

TEMAS VII:

PROTECCIÓN DE LINEAS



# TEMA VII-A: PROTECCIÓN DE LÍNEAS CON RELES DE SOBRECORRIENTE

## INTRODUCCIÓN

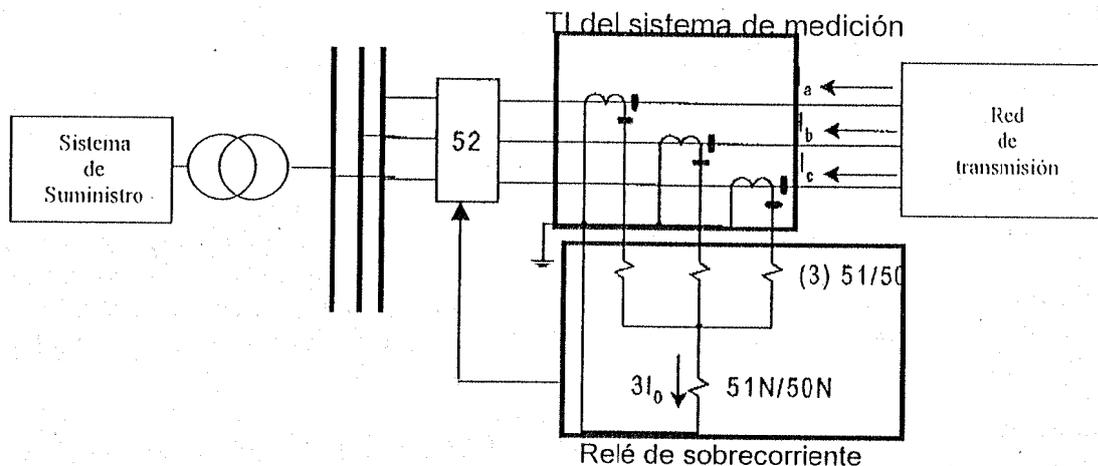
Normalmente las fallas en los componentes de los sistemas eléctricos de potencia causan niveles muy elevados de corrientes que pueden dañar el equipamiento si las mismas no son despejadas a tiempo. La medición de la corriente puede luego utilizarse como criterio para determinar la presencia de fallas y en consecuencia hacer operar dispositivos de protección, los cuales varían en su diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud requerida. En este capítulo se verá las particularidades de los relés de sobrecorriente utilizados para la protección tanto de redes de transmisión, subtransmisión, y distribución, como de otros elementos de subestaciones tales como transformadores, generadores, reactores, etc...

En el tema IV se verá los aspectos relacionados con los dispositivos de protección por sobrecorriente de redes de distribución, utilizados con más frecuencia en la República Argentina: reconectores automáticos, seccionalizadores y fusibles.

## 1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los relés de sobrecorriente son los dispositivos de protección utilizados como protección contra sobrecargas asociadas con la capacidad térmica del equipamiento, y ante elevados valores de corrientes producidas por cortocircuitos. En las redes de distribución de 13.2kV en la Argentina, estos están instalados comúnmente a la salida de los distribuidores y deben coordinar su actuación con otros dispositivos de protección aguas abajo. Dado que deben operar tanto para sobrecarga como para falla, el ajuste de los mismos debe realizarse teniendo en cuenta el compromiso a cubrir por los dos estados.

La fig. 1 muestra uno de los conexionados típicos de un relé de sobrecorriente para la detección de todos los tipos de fallas fase-fase y fase-tierra. A través de los TI (3 TI conectados en estrella), el relé obtiene los valores presentes de las corrientes de fase y residual de tierra ( $3I_0$ ). Cuando, ante la presencia de un cortocircuito o una sobrecarga excesiva, las corrientes medidas superan determinados valores de referencia que se ajustan en el relé, el mismo actúa en forma temporizada (con retardo ex profeso de tiempo) o en forma instantánea, dependiendo del valor de la corriente, enviando una señal de disparo al interruptor (unidad 52) provocando la apertura del mismo.



51/50: códigos de las unidades de fase temporizada e instantánea respectivamente  
 51N/50N: códigos de las unidades de tierra temporizada e instantánea respectivamente  
 52: código del interruptor de potencia

Fig. 1: Conexión típica de un relé de sobrecorriente

La cantidad y conexión de los relés de sobrecorriente necesarios para la protección de una línea, máquina, etc... difiere según se trate de un sistema de neutro aislado (o aislado con bobina Petersen) o de un sistema con neutro a tierra. En la fig. 2 se presentan otros esquemas de conexión de los TI. Los casos a), b) y c) corresponden a sistemas con neutro a tierra.

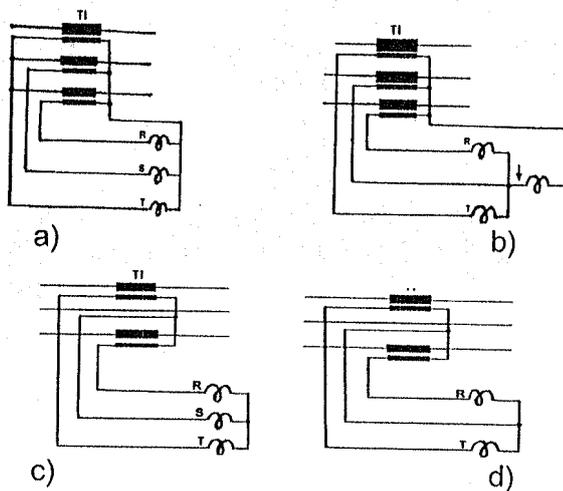


Fig. 2

En el caso a) la protección se realiza con tres relés de fase la corriente residual se puede calcular como  $3I_0 = I_R + I_S + I_T$ . En b) se realiza con dos relés de fase (R y T en este caso) y uno de tierra, luego la corriente por la fase S se puede calcular como  $I_S = 3I_0 - I_R - I_T$ . Los casos c) y d) presentan las opciones de protección en sistemas con neutro aislado, donde solo pueden ser detectadas fallas fase-fase.

## 2. TIPOS DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE Y MAGNITUDES DE AJUSTE

Basado en sus características de operación, los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: corriente definida, tiempo definido y tiempo inverso.

### 2.1 RELÉ DE CORRIENTE DEFINIDA O INSTANTÁNEO (UNIDAD 50)

Este tipo de relé opera en forma instantánea (sin temporización intencional) cuando la corriente alcanza un valor mayor o igual a uno predeterminado de referencia previamente ajustado (corriente de arranque o pick-up, fig. 3). El tiempo de actuación del relé será el tiempo propio que requiere para el procesamiento de las señales y decisión de actuación (20-50 ms aprox.). Sirve para definir la corriente de falla a partir de la cual se considera que el equipamiento debe ser desconectado en forma inmediata.

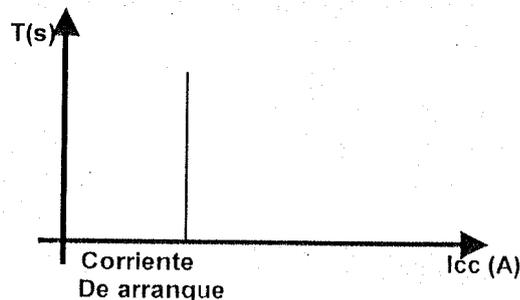


Fig. 3 Relé de corriente definida (unidad 50)

### 2.2 RELÉ DE TIEMPO DEFINIDO O TEMPORIZADO CON TIEMPO CONSTANTE (UNIDAD 51)

Para un valor mayor o igual a un valor de corriente medido previamente definido y ajustado (corriente de arranque o pick-up), este tipo de relé opera con un tiempo de retardo constante (temporización intencional) independiente del valor de la corriente (fig. 4). Este tipo de relé permite definir diferentes umbrales de corriente de operación con distintos tiempos de operación. La temporización cumple dos funciones: no desconectar el equipo en forma innecesaria ante sobrecargas transitorias y la de poder coordinar su actuación (selectividad de las protecciones) con otros dispositivos de protección como se verá posteriormente.

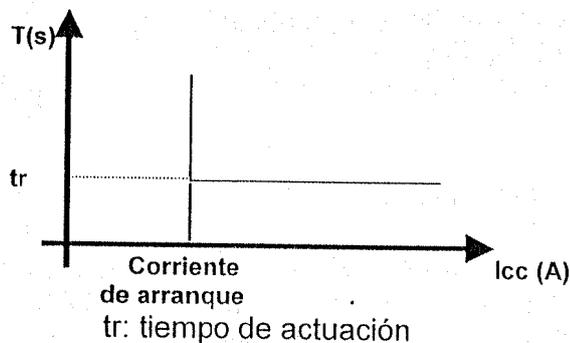


Fig. 4 Relé de tiempo definido (unidad 51)

Cuando el tiempo de retardo de actuación es cero, la unidad 51 se convierte en una unidad 50.

### 2.3 RELÉ DE TIEMPO INVERSO (UNIDAD 51)

Como en el caso anterior, también son unidades de temporización de la actuación del relé. La propiedad fundamental de estos es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, como el ilustrado por las curvas características mostradas en la fig. 5.

La ventaja sobre el relé de tiempo definido es que, para las corrientes muy altas, pueden obtenerse tiempos menores de disparo sin el riesgo de la selectividad de protección. Los relés de tiempo inverso son generalmente clasificados de acuerdo a su curva de actuación tanto para las unidades de fase y tierra. Las mismas están definidas actualmente por formulas matemáticas estipuladas por las Normas IEC y ANSI; según las normas IEC 255 el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

$$t[s] = \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} * k \quad (1)$$

Donde:

- $t$  = tiempo de operación del relé en segundos
- $k$  = ajuste del multiplicador de tiempo o dial
- $I_f$  = valor de la corriente de falla
- $I_s$  = valor de la corriente de arranque o pick-up
- $\alpha$  y  $\beta$  = constantes

Según las normas ANSI/IEEE el tiempo de operación se calcula según la siguiente expresión:

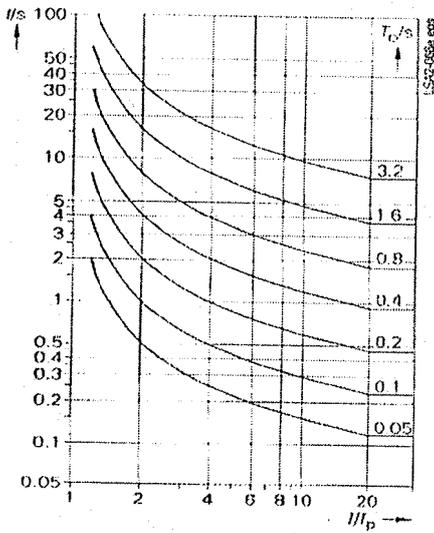
$$t[s] = \left[ \frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k \quad (2)$$

Donde:

- $t$  = tiempo de operación del relé en segundos
- $k$  = ajuste del multiplicador de tiempo (también llamado DIAL)
- $I_f$  = valor de la corriente de falla
- $I_s$  = valor de la corriente de arranque o pick-up (también llamado TAP)
- $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  = constantes

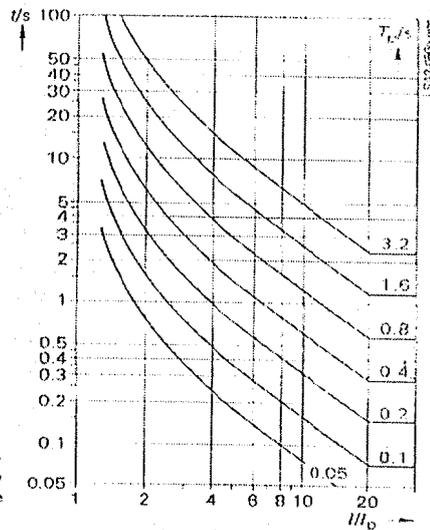
En la tabla 1 se muestran las constantes  $\alpha$  y  $\beta$  para cada uno de los tipos de característica de tiempo de operación con la que actuará el relé según la norma IEC 255 (fig. 5). La tabla 2 muestra correspondientemente el valor de las constantes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  para las características según la norma ANSI- IEEE. Seleccionando un tipo de curva, se puede calcular el tiempo de respuesta conociendo los valores de  $k$  (DIAL) e  $I_s$  (TAP) previamente ajustados. Igualmente, si se especifica un tiempo particular de actuación  $t$ , requerido para una corriente de falla  $I_f$  determinada, y además se ajusta  $I_s$  en un valor

determinado, se puede determinar el valor de ajuste del multiplicador  $k$ . Esto último significa una traslación vertical de la curva, lo cual es útil para lograr la selectividad o coordinación de actuación con otros relés u otro dispositivo de protección.



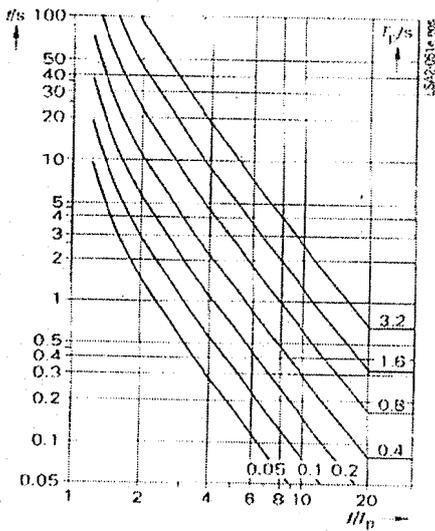
← Fig. 16 Inverse

$$t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.02}} \cdot T_p$$



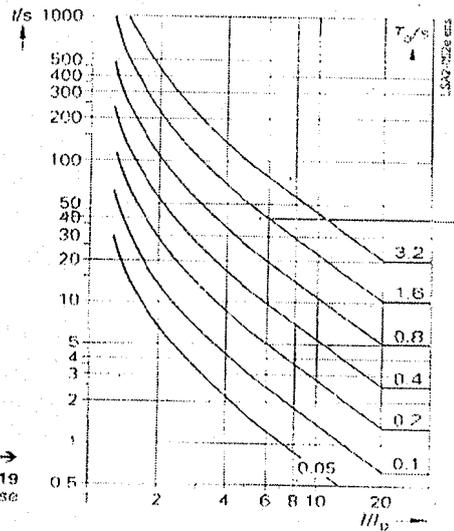
→ Fig. 17 Very inverse

$$t = \frac{13.5}{(I/I_p)^{-1}} \cdot T_p$$



← Fig. 18 Extremely inverse

$$t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$$



→ Fig. 19 Long inverse

$$t = \frac{120}{(I/I_p) - 1} \cdot T_p$$

Fig. 5 Curvas características tiempo-corriente según norma IEC 255  
**Aclaración:** La corriente  $I$  y la corriente  $I_p$  en las ecuaciones mostradas en la fig. 5 corresponden a la corriente  $I_f$  y a la corriente  $I_s$  de la ec. 1, respectivamente.

Tabla 1 Constantes  $\alpha$  y  $\beta$  de las curvas  $t = f(I_f/I_s)$  según la norma IEC 255

Tipos de relé	$\alpha$	$\beta$
Inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1.00	13.50
Extremadamente inversa	2.00	80.00
Inversa Larga	1.00	120.00

Tabla 2 Constantes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  de las curvas  $t=f(I_f/I_s)$  según la norma ANSI-IEEE

Tipos de relé	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Inversa	2.0938	8.9341	0.17966
Inversa corta	1.2969	0.2663	0.03393
Inversa larga	1.	5.6143	2.18592
Moderadamente Inversa	0.02	0.0103	0.0228
Muy inversa	2.00	3.922	0.0982
Extremadamente inverso	2.00	5.64	0.02434
Inversa Definida	1.5625	0.4797	0.21359

**Ejemplo 1:** Suponer una red radial donde hay instalado un relé A de sobrecorriente cuyo ajuste de la corriente de pick-up de actuación temporizada es  $I_s = 300$  A (TAP) y se produce una falla aguas abajo del mismo, la cual da lugar a una corriente de  $I_f = 650$  A que pasa por el relé; calcular el tiempo de actuación del relé suponiendo una característica de actuación "Muy Inversa" según norma IEC y el ajuste del DIAL = 0.25.

**Solución:**

Las constantes para la curva muy inversa según norma IEC 255 (tabla 1) son  $\alpha = 1$ . y  $\beta = 13.5$ ; por otro lado  $k = \text{DIAL} = 0.25$ ; luego la relación  $I_f/I_p = 650/300 = 2.166$ ; luego reemplazando en la ec. 1, el tiempo de actuación del relé será:

$$t_A[s] = \frac{13.5}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^1 - 1} * 0.25 = \frac{13.5}{1.166} * 0.25 = 2.894[s]$$

## 2.4 AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Como se expresó anteriormente, los relés de sobrecorriente están normalmente provistos de una unidad instantánea (unidad 50) y una unidad de temporización o temporizada (unidad 51), tanto para fallas fase-fase como para fallas fase-tierra. Los antiguos relés electromagnéticos consistían de unidades monofásicas separadas. Los relés microprocesados modernos tienen unidades de fase y unidades de tierra dentro del mismo encapsulado.

El ajuste de un relé de sobrecorriente implica seleccionar el valor de los siguientes parámetros, tanto para la unidad de fase como de tierra:

- Corrientes de arranque o pick up de la o las unidades de temporización del relé (denominado TAP's de las unidades 51)
- Corriente de arranque o pick-up de la unidad 50 instantánea.
- Tiempo de retardo de actuación de la o las unidades de temporización (denominados también DIAL). En los relés de tiempo definido el ajuste se realiza dando directamente un valor de ajuste en segundos. En los relés con curvas de tiempo inverso, ya sea según Norma IEC 255 o ANSI-IEEE, el ajuste se realiza seleccionando el parámetro  $k$  de la ec. 1 y 2, según se vio en el apartado anterior.

