.25 \cdot I_{N-CT} = 150 \text{ A}$$

$U_{E>} =$ corresponding to the displacement voltage of 20% $U_N / \sqrt{3}$.

Impedance fault detection

The same sensitivity as for the angle dependent fault detection is selected, and the point of inflection is converted to an impedance.

$$X_{+A} = \frac{U(I\phi>)}{I\phi>} = \frac{100 / \sqrt{3} \text{ kV}}{0.5 \text{ kA}} = 127 \Omega$$

$$X_{-A} = X_{+A} = 127 \Omega$$

$$R_{A1} = R_{A1E} = 0.8 \cdot Z_{\text{Load-min}} = 0.8 \cdot 50 = 40 \Omega$$