Para el ajuste de las unidades de fase se utilizan normalmente las corrientes resultantes de la simulación de fallas trifásicas y, para las unidades de tierra, las corrientes de cortocircuito monofásico.

## 2.4.1 AJUSTE DE LA UNIDAD DE TEMPORIZACIÓN

Existen dos razones para temporizar o retardar la actuación de un relé de sobrecorriente:

- Cuando se producen sobrecargas temporarias o permanentes en el componente protegido, las cuales pueden ser toleradas durante un tiempo que será función de la sobrecarga. Normalmente el tiempo límite de tolerancia decrece a medida que aumenta la sobrecarga y viene estipulada por el fabricante.
- Cuando, para el resguardo de la selectividad del sistema de protección, la operación del relé debe retardarse para asegurar que, en presencia de una falla en la zona de backup del relé, el mismo no actúe antes que la protección situada más cerca a la falla.

### Parámetros del ajuste

Las unidades 51 de tiempo definido y de tiempo inverso pueden ajustarse mediante la selección de dos parámetros: el TAP y el DIAL.

Como se vio anteriormente, el TAP es un valor que define la corriente "pick up" o de "arranque" del relé ya sea para la o las unidades 51 o la unidad 50. Para los relés de fase el valor del TAP es determinado permitiendo un margen de sobrecarga superior a la corriente nominal del elemento o circuito protegido, y se define según la siguiente expresión:

$$TAP = (K \times I_{nom-circuito}) \div CTR$$

donde:

$I_{nom-circuito}$  = corriente nominal del circuito.

$CTR$  = relación de transformación del TI

$K$  = múltiplo que tiene en cuenta el límite de sobrecarga permitida (normalmente varía entre 1.2 a 1.5 según el componente y el criterio empleado por ingeniero en protecciones). Por ej., si  $K$  se estipula en 1.3, para sobrecargas hasta de  $1.3 \times I_{nom-circuito}$  no se producirá el arranque del relé.

En los relés digitales modernos, el TAP se ajusta normalmente como un múltiplo de la corriente nominal del propio relé  $I_{nom-rele}$ . Es decir, el ajuste del TAP en el relé sería:

$$Ajuste - TAP = \frac{(K * I_{nom-circuito} / CTR)}{I_{nom-rele}}$$

Ejemplo 2: Si TAP está ajustado en el relé en 0.5 y la  $I_{nom-rele}$  es 5A, significa que la corriente de pick-up del relé, del lado del secundario, será  $TAP=2.5A$ . Si el TI tiene una  $CTR=1200/5$ , significa que la corriente de arranque referida al lado primario será  $TAP=2.5 \times 1200/5 = 600 A$ .

El ajuste del DIAL representa el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que, la corriente pick up, es decir supere el valor de TAP.

La diferencia de tiempo de operación de un relé A y otro dispositivo aguas arriba B, para el mismo nivel de corriente de falla, si se trata de una red radial, debe ser mayor o igual al de nominado 'intervalo de coordinación' o 'margen de coordinación' (fig. 6), para mantener la selectividad del sistema de protección.

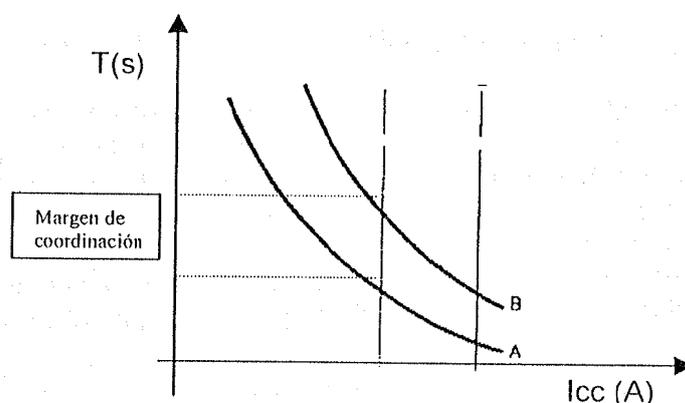


Fig. 6. Curvas de tiempo inverso asociadas a un relé (B) y otro dispositivo (A) en el mismo alimentador

Las características tiempo-corriente vienen normalmente representadas como, en la fig. 5, donde ambos ejes están representados en escala logarítmica, el eje de tiempos expresado en segundos [s] y el eje de las corrientes como múltiplos de las corrientes de arranque ( $I/I_p$ ) donde  $I$  es la corriente de falla e  $I_p$  el valor en [A] del TAP.

Para los relés de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo las condiciones de operación normal. Un desbalance típico es del 20% de la  $I_{nom}$ ; luego:

$$TAP = (0.2 \times I_{nom}) \div CTR$$

**Ejemplo 3:** Continuando con el ejemplo 1, suponer que aguas arriba del relé A anteriormente tratado, hay instalado otro relé B de similares características. Suponer además que se produce la misma falla que da lugar a  $I_f = 650$  A, pero la corriente de pick-up del relé B es  $I_p = 350$  A. Luego, calcular el ajuste del multiplicador del tiempo  $k$  o DIAL del relé B de tal forma que el tiempo de operación del mismo sea mayor que el del relé en 0.3 s.

**Solución:**

El tiempo de operación del relé B es igual al tiempo de operación del relé A  $t_A[s] = 2.894$  s más la diferencia de tiempo de operación estipulada, igual a 0.3 s. Luego, llamando  $t_B$  al tiempo de operación del relé B aguas arriba, se tiene que:

$$t_B[s] = t_A[s] + 0.3[s] = 2.894[s] + 0.3[s] = 3.194[s]$$

Luego, despejando  $k$  de la ec. 1 queda:

$$k = tB[s]^* = \frac{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1}{\beta} = 3.194 * \frac{1.857 - 1}{13.5} = 0.203$$

## 2.4.2 AJUSTE DE LAS UNIDADES INSTANTÁNEAS

El empleo de unidades instantáneas ofrece dos ventajas fundamentales:

- reducen el tiempo de operación ante fallas severas a los tiempos propios del relé.
- evitan la pérdida de selectividad que puede darse en el caso de relés con características diferentes; esto se obtiene por el ajuste de las unidades instantáneas de modo que ellos operen antes que se crucen las curvas características de los relés, como es mostrado en la fig. 7.

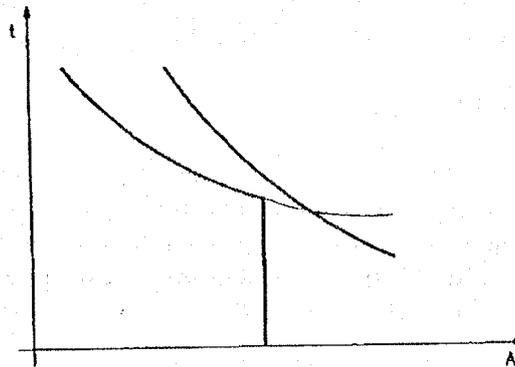
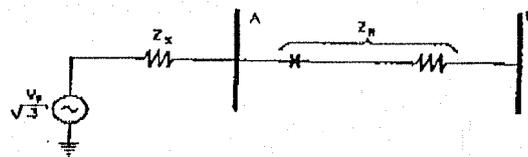


Fig. 7 Preservación de selectividad usando unidades instantáneas

La fig. 8 ilustra el efecto de la impedancia de la fuente sobre una falla en la barra A y para una falla en la barra B de la línea. Si  $Z_s \gg Z_B$ , las corrientes de falla serán prácticamente las mismas en ambas barras, por lo que existirá una pobre discriminación del punto de falla.



a)

$$I_{SC(A)} = \frac{V_s}{Z_s \times \sqrt{3}}$$

$$I_{SC(B)} = \frac{V_s}{(Z_s + Z_R) \times \sqrt{3}}$$

$Z_R$  = impedancia del elemento protegido

$Z_s$  = impedancia de la fuente

$V_s = 1.1 U_n$

Fig. 8

Si el ajuste está basado en las condiciones de nivel máximo de corriente de falla ( $Z_s$  mínima), luego estos ajustes pueden no ser apropiados para las situaciones cuando el

nivel de corriente de falla sea bajo. Por el contrario, si se usa un valor bajo de nivel de corriente de falla al calcular los ajustes del relé, esto podría resultar en la operación innecesaria de algún relé si se aumenta el nivel de corriente de falla.

El criterio para el ajuste de las unidades instantáneas varía, dependiendo de la localización y del tipo de elemento del sistema que es protegido. Pueden definirse tres grupos de elementos - las líneas entre las subestaciones, las líneas de distribución y transformadores.

### (i) Líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se lleva a cabo tomando por lo menos el 120% de la corriente de falla en la próxima subestación vecina. El 20% de margen evita solapar las unidades instantáneas de otras estaciones vecinas, debido a errores en el sistema de medición y también en caso de que se presente una componente DC considerable. En los sistemas de alta tensión de 220kV y superior, debe usarse un valor más alto, dado que la relación  $X/R$  se vuelve más grande, y de esa forma también la componente DC.

### (ii) Líneas de Distribución

El ajuste del elemento instantáneo del relé en las líneas de distribución, las cuales suministran a los transformadores de las subestaciones de rebaje a baja tensión, se trata en forma diferente al caso anterior, dado que no se tiene que cumplir la condición de coordinación de relés de líneas entre subestaciones; así, puede usarse uno de los siguiente dos valores para regular estas unidades:

1. El 50% de la corriente de cortocircuito máxima en el punto de conexión del relé.
2. Entre seis y diez veces la capacidad nominal máxima del circuito.

### (iii) Transformadores

Las unidades instantáneas de los relés de sobrecorriente instalados en el lado primario de los transformadores se ajustan en un valor entre 120% y 150% de la corriente de cortocircuito en la barra del lado de baja tensión, referida al lado de alta tensión. Esto es así para evitar la pérdida de coordinación por la presencia de corrientes de magnetización (inrush) en el momento de la energización del trafo.

Si las unidades instantáneas de protección contra sobrecorriente del arrollamiento secundario del transformador y los alimentadores de los relés están sujetos a los mismos niveles de corriente de cortocircuito, entonces el ajuste de tiempo de la unidad instantánea del transformador debe ser ajustado en un valor superior para evitar la pérdida de selectividad. Esto es aplicable a menos que haya intercomunicación entre estas unidades, lo cual pueda permitir el bloqueo de la unidad instantánea de la protección del transformador, para fallas detectadas por la unidad instantánea de la protección del alimentador.

Ejemplo 4: Considerando la red de la fig. 8, suponer que  $Z_s = j2\Omega$  y  $Z_{AB} = j 15\Omega$ , y  $U_n = 132\text{kV}$ ; luego, calcular el ajuste de la unidad 50 de fase, teniendo en cuenta que hay un TI de 1200/5 y el relé tiene  $I_n\text{-relé} = 5\text{A}$ .

Solución:

La corriente de cortocircuito trifásico para una falla en la barra B es:

$$I_{cc3} = \frac{1.1U_n}{\sqrt{3} * (Z_s + Z_{AB})} = \frac{1.1 * 132}{3 * (j2 + j15)} = 4.931 kA \angle -90^\circ$$

Tomando como criterio que el ajuste de la unidad instantánea es el 120% de la corriente de falla en la próxima subestación vecina, donde el 20% de margen evita solapar las unidades instantáneas de la estación vecina B, queda luego que el TAP de la unidad 50 referido al primario es:

$$TAP (1^\circ) = 4931 A * 1.2 = 5917.2 A$$

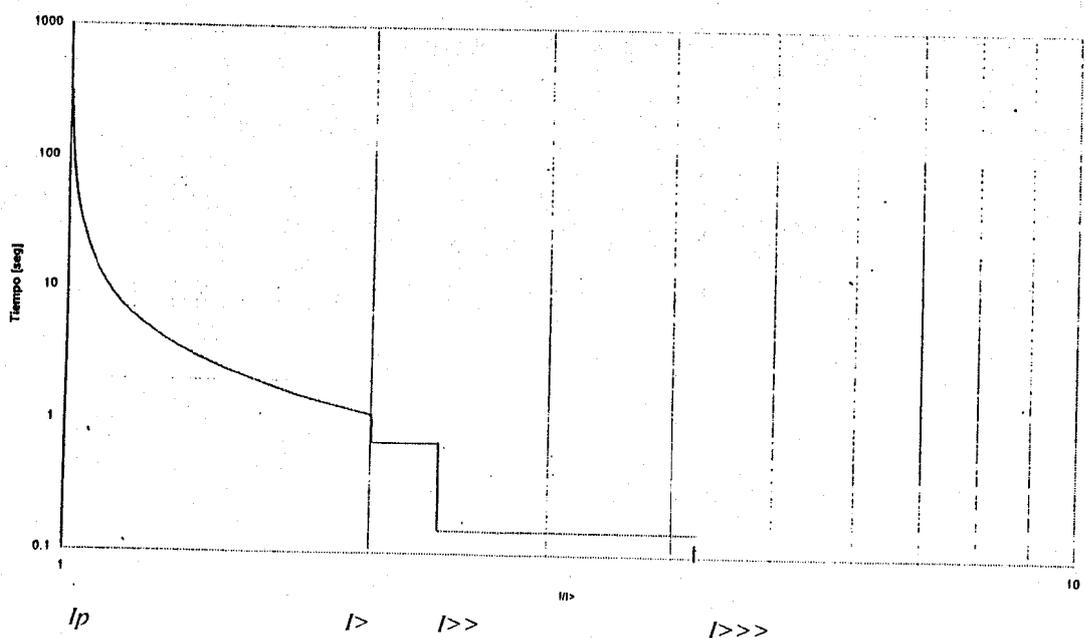
El mismo referido al secundario sería:

$$TAP (2^\circ) = 5917.2 * 5/1200 = 24.655 A$$

Luego el valor de ajuste del TAP será:

$$TAP = TAP(2^\circ) / I_n\text{-relé} = 24.655 / 5 = 4.931$$

Ejemplo 5: En el siguiente gráfico se muestra el ajuste de un relé de sobrecorriente en escalas logarítmica, correspondiente a un modelo digital moderno.



Donde:

- $I_p$  : Valor del TAP de arranque de la unidad 51 con característica de tiempo inverso
- $I >$  : Valor del 1er. TAP de arranque de la unidad 51 con característica de tiempo definido
- $I >>$  : Valor del 2do. TAP de arranque de la unidad 51 con característica de tiempo definido
- $I >>>$  : Valor del TAP de arranque de la unidad 50

En este ejemplo se puede observar, el escalonamiento de los tiempos de actuación combinando unidades 51 con característica de tiempo inverso y dos más de tiempo definido, habilitando cada una para su actuación con diferentes valores de TAP's ( $I_p$ ,  $I>$ ,  $I>>$  e  $I>>>$ ). Los relés antiguos venían equipados prácticamente con una sola unidad 51 y una sola unidad 50. La tecnología digital moderna y los bajos costos de implementación han permitido la incorporación de varias unidades con las que se pueden lograr características combinadas como la del ejemplo para diversas aplicaciones. En protecciones de líneas es común utilizar una característica de temporización (de tiempo definido o inversa), para sobrecargas y fallas remotas, y una unidad instantánea para fallas en la línea protegida.

#### 2.4.2.1 Alcances de las unidades instantáneas que protegen las líneas entre subestaciones

El porcentaje  $X$  de cobertura de una unidad instantánea que protege una línea puede ilustrarse considerando el sistema mostrado en la fig. 9.

Se definen los siguientes parámetros:

$$K_i = \frac{I_{pickup}}{I_{end}} \text{ (relación de corrientes)}$$

$$K_s = \frac{Z_{source}}{Z_{element}} \text{ (relación de impedancias)}$$

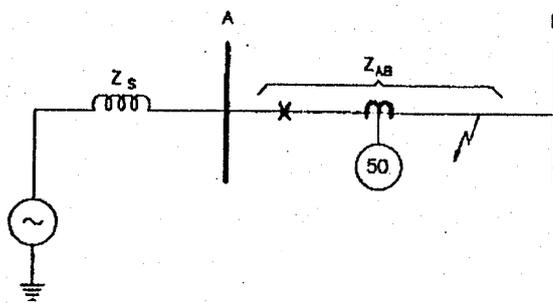


Fig. 9 Alcance de la unidad instantánea

De la fig. 9:

$$I_{pickup} = \frac{V}{Z_s + X \times Z_{AB}} \quad (3)$$

donde:

$V$  = tensión de fuente  $1.1U_n / \sqrt{3}$

$Z_s$  = impedancia de la fuente

$Z_{AB}$  = impedancia del elemento protegido

$X$  = porcentaje de línea protegida

$$I_{end} = \frac{V}{Z_s + Z_{AB}} \quad (4)$$

$$K_i = \frac{Z_s + Z_{AB}}{Z_s + X \times Z_{AB}} \Rightarrow X = \frac{Z_s + Z_{AB} - Z_s \times K_i}{Z_{AB} \times K_i} \quad (5)$$

Reemplazando por  $K_s$  queda:

$$K_s = \frac{Z_s}{Z_{AB}} \Rightarrow X = \frac{K_s \times (1 - K_i) + 1}{K_i} \quad (6)$$

Por ejemplo, si  $K_i = 1.25$  y  $K_s = 1$ , entonces  $X = 0.6$ , es decir la protección cubre el 60% de la línea.

**Ejemplo 5:** El efecto de reducir la impedancia de la fuente  $Z_s$ , en la cobertura provista por la protección instantánea puede ser apreciada considerando el sistema de la fig. 10, y usando un valor de 1.25 para  $K_i$ , en la fórmula 6.

$Z_s$ (ohm)	$Z_{AB}$ (ohm)	$I_a$ (A)	$I_b$ (A)	% Cobertura
10	10	100	50	60
2	10	500	83	76

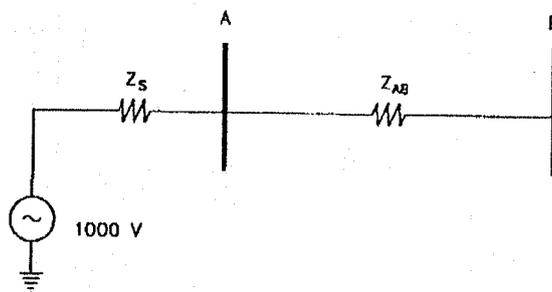


Fig. 10 Circuito equivalente

### 2.4.3 UNIDAD DE RECIERRE AUTOMÁTICO

Dado que un gran porcentaje de las fallas en redes de distribución son temporarias y por lo tanto, en esos casos no se necesita desconectar definitivamente el tramo fallado, los relés de sobrecorriente vienen provistos en forma opcional de una unidad de recierre automático (unidad 79).

Una vez que el relé detecta la falla, produce la apertura de los interruptores en forma instantánea y transcurrido cierto tiempo con el distribuidor abierto (el suficiente para que la falla desaparezca, también llamado tiempo muerto), la unidad de recierre envía una señal

a los interruptores para producir el cierre de sus contactos, el que si se produce con éxito retornará al distribuidor al servicio normal; si la falla persiste, el relé inicia un nuevo ciclo de apertura y recierre; si luego de un número programado de ciclos de apertura y cierre, la falla no es extinguida, luego se produce la apertura definitiva del distribuidor.

En la Argentina, las unidades de recierre en líneas de alta tensión (132kV y mayores) están incorporadas normalmente en los relés de impedancia como protección principal, lo cual se verá en capítulos posteriores. Rara vez se habilita el recierre en las protecciones de sobrecorriente de respaldo.

En sistemas de distribución, algunas modalidades de protección prefieren realizar las operaciones de apertura y recierre a través de los dispositivos denominados reconectores los cuales son instalados en puntos aguas debajo de la red de distribución y cuyos principios de operación se verán en el Tema IV.

### 3. COORDINACIÓN A LO LARGO DE TRANSFORMADORES DY

En el caso de coordinación de los relés de sobrecorriente para los transformadores Dy, la distribución de corrientes en estos transformadores debe verificarse para las fallas trifásica, bifásica y monofásica en el arrollamiento secundario, mostrado en la fig. 11.

Para simplificar la operación, puede asumirse que las tensiones entre las fases de los transformadores son las mismas, para los bobinados primarios y secundarios. Así, el número de vueltas en el primario es igual a  $\sqrt{3}$  veces el número de vueltas del secundario, es decir  $N_1 = \sqrt{3} N_2$ .

Falla trifásica

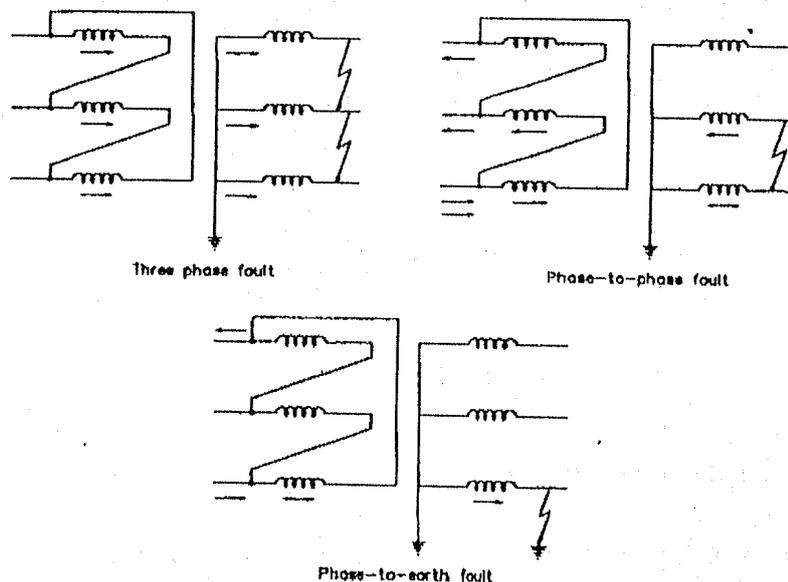


Fig. 11 Distribución de corrientes para una falla en un transformador Dy

$$I_f = \frac{E_{\phi-n}}{X} = I$$

$$I_{\delta} = I \times \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{primario}} = \sqrt{3} \times I_{\delta} = I$$

De lo anterior puede verse que las corrientes que fluyen a través de los relés asociados con el bobinado secundario son iguales a las corrientes que fluyen a través de aquellos relés asociados con el bobinado primario, como era de esperarse, debido a que las tensiones del primario y secundario son iguales y la falla involucra las tres fases.

#### Falla bifásica

$$I_f = \frac{E_{\phi-\phi}}{2 \times X} = \frac{\sqrt{3} \times E_{\phi-n}}{2 \times X} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I$$

$$I_{\delta} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I \times \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{2}$$

$$I_{\text{primario}} = 2 \times I_{\delta} = I$$

Para este caso, la corriente que fluye a través de los relés instalados, en el circuito del bobinado secundario es igual a  $\sqrt{3}/2$  veces la corriente que fluye a través del relé asociado con el primario en la fase que tiene el mayor valor de corriente. De la fig. 11 está claro que, para esta falla, la distribución de corriente en el primario es 1-1-2, y en el secundario 0-1-1.

#### Falla monofásica

$$I_f = \frac{E_{\phi-n}}{X} = I$$

$$I_{\delta} = I \times \frac{N_2}{N_1} = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

$$I_{\text{primario}} = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

Así, para una falla monofásica, la corriente a través del relé instalado en la fase fallada del bobinado secundario es igual a  $\sqrt{3}$  veces la corriente que fluye a través del relé asociado al arrollamiento primario en la misma fase.

Se resumen los resultados de los tres casos en la tabla 3. Analizando los resultados, puede verse que el caso crítico para la coordinación de los relés de sobrecorriente es la falla bifásica. En este caso los relés instalados en el secundario llevan una corriente menor a la corriente equivalente que fluye a través de los relés primarios, lo cual podría llevar a una situación donde la selectividad entre los dos relés esté en riesgo. Por esta razón, el intervalo de

coordinación entre los relés es basado en el tiempo de operación de los relés del secundarios para una corriente igual a  $\sqrt{3} \times I_f / 2$ , y el tiempo de operación para los relés primarios para un valor de corriente  $I_f$  de falla total, es mostrado en la fig. 12.

Tabla 3 Resumen de las condiciones de falla

Falla	$I_{\text{primario}}$	$I_{\text{secundario}}$
Trifásica	$I$	$I$
Bifásica	$I$	$\sqrt{3} \times I / 2$
Monofásica	$I$	$\sqrt{3} \times I$

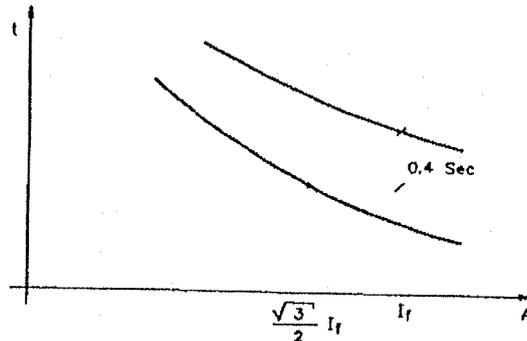


Fig. 12 Coordinación de relés de sobrecorriente para transformadores Dy

Ejemplo 6: Para el sistema mostrado en la fig. 13:

1. Calcular las corrientes nominales de los elementos y los niveles de cortocircuito trifásico para falla en cada barra.
2. Determinar los valores de los TAP's de la unidad 51 y 50, y DIAL de la unidad 51, para asegurar la coordinación de los relés ubicados en 1, 2, 3.

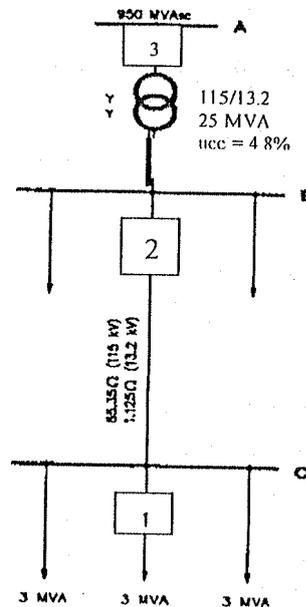


Fig. 13 Diagrama unifilar del ejemplo 6

Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El intervalo de coordinación debe ser de 0.4 s.
2. El relé asociado con el interruptor 1 es del tipo tiempo definido con ajuste en 1.2 s. Todos los otros tienen las características de tiempo Normal Inverso, según Norma IEC 255.
3. Los TI tienen las siguientes relaciones de transformación:  
Relé 1: 1200/5  
Relé 2: 2000/5  
Relé 3: 500/5
4. Tomar como criterio de arranque el 30% de sobrecarga sobre la carga nominal para todos los relés

### Solución

1) Cálculo de las corrientes nominales y niveles de cortocircuito trifásico

Las impedancias de la fuente la línea BC y trafo, pueden obtenerse como sigue:

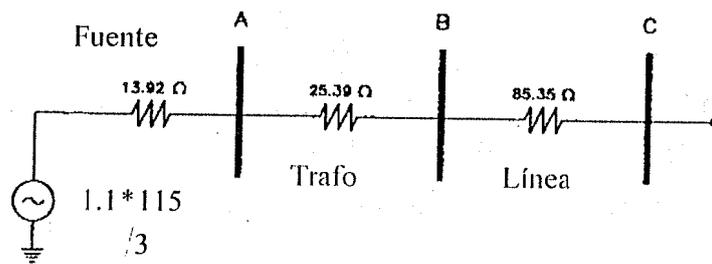
Referido a 115 kV:

$Z_{source} = \frac{V^2}{P_{SC}} = \frac{(1.1 * 115 \text{ kV})^2}{950 \text{ MVA}} = 13.972 \Omega$ , donde 950 MVA es la potencia de cortocircuito trifásica dada como dato.

$$Z_{TRNSF} = Z_{PU} \times Z_{BASE} = 0.048 \times \frac{(115 \text{ kV})^2}{25 \text{ MVA}} = 25.39 \Omega$$

$$Z_{lineaBC} = 85.35 \Omega$$

El circuito equivalente del sistema referido a 115 kV es:



### Corrientes nominales

$$I_{nom1} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (13.2 \times 10^3)} = 131.2 \text{ A (para uno de los alimentadores en 13.2 kV)}$$

$$I_{nom2} = 3 \times I_{nom1} = 3 \times 131.2 = 393.6 \text{ A (para la línea BC)}$$

$$I_{nom3} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times (115 \times 10^3)} = 125.5A \text{ (para el trafo referido a 115kV)}$$

### **Corrientes de cortocircuito**

#### Falla en la barra C:

$$I_{fallaC} = \frac{1.1 * 115 \times 10^3}{3 \times (13.92 + 25.39 + 85.35)} = 585.86A \text{ referido a 115KV}$$

$$= 585.86 \times (115/13.2) = 5104.1 A \text{ referido a 13.2 kV}$$

#### Falla en la barra B:

$$I_{fallaB} = \frac{1.1 * 115 \times 10^3}{3 \times (13.92 + 25.39)} = 1857.9A \text{ referido a 115 KV.}$$

$$= 1857.9 \times (115/13.2) = 16186.25 A \text{ referido a 13.2 KV.}$$

#### Falla en la barra A:

$$I_{fallaA} = \frac{1.1 * 115 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.92} = 5246.78A \text{ referido a 115KV.}$$

2) Valores de los TAP's de la unidad 51 y 50, y DIAL de la unidad 51, para asegurar la coordinación.

### **Valores de los TAP's para las unidades 50 y 51**

Relé 1: Para un alimentador, la corriente nominal es:

$$I_{nom1} = 131.2A,$$

Tomando luego como criterio que el relé arranca para una sobrecarga del 30%, luego el valor del TAP de la unidad temporizada deberá ajustarse en:

$$TAP(51)\text{-Relé 1} = 131.2 * 1.3 = 170.56 A \text{ (prim.)}$$

Referido al secundario sería:

$$TAP(51)\text{-Relé 1} = 170.56 * 5/1200 = 0.70 A \text{ (sec.)}$$

Tomando como criterio de actuación de la unidad 50, 6 veces la corriente nominal, luego:

$$TAP(50)\text{-Relé 1} = 131.2 * 6 = 787.2 A \text{ (prim.)}$$

$$TAP(50)\text{-Relé 1} = 787.2 * 5/1200 = 3.28 A \text{ (sec.)}$$

Relé 2: Para la línea, la corriente nominal es:

$$I_{nom2} = 393.6 A$$

Tomando luego como criterio que el relé arranca para una sobrecarga del 30%, luego el valor del TAP de la unidad temporizada deberá ajustarse en:

$$\begin{aligned} TAP(51)\text{-Relé } 2 &= 393.6 * 1.3 = 511.68 A \text{ (prim.)} \\ TAP(51)\text{-Relé } 2 &= 511.68 * 5/2000 = 1.28 A \text{ (sec.)} \end{aligned}$$

Para el ajuste de la unidad 50 se toma 120% de la corriente de cortocircuito en la barra vecina C; el margen de 20% se debe a los posibles errores de medición y evitar la superposición de la actuación de las unidades 50 que pudieran existir en la subestación C, como se explicó anteriormente; luego:

$$\begin{aligned} TAP(50)\text{-Relé } 2 &= 1.2 * 5104.1 A = 6124.92 A \text{ (prim.)} \\ TAP(50)\text{-Relé } 2 &= 6124.92 * 5/2000 = 15.31 A \text{ (sec.)} \end{aligned}$$

Relé 3: Para el transformador, la corriente nominal es:

$$I_{nom3} = 125.5 A$$

Tomando luego como criterio que el relé arranca para una sobrecarga del 30%, luego el valor del TAP de la unidad temporizada deberá ajustarse en:

$$\begin{aligned} TAP(51)\text{-Relé } 3 &= 125.5 * 1.3 = 163.15 A \text{ (prim.)} \\ TAP(51)\text{-Relé } 3 &= 163.15 * 5/500 = 1.631 A \text{ (sec.)} \end{aligned}$$

Tomando como criterio de actuación de la unidad 50, 2.5 la corriente nominal del trafo, luego:

$$\begin{aligned} TAP(50)\text{-Relé } 3 &= 163.15 * 2.5 = 407.87 A \text{ (prim.)} \\ TAP(50)\text{-Relé } 3 &= 407.87 * 5/500 = 4.078 A \text{ (sec.)} \end{aligned}$$

### Coordinación de las unidades 51:

Para una falla que se produzca al límite de alcance de disparo instantáneo del relé 1 del alimentador en 13.2kV, es decir una falla que produzca una corriente de falla algo menor a  $6 * I_{nom1} = 787.2 A$ , el relé 1 actuará en forma temporizada en  $tr1 = 1.2 s$  debido a su característica de tiempo definido; el relé 3 no responderá pues  $787.2 A < 163.15 A * 115/13.2 = 1421.38 A$  que es la corriente de arranque del relé 3 referida a 13.2kV. Luego, el relé 2 debe estar coordinado, en un intervalo de 0.4 s, por lo que:

$$Relé 2 - tr2 = tr1 + 0.4 s = 1.2 s + 0.4 s = 1.6 s$$

Dado que el relé 2 actúa según la característica normal inversa según Norma IEC 255, luego se puede despejar el valor de ajuste del multiplicador de tiempo DIAL de las ecuaciones correspondientes que satisfaga  $tr2$ .

$$DIAL - Rele2 = t_{r2}[s]^* = \frac{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha}{\beta} - 1 = 1.6 * \frac{\left(\frac{787.2}{511.68}\right)^{0.02}}{0.14} - 1 = 0.098$$

Luego para coordinar el relé 3 con el relé 2 se toma la corriente de falla en la barra C; para una falla en la barra C el tiempo de actuación del relé 2, tomando  $DIAL - Rele 2 = 0.098$ , es:

$$t_2[s] = \frac{0.14}{\left(\frac{5104.1}{511.68}\right)^{0.02}} - 1 * 0.098 = 0.292[s]$$

, luego  $t_3 = t_2 + 0.4 s = 0.292 + 0.4 = 0.692$ ; luego el  $DIAL - Relé 3$  será:

$$DIAL - Rele3 = 0.692 * \frac{\left(\frac{5104.1}{1421.38}\right)^{0.02}}{0.14} - 1 = 0.128$$


---

## 4. RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES

La protección direccional de sobrecorriente se utiliza cuando es necesario proteger el sistema contra corrientes de falla que podrían circular en ambos sentidos a través de los elementos del sistema, y cuando una protección de sobrecorriente bidireccional podría producir la desconexión innecesaria de circuitos. Esto puede suceder en sistema mallados o en anillo y en sistemas con varios puntos de alimentación. En la fig. 13 se muestra el uso de relés de sobrecorriente direccionales en dos situaciones:

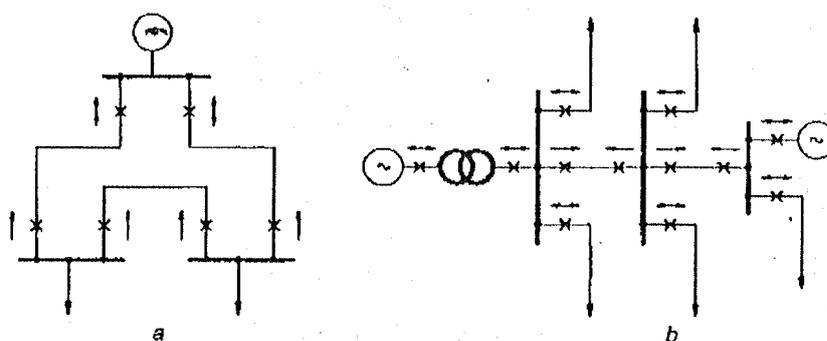


Fig. 13 Aplicación de relés de sobrecorriente direccionales  
a) sistema en anillo  
b) sistema con alimentación múltiple

Los relés de sobrecorriente direccionales se construyen utilizando una unidad de sobrecorriente más una unidad que determina la dirección del flujo de potencia en el elemento del sistema asociado. Adicionalmente al relé de corriente, esta segunda unidad requiere usualmente una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y de allí si el relé debe operar o no. Generalmente, la señal de referencia o polarización es la tensión.

### 4.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El torque de operación puede definirse como  $T = K\Phi_1\Phi_2 \sin \theta$ , donde  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$  son magnitudes polarización, siendo  $\Phi_1$  proporcional a la corriente y  $\Phi_2$  a la tensión, y  $\theta$  ángulo entre  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$ . El torque es positivo si  $0 < \theta < 180^\circ$ , y negativo si  $180^\circ < \theta < 360^\circ$ . Debe notarse que  $\theta$  está en fase con  $I$  pero en atraso con respecto  $V = -(d\Phi/dt)$ .

Si  $I$  y  $V$  están en fase, luego los flujos están desfasados en  $90^\circ$ . Por lo tanto, el ángulo de máximo torque se presenta cuando la corriente y la tensión del relé están en fase. Esto se puede obtener simplemente utilizando la corriente y la tensión de la misma fase. Sin embargo, esto no es práctico debido a que, para una falla en una fase, la tensión de la misma puede colapsar. Es por ello práctica común, usar la corriente de una fase diferente.

### 4.2 CONEXIONES DEL RELÉ

La conexión de un relé direccional se define sobre la base del número de grados que una corriente a factor de potencia unitario adelanta respecto a la tensión de polarización. El ángulo de máximo torque, AMT, es el ángulo para el cual este desplazamiento produce el máximo torque y por lo tanto está siempre alineado con la tensión de polarización.

#### 4.2.1 CONEXIÓN 30° (0° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 14:

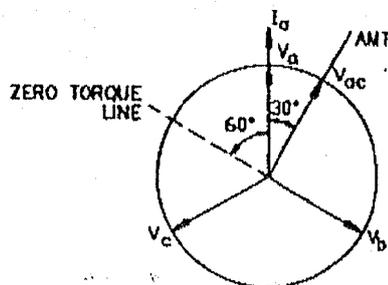


Fig. 14 Diagrama fasorial para la conexión 30° (0° AMT)

**Alimentación del relé:**

$$\Phi_A : I_a, \Phi_B : I_b, \Phi_C : I_c$$

$$V_{ac} \quad V_{ba} \quad V_{cb}$$

**Torque máximo:**

**Angulo de operación:**

**Uso:**

cuando la corriente atrasa a la tensión de fase-neutro en 30°. ángulos de la corriente desde 60° en adelante hasta 120° en atraso.

Este tipo de conexión debe ser siempre usado en alimentadores, siempre y cuando tenga tres elementos de fase, es decir, uno por fase, dado que dos elementos de fase y uno de tierra puede conducir a una pobre operación.

#### 4.2.2 CONEXIÓN 60° (0° AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 15:

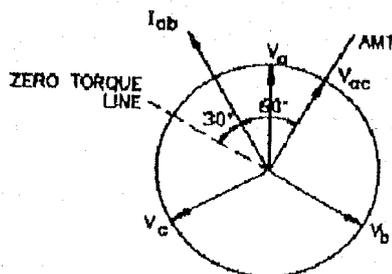


Fig. 15 Diagrama fasorial para la conexión 60° (0° AMT)

**Alimentación del relé:**

$$\Phi_A : I_{ab}, \Phi_B : I_{bc}, \Phi_C : I_{ca}$$

$$V_{ac} \quad V_{ba} \quad V_{cb}$$

**Torque máximo:**

cuando la corriente  $I_a$  atrasa a la tensión de fase-neutro en  $60^\circ$ .  $I_{ab}$  atrasa con respecto a  $V_{ac}$  en  $60^\circ$ .  $I_a$  atrasa con respecto a  $V_a$  en  $60^\circ$  a factor de potencia uno.

**Angulo de operación:**

corriente  $I_{ab}$  desde  $30^\circ$  en adelante hasta  $150^\circ$  en atraso, o  $I_a$  en atraso  $30^\circ$  o  $150^\circ$  en adelante a factor de potencia uno.

**Uso:**

Se recomienda que los relés con esta conexión sean utilizados solamente en alimentadores. Sin embargo, tienen la desventaja que los TI tienen que ser conectados en triángulo. Por tal razón, y debido a que no ofrecen ventajas comparadas con el caso previo, son poco utilizados.

### 4.2.3 CONEXIÓN $90^\circ$ ( $30^\circ$ AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 16:

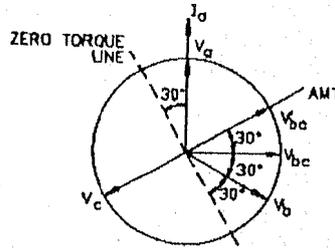


Fig. 16 Diagrama fasorial para la conexión  $90^\circ$  ( $30^\circ$  AMT)

**Alimentación del relé:**

$$\begin{array}{lll} \Phi_A : I_a, & \Phi_B : I_b, & \Phi_C : I_c \\ V_{bc} + 30^\circ & V_{ca} + 30^\circ & V_{ab} + 30^\circ \end{array}$$

**Torque máximo:**

cuando la corriente atrasa a la tensión de fase-neutro en  $60^\circ$ .

**Angulo de operación:**

ángulos de la corriente desde  $30^\circ$  en adelante hasta  $150^\circ$  en atraso.

**Uso:**

en alimentadores donde la fuente de componentes de secuencia cero está por detrás del punto de conexión del relé.

### 4.2.4 CONEXIÓN $90^\circ$ ( $45^\circ$ AMT)

Esta conexión se muestra en la fig. 17:

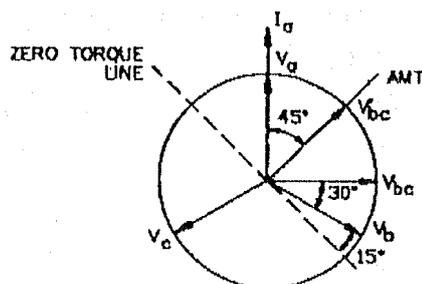


Fig. 17 Diagrama fasorial para la conexión 90° (45° AMT)

Alimentación del relé:

$$\begin{array}{lll} \Phi_A : I_a, & \Phi_A : I_b, & \Phi_A : I_c \\ V_{bc} + 45^\circ & V_{ca} + 45^\circ & V_{ab} + 45^\circ \end{array}$$

Torque máximo:

cuando la corriente atrasa a la tensión de fase-neutro en 45°.

Angulo de operación:

ángulos de la corriente desde 45° en adelanto hasta 135° en atraso.

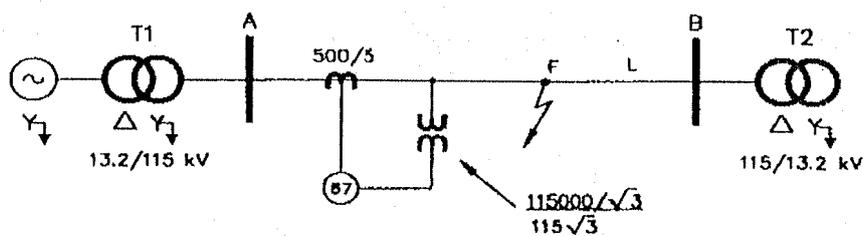
Uso:

Esta configuración se recomienda para proteger transformadores o alimentadores que tienen una fuente de secuencia cero por delante del relé. Esta conexión es esencial en el caso de transformadores en paralelo, o alimentadores de transformadores, especialmente garantizar la correcta operación de los relés para fallas más allá de transformadores Yd.

### 4.3 RELÉS DIRECCIONALES DE TIERRA

Los relés direccionales de tierra se construyen sobre la base de que la tensión residual es tres veces la caída de tensión de secuencia cero, desplazado con respecto a la corriente residual en el ángulo de la impedancia de fuente. Cuando no se dispone de un conjunto adecuado de TVs para obtener la tensión de polarización, se utiliza polarización de corriente, tomando la corriente de tierra desde un transformador local conectado a tierra. Esto se basa en el principio de que la corriente de neutro siempre circula hacia el sistema desde la tierra considerando que, dependiendo de la falla, la corriente residual puede circular en cualquier dirección.

Ejemplo 7: En la fig. 18 se representa un sistema donde ocurre una falla franca a tierra de las fases S y T (bipolar a tierra sin resistencia de falla) indicado con una flecha en el punto F.



G1	T1	L	T2
$X_1 = 0.15$	$X_1 = 0.11$	$X_1 = 0.4$	$X_1 = 0.3$
$X_2 = 0.15$	$X_2 = 0.11$	$X_2 = 0.4$	$X_2 = 0.3$
$X_0 = 0.09$	$X_0 = 0.11$	$X_0 = 1.2$	$X_0 = 0.3$

Fig. 18 Diagrama unifilar del sistema del ejemplo 5

Determinar las señales de corriente y tensión (en A y V) que van a cada una de las unidades direccionales que tienen una conexión 30° y son alimentados como se indica a continuación:

$$\Phi_R : I_R, \Phi_S : I_S, \Phi_T : I_T$$

$$V_{RT} \quad V_{SR} \quad V_{TS}$$

Además, indicar cuales operan en el caso de ocurrencia de la falla. Asumir una tensión pre-falla igual 1.1 pu. Las magnitudes bases del generador son 13.2kV y 100 MVA. Nota: A pesar de que el sistema es radial, se justifica la instalación de un relé direccional asumiendo que el circuito podría formar parte de un anillo en el futuro.

Solución

Las condiciones de una falla doble fase-tierra, S-T-N, son:

$$I_R = 0, V_S = 0, V_T = 0$$

Las redes de las tres secuencias se muestran en la fig. 19:

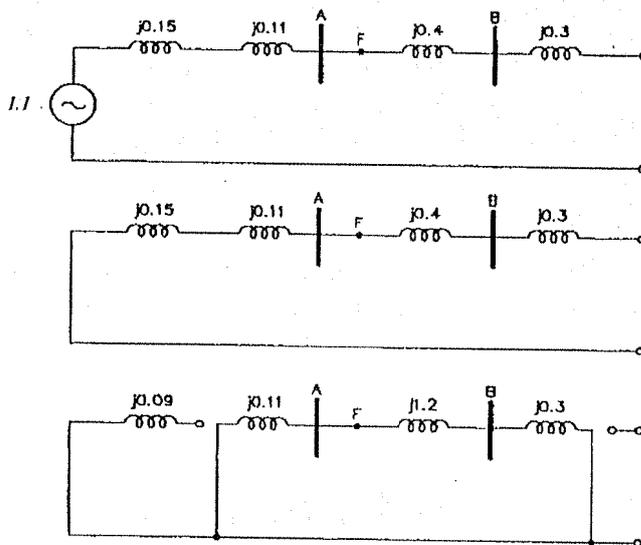


Fig. 19 Redes de secuencia

El circuito equivalente se obtiene conectando las tres redes de secuencia en paralelo como se muestra en la fig. 20:

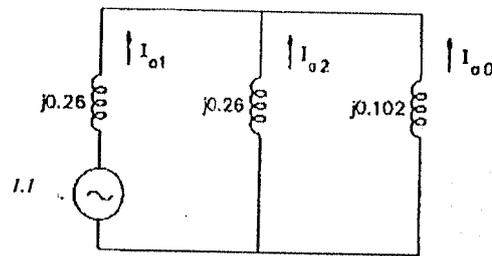


Fig. 20 Circuito equivalente

De la fig. 19:

$$Z_0 = 0.11 // 1.5 = 0.102$$

así, las corrientes de las tres secuencias de la fase R resultan:

$$I_{R1} = \frac{1.1}{j0.26 + \frac{j0.26 * j0.102}{j0.362}} = -j3.3 pu$$

$$I_{R2} = I_{R1} * \frac{j0.102}{j0.26 + j0.102} = j0.929 pu$$

$$I_{R0} = I_{R1} * \frac{j0.26}{j0.26 + j0.102} = j2.371 pu$$

En el punto de falla se tiene:

$I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = 0$ , como era de esperarse para una falla S-T-N

$$I_s = a^2 * I_{R1} + a * I_{R2} + I_{R0} = -3.662 + j 3.556 = 5.105 \angle 135.84^\circ pu.$$

$$I_T = a * I_{R1} + a^2 * I_{R2} + I_{R0} = 3.662 + j3.556 = 5.105 \angle 44.16^\circ pu.$$

En el punto de falla en la red ( no en el relé):

$$V_{R1} = V_{R2} = V_{R0} = -I_{R2} * (j0.26) = 0.242 pu$$

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3 * V_{R1} = 3 * 0.242 = 0.726 pu$$

$$V_S = V_T = 0.$$

$$V_{RR} = V_R - V_T = V_R - 0. = 0.726 pu.$$

$$V_{SR} = V_S - V_R = -V_R = -0.726 pu.$$

$$V_{TS} = V_T - V_S = 0.$$

Las magnitudes bases en el punto de fallá son:

$$Ub = 115kV / 3 \text{ y } Pb = 100 MVA = 3 * Ub * Ib \rightarrow Ib = Pb / 3 * Ub = 100 / 3 * 115 = 0.50204 kA = 502.04 A$$

Por lo tanto, los valores secundarios en el punto de falla son:

$$I_R = 0.$$

$$V_{RT} = 0.726 * \frac{115kV}{3} * \frac{115V}{3} * \frac{1}{115kV} = 48.2 \angle 0^\circ V$$

$$I_S = 5.105 \angle 135.86^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.63 \angle 135.86^\circ A$$

$$V_{SR} = -0.726 * \frac{115kV}{3} * \frac{1}{1000} = 48.2 \angle 180^\circ V$$

$$I_T = 5.105 \angle 44.16^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.63 \angle 44.16^\circ V$$

$$V_{ST} = 0.$$

Según los diagrama de secuencia de la red, en el punto donde está localizado el relé habrá valores iguales de corrientes de secuencia positiva y negativa que en el punto de falla; sin embargo, la corriente de secuencia cero en el relé es diferente, debido a la división de corriente en el circuito de secuencia cero.

En el relé, pasará  $I_{R0} = j2.371 * \frac{1.5}{1.61} = 2.2 pu.$  de tal forma que  $I_R$  en el relé será:

$$I_R = I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = -j3.3 + j0.929 + j2.2 = -j0.171 pu.$$

entonces con  $I_R \neq 0$   $I_S$  e  $I_T$  en el relé son:

$$I_S = a^2 * I_{R1} + a * I_{R2} + I_{R0} = -3.662 + j 3.385498 = 4.987 \angle 137.25^\circ pu.$$

$$I_T = a * I_{R1} + a^2 * I_{R2} + I_{R0} = 3.662 + j 3.385498 = 4.987 \angle 42.75^\circ pu.$$

$$V_{R1} = V_{R2} = -I_{R2} * (j0.26) = 0.242 pu$$

$$V_{R0} = -I_{R0} * (j0.11) = -j2.2 * (j0.11) = 0.242 pu$$

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3 * V_{R1} = 3 * 0.242 = 0.726 pu$$

$$V_S = V_T = 0.$$

El TI se alimenta desde el mismo punto de falla, así:

$$V_{RT} = V_R - V_T = V_R - 0. = 0.726 pu.$$

$$V_{SR} = V_S - V_R = -V_R = -0.726 pu.$$

$$V_{TS} = V_T - V_S = 0.$$

Las señales que alimentan al relé son:

$\Phi_R$ 

$$I_R = 0.171 \angle -90^\circ * 502.04 * (5/500) = 0.859 \angle -90^\circ$$

$$V_{RT} = 0.726 * \frac{115kV}{3} * \frac{115V}{3} * \frac{3}{115kV} = 48.2 \angle 0^\circ V$$

 $\Phi_S$ 

$$I_S = 4.987 \angle 137.25^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.04 \angle 137.25^\circ A$$

$$V_{SR} = -0.726 * \frac{115kV}{3} * \frac{1}{1000} = 48.2 \angle 180^\circ V$$

 $\Phi_T$ 

$$I_T = 4.987 \angle 42.75^\circ * 502.04 * (5/500) = 25.04 \angle 42.75^\circ V$$

$$V_{ST} = 0.$$

Análisis de la operación de los relés direccionales:

Polarización:

$\Phi_R$	$\Phi_S$	$\Phi_T$
$I_R$	$I_S$	$I_T$
$V_{RT}$	$V_{SR}$	$V_{TS}$

Relé de la fase R:

$$I_R = 0.859 \angle -90^\circ A$$

$$V_{RT} = 48.2 \angle 0^\circ V$$

Para la operación debe cumplirse que  $-90^\circ < \text{ángulo de } I_R < 90^\circ$ . El relé en la fase R está en el límite de su zona de operación, creando algunas dudas acerca del funcionamiento de su unidad direccional (fig. 21):

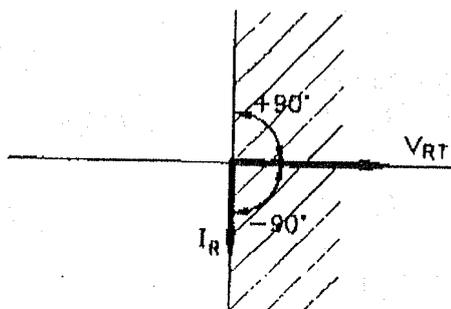


Fig. 21 Análisis de la operación del relé en la fase R

Relé de la fase S:

$$I_S = 25.04 \angle 137.25^\circ A$$

$$V_{SR} = 48.2 \angle 180^\circ V$$

Para la operación debe cumplirse que  $90^\circ < \text{ángulo de } I_S < 270^\circ$ . El relé de la fase S opera, dado que el ángulo de  $I_S$  es  $137.26^\circ$  (fig. 22).

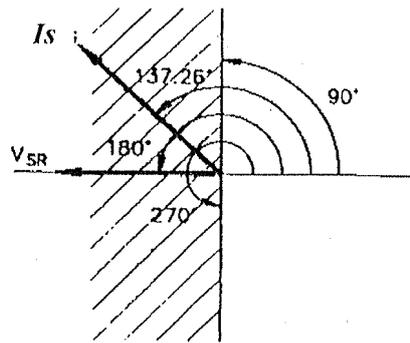


Fig. 22 Análisis de la operación del relé de la fase S

El relé de la fase T no opera debido a que  $V_{TS} = 0$ .



## TEMA VII-B: PROTECCIÓN DE LINEAS CON RELES DE DISTANCIA

### INTRODUCCIÓN

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 F1 resultaría  $Z_{AF1}$  y  $(Z_{AB} + Z_{BF2})$  para una falla en F2.

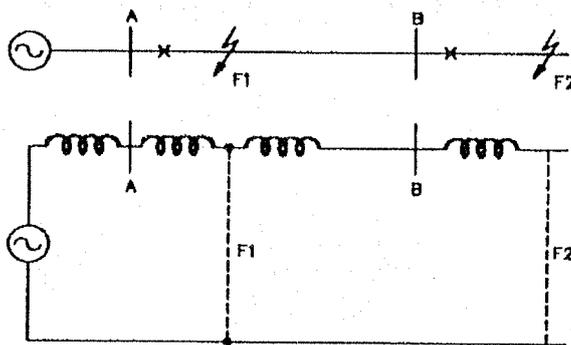


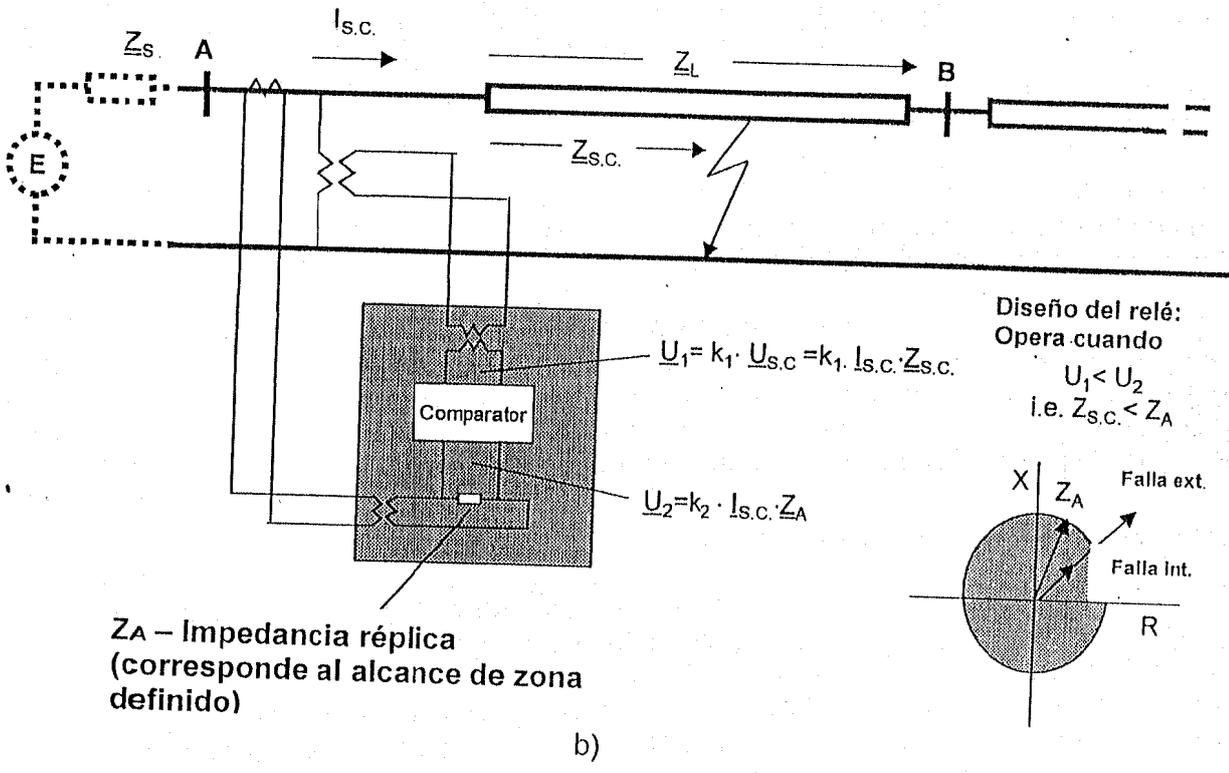
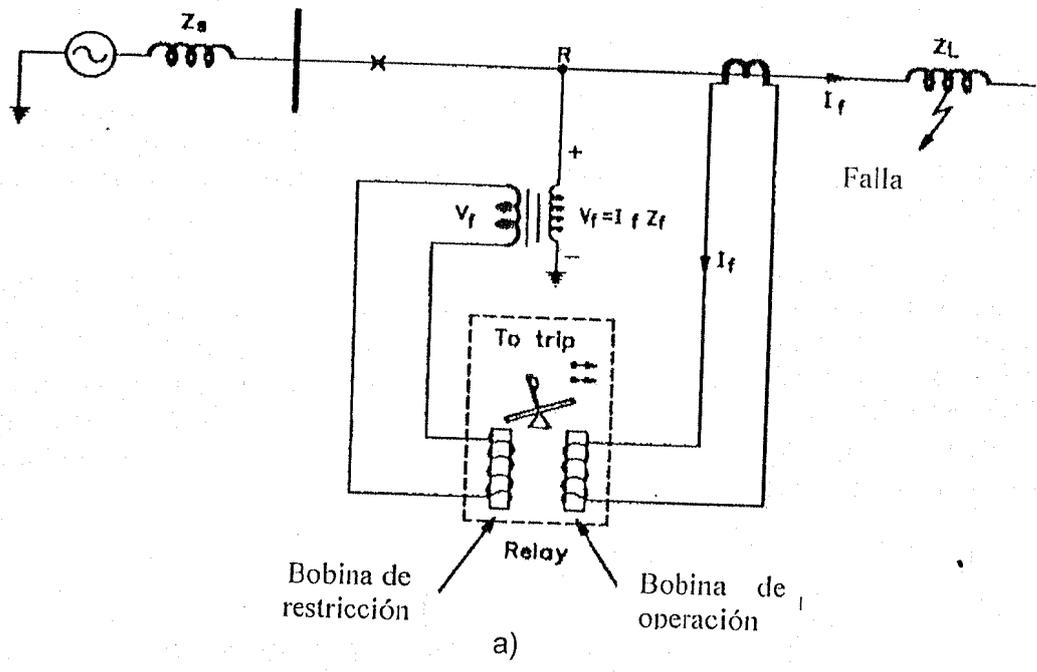
Fig. 1 Fallas en distintos puntos del sistema de potencia

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).

### 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. 2a o en la versión analógica como se indica en la fig. 2b:



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

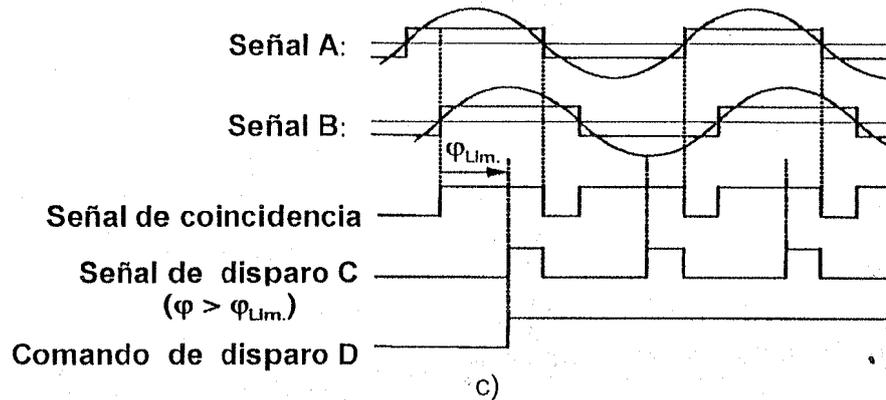
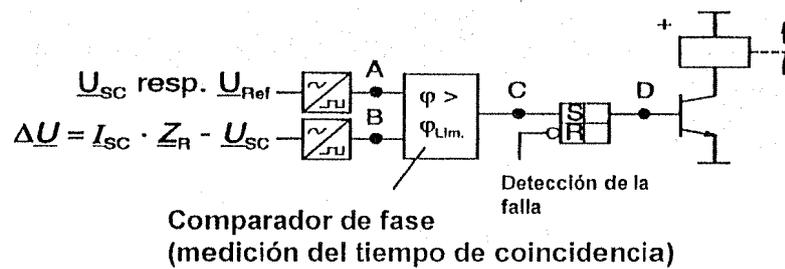


Fig. 2 Relés basado en comparación de amplitud y fase

En la práctica es difícil realizar una correcta comparación de amplitud bajo condiciones de falla cuando el desfase entre  $V$  e  $I$  tiende a  $90^\circ$  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. 2c.

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:

$$\begin{aligned} S_o &= S_1 + S_2 \\ S_r &= S_1 - S_2 \end{aligned} \quad (1)$$

De la ec. 1:

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

La comparación de amplitudes está dada por:

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

Definiendo  $S_1 / S_2$  como  $C$ , la relación 3 se puede expresar como:

$$|C + 1| \geq |C - 1| \quad (4)$$

Graficando  $C$  en el plano complejo (fig. 3) se puede observar que (4) 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  $C \angle \theta = (S1 \angle \alpha) / (S2 \angle \beta)$ , la relación 4 se satisface cuando:

$$-90^\circ \leq \alpha - \beta \leq +90^\circ \quad (5)$$

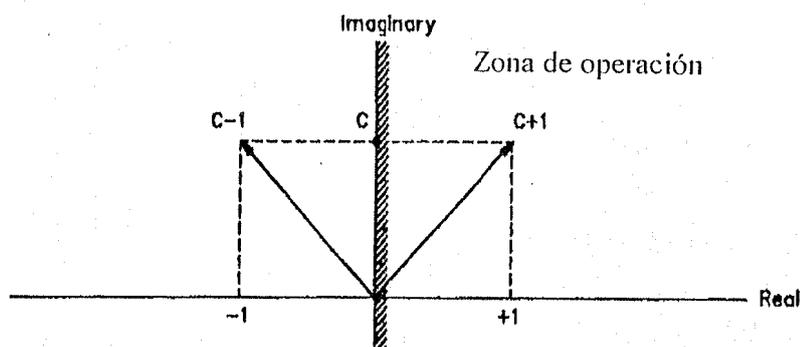


Fig. 3 Comparación de fases en el plano complejo;  $C = S1/S2$

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:

$$\begin{aligned} S_o &= I * Z_R \\ S_r &= K * V \end{aligned} \quad (6)$$

La constante  $K$  tiene en cuenta los  $T_I$  y  $T_V$ . Las señales para la comparación de fase son:

$$\begin{aligned} S1 &= K * V + I * Z_R \\ S2 &= -K * V + I * Z_R \end{aligned} \quad (7)$$

Luego dividiendo por  $KI$ :

$$\begin{aligned} S1 &= Z + Z_R / K \\ S2 &= -Z + Z_R / K \end{aligned} \quad (8)$$

Donde:

$$Z = V/I$$

Note que las magnitudes de las señales  $S1$  y  $S2$  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  $S1$  y  $S2$  en una o en otra escala no afecta la relación de fase entre las dos señales.

Trazando  $Z_R / K$  y con las ec. 8 en el plano R-X, se determina la característica de operación del relé por medio del lugar de los puntos Z tales que  $\theta$ , diferencia de ángulo entre  $S1$  y  $S2$ , cumpla que la condición  $-90^\circ \leq \theta \leq +90^\circ$ . La construcción se muestra en la fig. 4. Las ecuaciones 8 dan el origen del romboide OABC el cual tiene como diagonales  $S1$  y  $S2$ . De las propiedades del romboide, el ángulo entre  $S1$  y  $S2$  es  $90^\circ$  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  $Z_R/K$ .

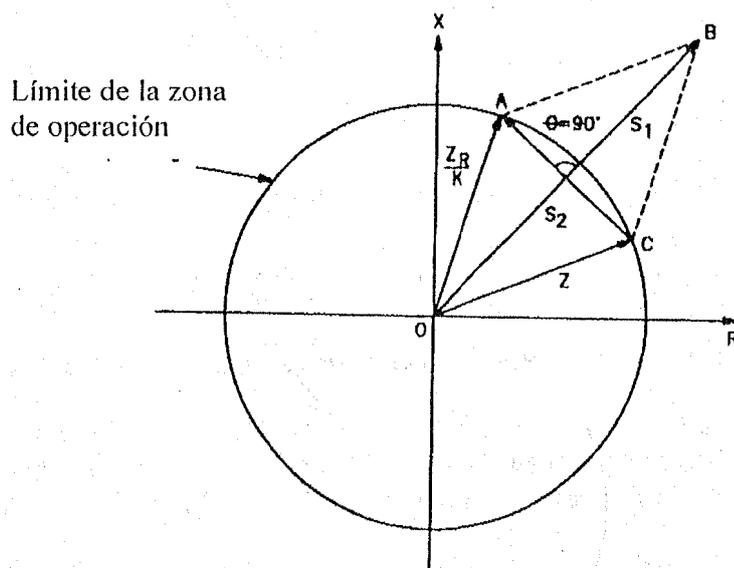


Fig. 4 Formación de la característica de operación usando comparador de fase

Si  $Z < Z_R/K$ , se obtiene la situación mostrada en la fig. 5. En este caso  $\theta$  es menor que  $90^\circ$  y consecuentemente cae dentro de la zona de operación. Si, por otro lado,  $Z > Z_R/K$ , como se ilustra en la fig. 6, luego  $\theta$  es mayor que  $90^\circ$  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. 7) 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.

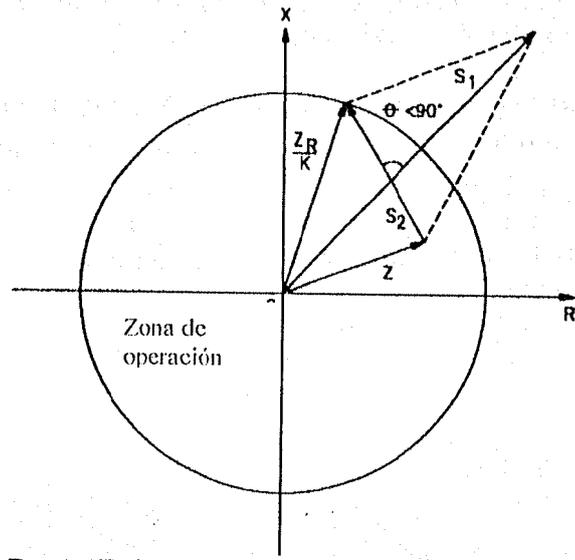


Fig. 5. Punto Z dentro de la características de operación

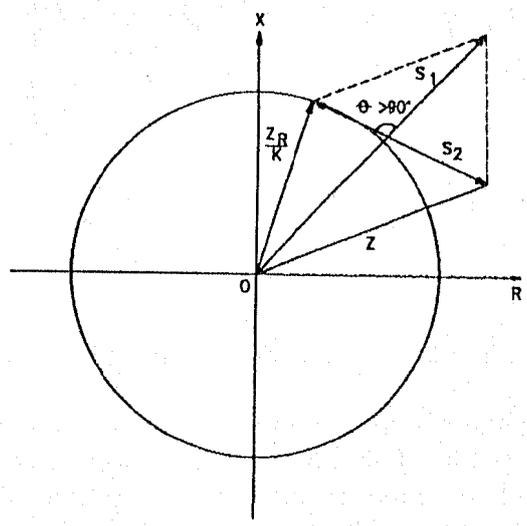


Fig. 6 Punto Z fuera de la características de operación

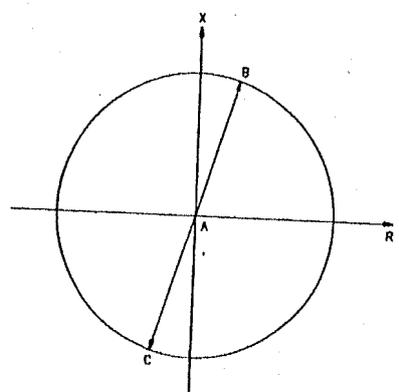
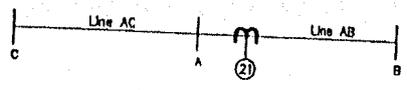


Fig. 7 Característica del relé de impedancia en el plano complejo

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:

$$\begin{aligned} S1 &= K \cdot V \\ S2 &= Z_R \cdot I \end{aligned} \quad (9)$$

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

$$\begin{aligned} S1 &= Z \\ S2 &= Z_R / K \end{aligned} \quad (10)$$

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  $90^\circ$  (fig. 8).

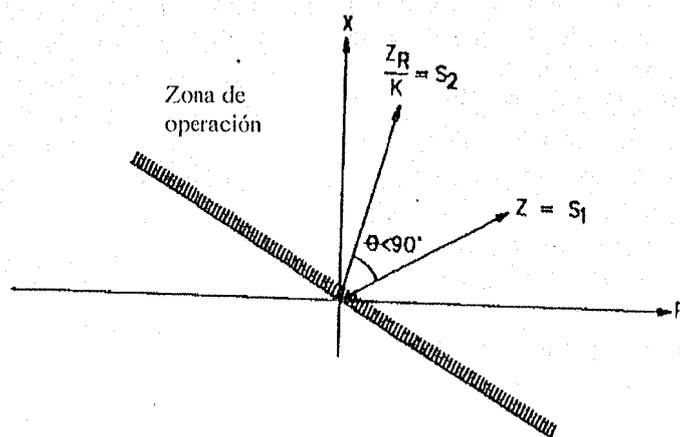


Fig. 8 Zona de operación del relé direccional

## 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:

$$\begin{aligned} S1 &= -K*V + X_R*I \\ S2 &= X_R * I \end{aligned} \quad (11)$$

Y dividiendo por KI:

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

La característica de operación se obtiene dibujando con la ec. 12 en el plano complejo y determinando aquellos valores de  $Z$  tal que  $\theta < 90^\circ$ . La construcción se muestra en la fig. 9; aquí resulta como límite de la zona de operación una línea recta paralela al eje  $R$  con valor  $X_R/K$ .

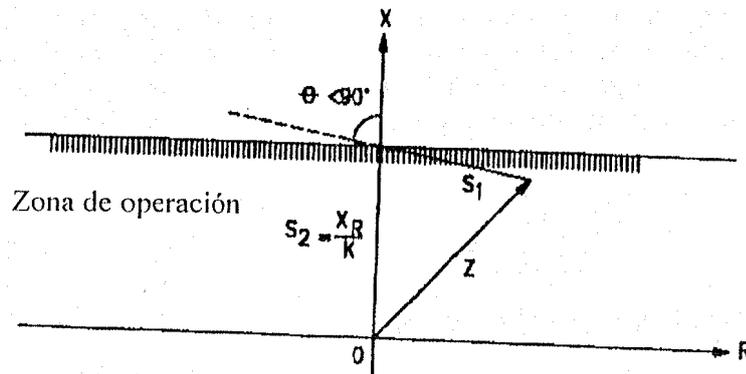
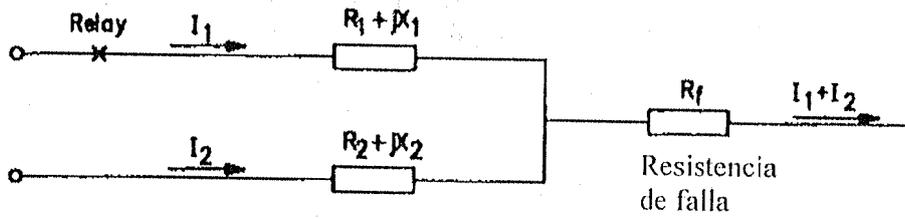
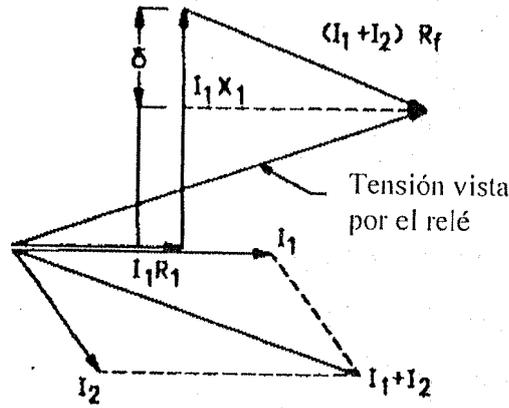


Fig. 9 Zona de operación del relé de reactancia

Como la impedancia de falla es siempre prácticamente resistiva, se puede asumir que la resistencia de falla no tiene efecto sobre el relé de reactancia. En un sistema radial esto es cierto, pero no necesariamente si la falla es alimentada por ambos extremos, dado que la caída de tensión en la resistencia se suma a la caída en la línea y afecta a la tensión en el relé. A menos que la corriente en el relé esté exactamente en fase con la corriente de falla, la caída de tensión en la resistencia de falla resultará en una componente  $90^\circ$  fuera de fase con respecto a la corriente del relé, produciendo un efecto similar a la reactancia de la línea. Esta reactancia aparente puede ser positiva o negativa, y por lo tanto sumarse o restarse de la impedancia medida por el relé, y por lo tanto afectando su operación. Si la resistencia de falla es grande en comparación con la reactancia de la línea, luego el efecto podría ser serio y este tipo de relé no podría ser utilizado. La fig. 10 muestra la tensión vista por el relé en presencia de fallas con resistencia de arco y dos alimentaciones. Del diagrama se puede ver que el relé mide un valor el cual es menor que el verdadero, entre el relé y el punto de falla.



a



$\delta$ : error debido a la resistencia de falla

Fig. 10 Tensión medida por un relé de reactancia en la presencia de falla con resistencia de arco y dos alimentaciones  
 a) circuito esquemático  
 b) diagrama fasorial

### 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:

$$\begin{aligned} S1 &= -K*V + Z_R * I \\ S2 &= K* V \end{aligned} \tag{13}$$

De lo cual:

$$\begin{aligned} S1 &= -Z + Z_R / K \\ S2 &= Z \end{aligned} \tag{14}$$

Trazando  $Z_R/K$  y las ecuaciones 14 en el plano complejo, la característica se determina por el lugar geométrico de los valores de  $Z$  los cuales son satisfechos cuando  $\theta$  es menor que  $90^\circ$ . En ese caso el límite de la zona de operación ( $\theta=90^\circ$ ), como se muestra en la fig. 11, 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,  $\theta$  será menor que  $90^\circ$ , como se muestra en la fig. 12, y esto provocará la operación del relé.

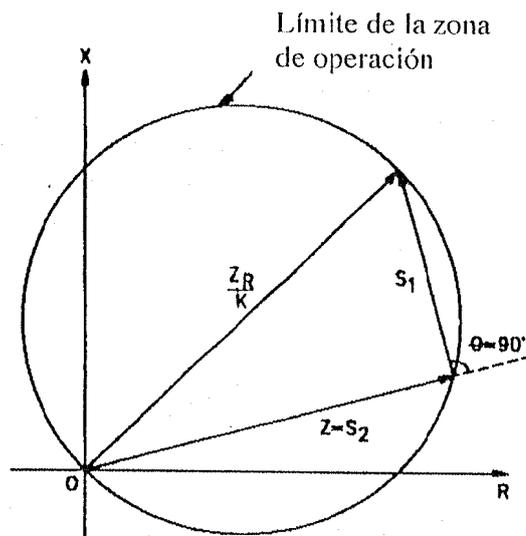


Fig. 11 Característica de operación de un relé Mho ( $\theta = 90^\circ$ )

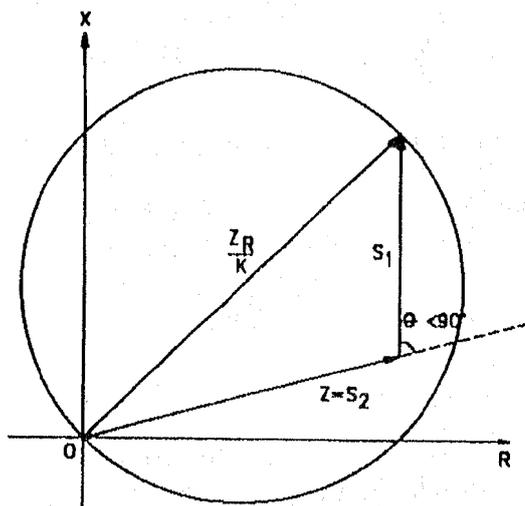


Fig. 12 Impedancia Z dentro de la zona de operación ( $\theta < 90^\circ$ )

### 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 las fallas no balanceadas, como se ilustra en la fig. 13.

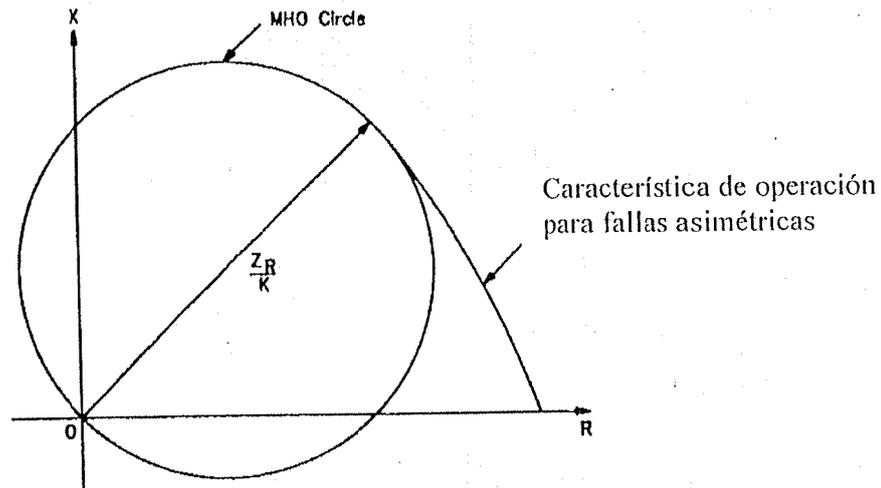


Fig. 13 Característica de operación de un relé mho completamente polarizado

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

$$\begin{aligned} S1 &= V_{pol} \\ S2 &= V - IZ_R \end{aligned} \quad (15)$$

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. 14, es común en algunos relés.

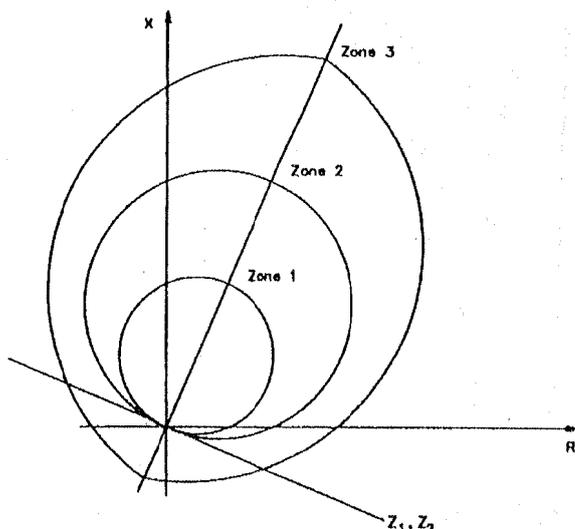


Fig. 14 Característica lenticular offset de zona 3

### 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. 15).

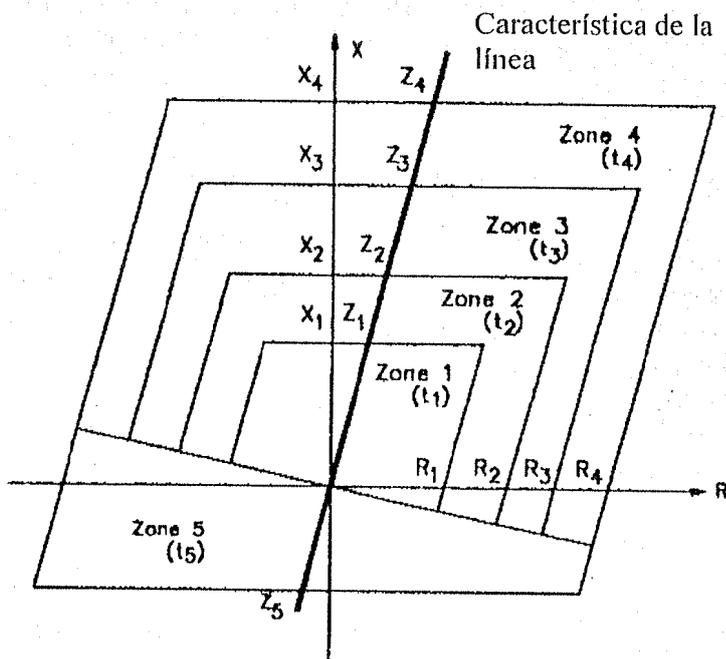


Fig. 15 Característica poligonal de operación

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. 16. 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.

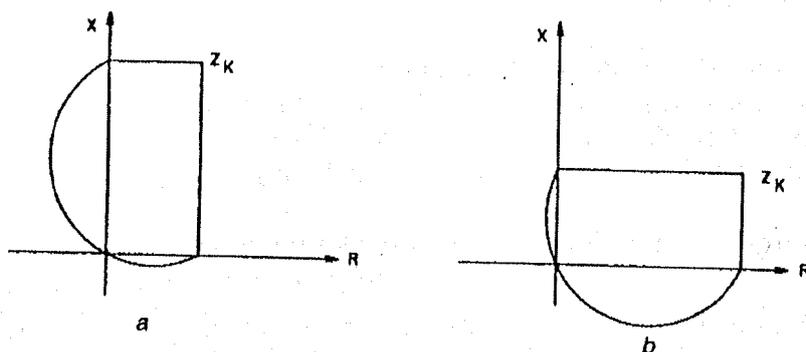


Fig. 16 Características de operación combinadas típicas  
 a) relación  $R/X = 0.5$   
 b) relación  $R/X = 2$

## 2. AJUSTE DE RELÉS DE DISTANCIA

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 AJUSTE DEL ARRANQUE (PICK UP O DETECCIÓN DE FALLAS)

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 subimpedancia)
- Cambio de impedancia

### - 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 es en aprox.  $1.3 I_{max}$  de fase y  $0.5 I_{max}$  para la corriente de tierra.

### - Arranque por subimpedancia ( $U < e I >$ )

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

- fuente 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. 17-1).

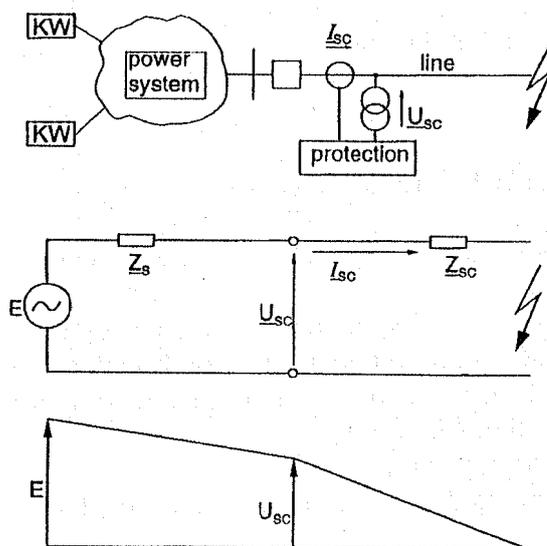


Fig. 17-1 Tensión en la ubicación del relé durante una falla

Para prevenir el arranque incorrecto cuando la línea se queda aislada (sin tensión), el criterio de subimpedancia 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. 17-2).

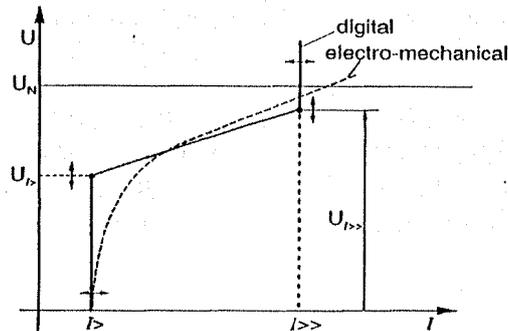


Fig. 17-2

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.

### - Arranque por impedancia

En este caso se define una característica en el plano de impedancia R-X que es adecuada para discriminar entre condiciones de fallas y cargas normales de operación.

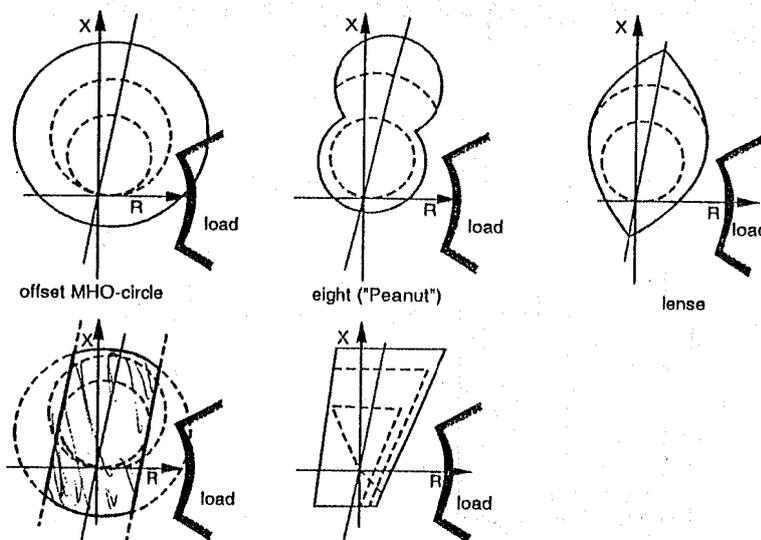


Fig. 17-3

## 2.2 AJUSTE DE LOS ALCANCES DE CADA ZONA DE PROTECCIÓN Y TIEMPOS DE ACTUACIÓN

Con los relés convencionales se logran características optimizadas con variaciones de implementación de círculos y líneas rectas, que tienen como objetivo: grandes alcances en la dirección de X para la detección de fallas remotas y suficiente compensación de arco de falla en la dirección de R, mientras que se mantiene márgenes de seguridad por la contracción del área de impedancias de carga (línea de transmisión de altas potencias).

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:

$$\frac{V_{prim}}{I_{prim}} = Z_{prim} = \frac{V_{sec} \cdot TVR}{I_{sec} \cdot TIR} \quad (16)$$

Por lo tanto,

$$Z_{sec} = Z_{prim} \cdot (TIR/TVR) \quad (17)$$

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

Normalmente se utilizan tres zonas de protección en la dirección de la falla con el objeto de cubrir una sección de la línea y proveer protección de respaldo remoto a otras secciones. En la fig. 17- 4 se muestran ajustes típicos de alcance de zona 1, 2 y 3 para un tren de líneas radiales.

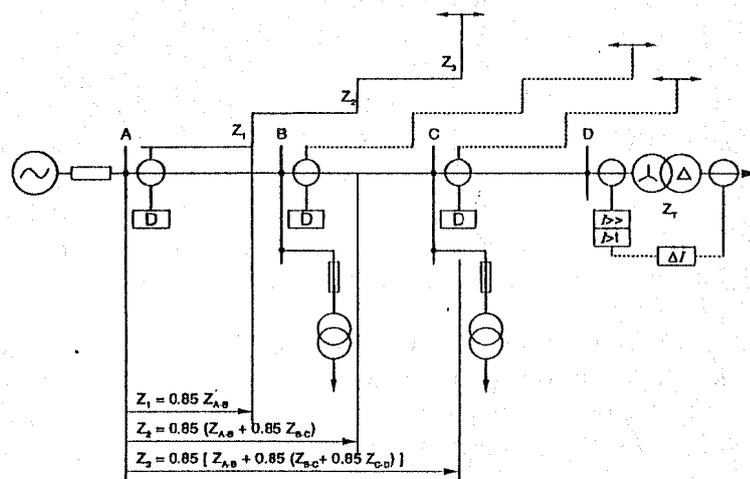


Fig. 17-4 Zonas de protección de un relé de distancia para un sistema radial

Algunos relés tienen una o dos zonas adicionales en la dirección de la falla más otra en la dirección opuesta, esta última actuando como back-up de protección de las barras de la estación. Otros criterios utilizados en el ajuste de alcance de zona 2 y 3 son:

Zona 2 : se ajusta para cubrir toda la línea protegida más el 50% de la línea próxima más corta en el caso de que se trate de un sistema radial ramificado (ver fig. 17-5)

Zona 3 : se ajusta para cubrir toda la línea protegida más el 100% de la segunda línea más larga, más el 25% de la próxima línea más corta.

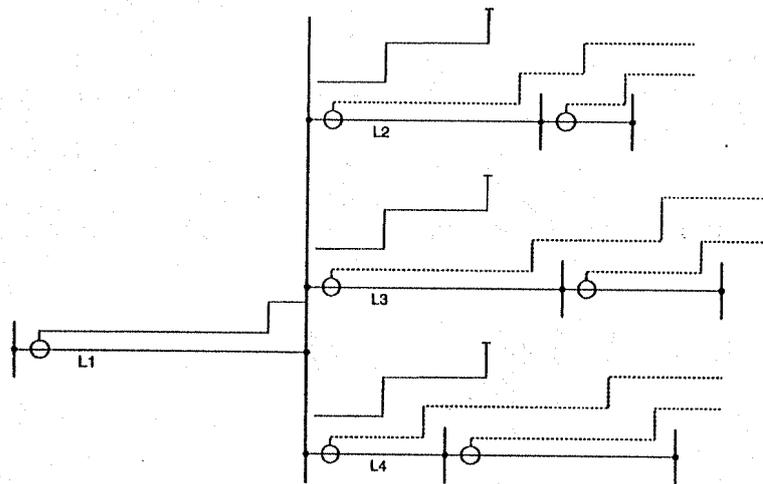


Fig. 17-5

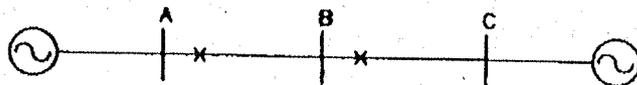
Adicionalmente a la unidad de ajuste de alcance, cada unidad de zona tiene una unidad de temporización o timer. El tiempo de operación de la zona 1,  $t_1$ , se ajusta normalmente por el fabricante para actuar en forma instantánea, dado que cualquier falla en la línea protegida detectada por la unidad de zona 1 debe ser despejada en forma inmediata sin la necesidad de esperar por la actuación de otro dispositivo. El tiempo de operación para la zona 2 es usualmente ajustado en 0.25 s a 0.4 s, y el de zona 3 en el rango de 0.6 s a 1.0 s.

Cuando hay transformadores de potencia en las subestaciones adyacentes, el tiempo de actuación en zona 2 debe ajustarse con un margen de 0.2 s sobre el tiempo de disparo de cualquier relé de sobrecorriente asociado a un transformador.

En el caso de zona 3, cuando los ajustes de alcance de relés en distintos lugares se superponen, luego debe incrementarse el timer de zona 3 del relé más alejado en por lo menos 0.2 s para evitar pérdidas de coordinación. Sin embargo, el tiempo de operación para las unidades de zona 3 deben ajustarse en un valor el cual asegure que se mantenga la estabilidad del sistema y por lo tanto, si es necesario, considerar la posibilidad de reducir el tiempo de operación en tales circunstancias.

Dado que el disparo producido en zona 1 es instantáneo, su alcance no debería sobrepasar la barra al final de la primer línea (ver fig. 17-4), de esta forma se ajusta para cubrir el 80%-85% de la línea protegida. El restante 20%-15% provee un factor de seguridad con el objeto de mitigar errores introducidos por el sistema de medición y cálculos de impedancia de la línea. Este resto de la línea es protegido en zona 2 la cual opera en un tiempo  $t_2$  segundos. La zona 3 provee el back-up y opera con un retardo de  $t_3$  segundos. Dado que el alcance y por lo tanto el tiempo de operación de los relés de distancia son fijos, su coordinación es mucho más fácil que los relés de sobrecorriente.

Con el fin de ilustrar la filosofía referida anteriormente, considérese el caso del sistema representado en la fig. 18 en el cual se requiere proteger las líneas AB y BC.



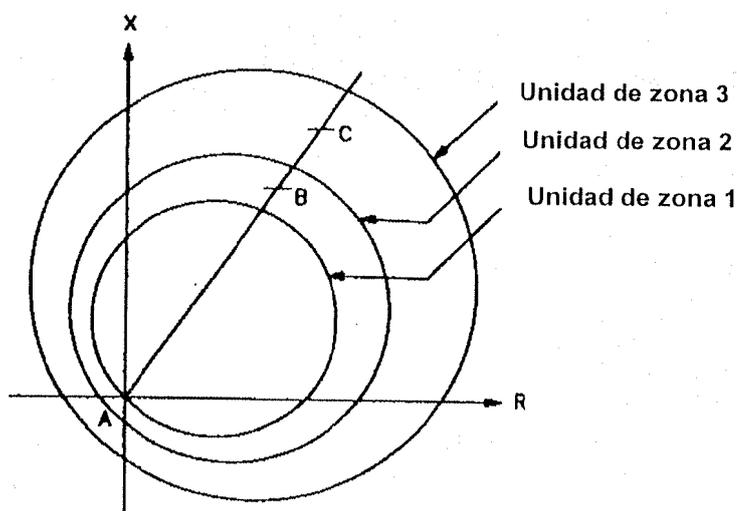


Fig. 18 Característica de operación del relé de operación localizado en A

Para ello es necesario tener tres unidades de zona en A para ajustar las tres zonas. Las tres unidades deben operar para una falla dentro de la característica de operación de la zona 1. Para una falla en la línea BC, pero dentro de la cobertura de la unidad de zona 2 en A, ambas unidades de zonas 2 y 3 deben operar. Dado que hay también protección de distancia en B, el relé en A debe brindar una oportunidad al interruptor en B de despejar la falla; es por esta razón que las unidades de zona 2 y 3 operan con un apropiado retardo de tiempo con el objeto de obtener una discriminación entre fallas en las líneas AB y BC. El diagrama de tiempos de operación se da en la fig. 19.

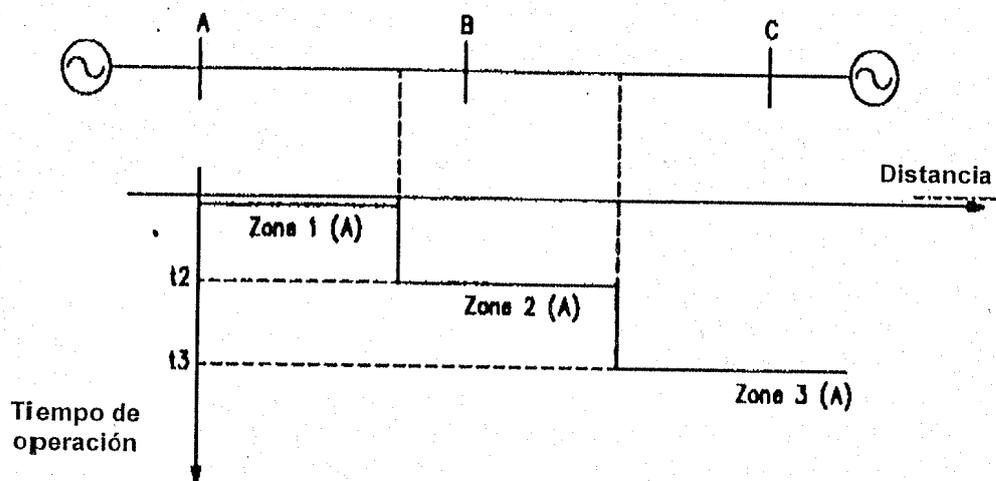


Fig. 19 Tiempos de operación del relé de protección en A

Algunos métodos de ajuste de relés de distancia utilizan criterios diferentes a los mencionados, principalmente con referencia al alcance de zona 2 y 3. En particular, debe hacerse referencia al método donde se recomienda que el alcance de zona 2 debe ser 120% de la impedancia de la línea protegida, y que para la zona 3 debe ser 120% de la suma de impedancias de la línea protegida y de su línea adyacente más larga. En este caso, el tiempo de zona 2 y 3 no deben tener un valor fijo, sino basados en el tiempo de apertura de los interruptores y el alcance de los relés para garantizar que no habrá superposición en las mismas zonas cubiertas por relés adyacentes. Dado que se utiliza la

misma filosofía para cualquiera de los dos métodos, no se realiza ninguna recomendación específica para utilizar uno u otro método, dado que la verdadera selección dependerá en general de las características del sistema en cuestión.

Los relés de distancia modernos, especialmente los digitales, ofrecen zonas 4 y 5 para reforzar las funciones de back-up como se mostró en la fig. 15. En esos casos las zonas 3 y 4 proveen cobertura solo en dirección hacia delante y la zona 5 en dirección hacia atrás; el ajuste de zona 4 y 5 puede variar de empresa a empresa. Algunos criterios aceptados sugieren ajustar zona 4 con 120% de zona 3 y zona 5 con 20% de la zona 1.

El retardo de tiempo de zona 4 y 5 es normalmente el mismo que para la zona 3. Debe tenerse cuidado para asegurar que las zonas con los mayores ajustes de alcance, es decir zona 3 y 4, no se superpongan con niveles de tensión diferentes a través de transformadores de rebaje o elevación, o valores de impedancia de carga.

### 3. EFECTO DE FUENTE INTERMEDIA (INFEEED) EN RELÉS DE DISTANCIA

Este efecto necesita ser tenido en cuenta cuando hay una o más fuentes de generación dentro de la zona de protección de un relé de distancia las cuales pueden contribuir a la corriente de falla sin ser vista por el relé de distancia.

Analizando el caso ilustrado en la fig. 20 se puede apreciar que la impedancia vista por el relé A para una falla más allá de la barra B es mayor de la que realmente existe. En efecto, si ocurre una falla franca a tierra en F, la tensión en A sería:

$$\begin{aligned} U_A &= I_A \cdot Z_{AB} + (I_A + I_B) \cdot Z_{BF} \\ &= I_A (Z_{AB} + Z_{BF}) + I_B \cdot Z_{BF} \end{aligned} \quad (15)$$

$$Z_{\text{olay}} = \frac{U_A}{I_A} = Z_{AB} + Z_{BF} + \underbrace{\frac{I_B}{I_A} \cdot Z_{BF}}_{\Delta Z \text{ (Error de medición)}} \quad (16)$$

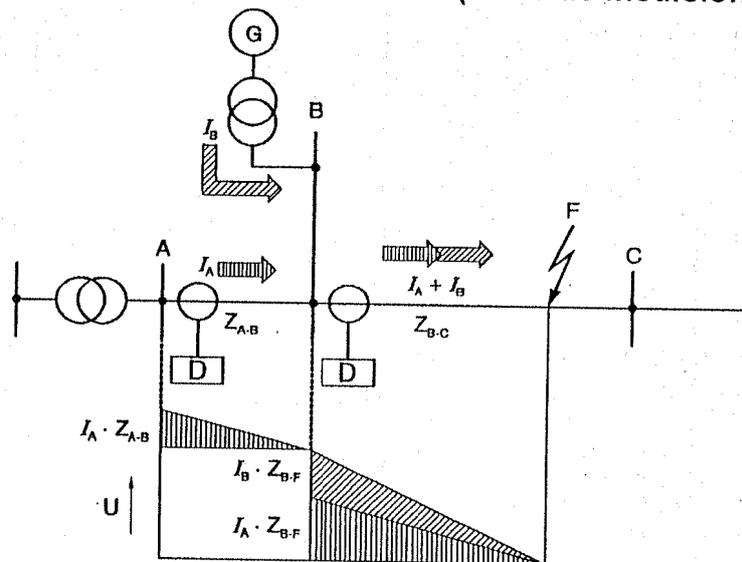


Fig. 20 Efecto de la alimentación intermedia (infeed) en el relé de distancia

El relé ve por lo tanto una impedancia de  $K \cdot Z_{BF}$ , siendo la constante de alimentación intermedia o constante de infeed  $K$  igual a  $I_A/I_B$ , adicionalmente a la impedancia de la línea  $Z_{A-B}$ , lo cual implica que su alcance se reduce. El ajuste de zona 2 y 3 para el relé en A debe tomarse de la siguiente forma:

$$Z_{rele} = Z_{A-B} + (1 + K)Z_{B-C} \quad (20)$$

donde  $K$  es:

$$K = \frac{I_{total-infeed}}{I_{rele}} \quad (21)$$

Es necesario tener en cuenta el hecho de que el relé de distancia puede sobre-alcanzar si las fuentes que representan el infeed son desconectadas, de tal forma que debe chequearse tales condiciones para asegurar que no haya solapamiento con las zonas 2 de relés en líneas adyacentes. Para sistemas en el cual la zona 2 y 3 cubren líneas que no son parte de una malla, el valor de  $K$  es constante e independiente de la localización de la falla, dada la linealidad de los sistemas eléctricos. Considérese el sistema de la fig. 21a. La fig. 21b muestra la impedancia que es vista por el relé de distancia localizado en la estación C. Para una falla entre B y D, el valor de  $K$  será el mismo para fallas ya sea en B o D, o en algún otro punto en la línea de interconexión de las dos subestaciones. Si la localización de la falla se mueve de B a D, los valores de corriente disminuyen pero la relación del infeed total a la corriente vista por el relé será la misma.

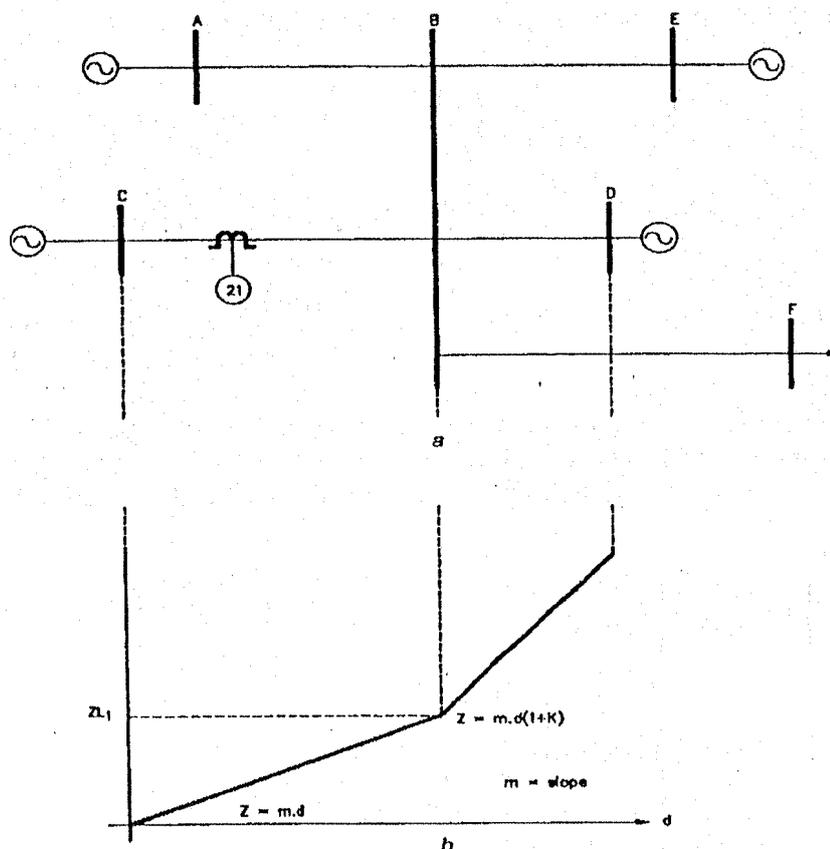


Fig. 21 Protección de distancia con valor fijo de  $K$   
a) sistema típico para el análisis del infeed con  $K$  fijo  
b) impedancia vista por el relé de distancia en C

Como el valor de la constante de infeed depende de la zona bajo consideración, se necesita calcular varias constantes de infeed referenciadas como K1, K2 y K3. K1 se usa para calcular el infeed para la segunda zona, K2 y K3 se usan para la zona 3, K2 teniendo en cuenta el infeed en la línea adyacente y K3 el infeed en la línea remota. Basado en el criterio mencionado en el punto 2, y considerando el infeed como se discutió anteriormente, la expresión para calcular el alcance de las tres zonas del relé ubicado en C sería:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0.8 - 0.85 * Z_{AB} \\ Z_2 &= Z_{CB} + 0.5(1 + K_1)Z_{BD} \\ Z_3 &= Z_{CB} + (1 + K_2)Z_{BF} + 0.25(1 + K_3)Z_{FH} \end{aligned}$$

donde:

$$K_1 = \frac{I_A + I_E + I_F}{I_C}$$

$$K_2 = \frac{I_A + I_D + I_E}{I_C}$$

$$K_3 = \frac{I_A + I_D + I_E + I_G}{I_C}$$

Dado que la cobertura en la línea remota no es muy crítica, K3 puede asumido igual K2, lo cual reduce el alcance de la zona 3. Sin embargo, esta diferencia es normalmente despreciable y la consideración es por lo tanto aceptable.

Trazando la impedancia como función de la distancia, como se muestra en la fig. 21b, puede verse que la pendiente de la línea CB es constante como era de esperarse. Sin embargo, en la sección BD la pendiente continúa siendo constante debido a la inclusión del término K. El punto importante es que la impedancia vista por el relé en C para fallas en la sección BD es directamente proporcional a la localización de la falla, lo mismo para una falla en la sección CB. Cuando las zonas 2 y 3 cubren parte de la línea de un circuito doble, o de una malla, el valor de K dependerá del punto de falla o barra bajo consideración, como es evidente de los dos esquemas mostrados en la fig. 22. En ambos casos la impedancia que ve el relé para fallas a lo largo de la línea BC es una curva de pendiente variable.

Si la ecuación del infeed se separa, luego la impedancia que ve el relé para una falla en la sección BC de los dos esquemas de la fig. 22 puede escribirse como sigue:

$$Z_{relé} = Z_{línea} + \left[ 1 + \frac{I_B + I_C}{I_A} \right] * Z_{B-PtoFal} \quad (22)$$

En este caso, la relación de  $I_B/I_A$  para una falla en la línea BC es fija dado que no depende de la localización de la falla. Sin embargo, la relación  $I_B/I_A$  es variable y podría ser aún negativa para fallas cerca de la subestación C cuando la corriente  $I_C$  cambia de dirección. Tomando en cuenta esta consideración, debe esperarse que, comenzando de

la barra B, Z debe incrementarse en tanto el punto de falla se mueve hacia C hasta que alcanza su máximo valor, luego del cual el valor de Z comienza a descender.

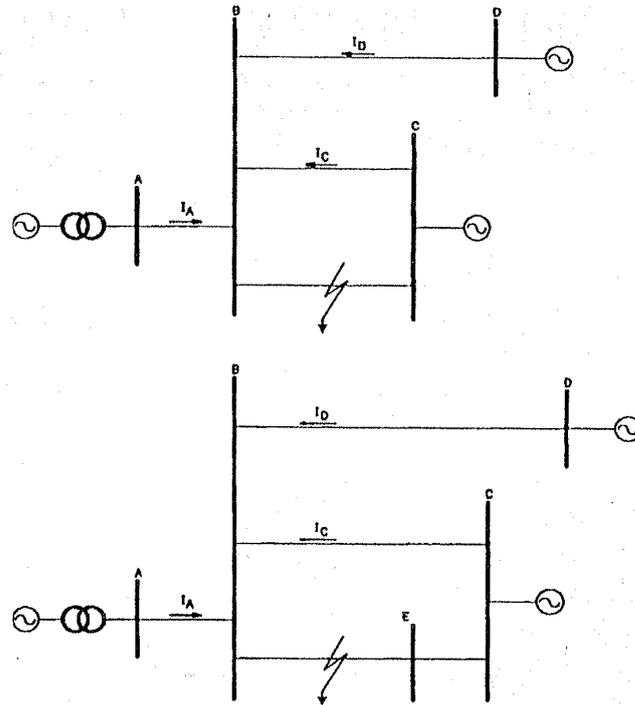


Fig. 22 Protección de distancia con K variable

Si los ajustes se calculan utilizando valores de corriente para fallas en la barra C, es probable que aplicando la ecuación no se proteja la línea en zona 2 por encima del requerido 50%. Si los valores se toman para una falla en la barra B, es posible que haya cobertura en secciones más allá del 50%, y aún más allá del 80%, lo cual provocará un solapamiento con la zona 2 del relé en B, como se muestra en la fig. 23. En tales casos, por lo tanto, se recomienda que se utilicen los valores de cortocircuito para fallas en la barra adyacente (en este caso la barra B), pero excluyendo el infeed del circuito paralelo,  $I_C$  en este caso.

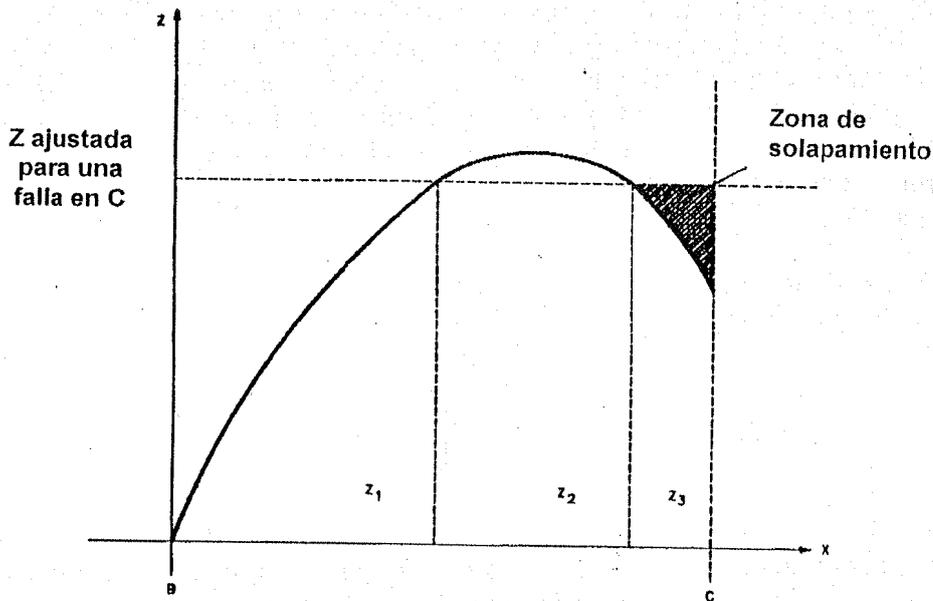


Fig. 23 Solapamiento en un sistema en anillo

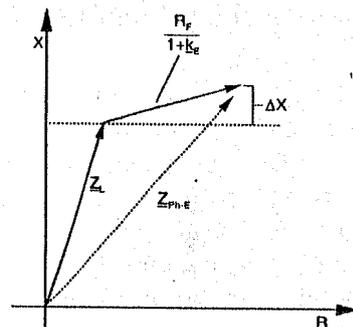
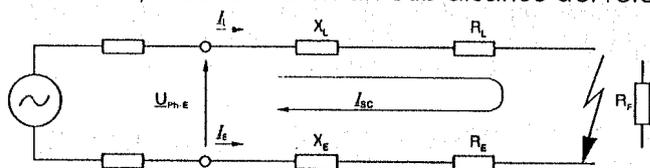
Donde:

- Z1 = zona protegida por el ajuste de zona 2; debe ser mayor que el 50% de BC
- Z2 = zona no protegida
- Z3 = representa la zona de solapamiento del ajuste de la zona 2 de los relés en A y B

#### 4. EFECTO DE LA RESISTENCIA DE ARCO EN LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Para una falla sólida o franca, la impedancia medida por el relé es igual a la impedancia hasta el punto de falla. Sin embargo, la mayoría de las fallas involucran un arco eléctrico o una impedancia de falla. Se ha comprobado que para estos tipos de falla la corriente de falla está en fase con la caída de tensión en el arco lo cual indica que la impedancia de falla es resistiva pura.

Cuando se trata de una falla a tierra, la resistencia total de falla está compuesta por la resistencia total de arco más la resistencia del terreno (fig. 24a). Las fallas con arco de falla son críticas cuando se producen cerca de los límites de la zona de protección del relé; no obstante la impedancia de la línea cae dentro de la característica de operación, la presencia de la resistencia del arco puede hacer caer la Z medida fuera de la característica, resultando en un sub-alcance del relé (fig. 24).



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

$$Z_{ph-E} = \frac{U_{ph-E}}{I_{ph} + k_E \cdot I_E} = Z_L \cdot \frac{1 + \frac{Z_E}{Z_L}}{1 + k_E} + \frac{R_f}{1 + k_E}$$

$$\text{if } k_E \text{ set to } \frac{Z_E}{Z_L}, \text{ then } Z_{ph-E} = Z_L + \frac{R_f}{1 + \frac{Z_E}{Z_L}} = Z_L + \frac{R_f}{1 + \left| \frac{Z_E}{Z_L} \right| \cdot \theta^{(v-\varphi)}}$$

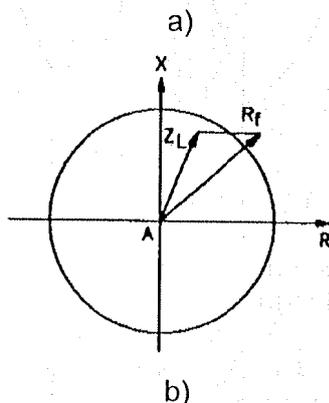


Fig. 24a,b Subalcance de un relé de impedancia debido a la resistencia de falla, con fuente en un solo extremo

Todavía puede esperarse un efecto más pronunciado cuando existe fuentes en ambos extremos de la línea (ver fig. 24c).

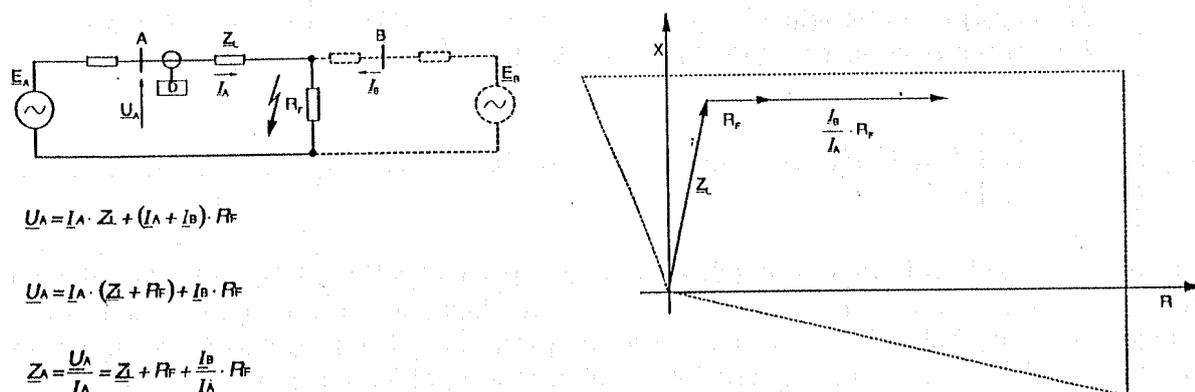


Fig. 24c Efecto de la resistencia de falla considerando fuente en ambos extremos

En el caso de relés con característica poligonal, se puede compensar este efecto haciendo más grande el ajuste de R. En los relés Mho, como puede verse en la fig. 25, si el ángulo de la característica,  $\phi$ , ha sido ajustado igual al ángulo de impedancia de la línea  $\theta$  luego, bajo condiciones de falla en presencia de arco, el relé sub-alcanza. Por tal razón, es práctica común ajustar  $\phi$  un poco por debajo de  $\theta$  (en aprox. 3 grados) con el objeto de tolerar una pequeña cantidad de resistencia de arco sin producir sub-alcance.

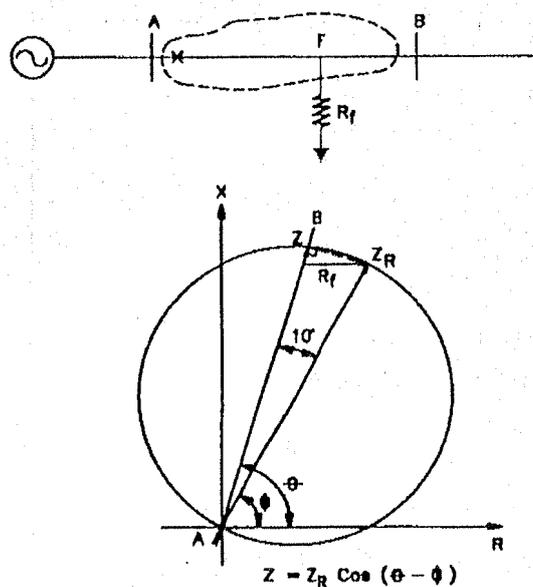


Fig. 25 Ajuste de un relé Mho teniendo en cuenta la resistencia de falla

De la fig. 25 también, y tomando en cuenta el hecho de que un ángulo inscrito dentro de un semicírculo es un ángulo recto, luego:

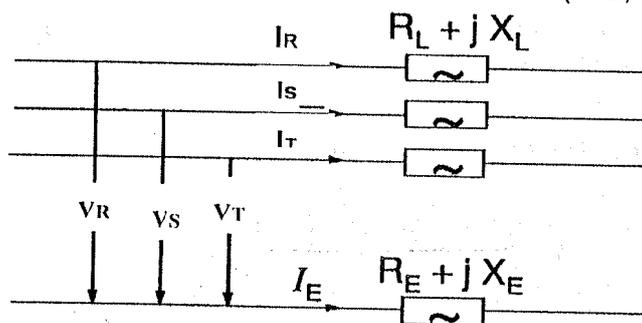
$$Z = (Z_R / K) \cos(\theta - \phi) \quad (23)$$

Si el ángulo de la línea protegida es igual al ángulo del relé, el ajuste es correcto. Sin embargo, si el ángulo de la línea excede al del relé en 10 grados, luego la característica

cubrirá 98.5% de su alcance, lo cual es aceptable mientras se considere una mayor cobertura a lo largo del eje horizontal, dado que se lleva a cabo una mayor cobertura de la resistencia.

## 5. IMPEDANCIAS MEDIDAS POR EL RELÉ DE DISTANCIA

Los relés de distancia están diseñados para proteger sistemas de potencia contra los cuatro tipos básicos de fallas: trifásica, bifásica aislada, bifásica a tierra y monofásica. Con el objetivo de detectar cualquiera de las fallas anteriores, cada una de las zonas de los relés de distancia requieren seis unidades: tres unidades para detectar fallas entre fases (R-S, S-T, T-R) y tres unidades para detectar fallas fase tierra (R-E, S-E, T-E) (fig. 25-1).



Medición del lazo fase-tierra:

$$V_R = I_R * (R_L + jX_L) - I_E * (R_E + jX_E)$$

$$V_R = R_L * (I_R - \frac{R_E}{R_L} * I_E) + j * X_L * (I_R - \frac{X_E}{X_L} * I_E)$$

$V_R, I_R, I_E$  = son magnitudes medidas

Medición del lazo fase-fase:

$$V_{R-S} = (R_L + jX_L) * (I_R - I_S)$$

Fig. 25-1: Ecuaciones de medición de los lazos fase-fase y fase-tierra

Un esquema completo tendría un conjunto de seis unidades para cada zona, sino los denominados *esquemas conmutados* utilizan un conjunto para una o más zonas. El ajuste de relés de distancia es siempre calculado sobre la base de la impedancia de secuencia positiva. Dada la imposibilidad de seleccionar exactamente las tensiones y corrientes correctas para cubrir todos los tipos de fallas, cada unidad es alimentada en forma independiente una de la otra con el objeto de obtener la operación requerida del relé.

### 5.1 UNIDADES DE FASE

Las unidades de fase se conectan en delta y consecuentemente reciben tensiones de línea y diferencia de las corrientes. Las impedancias que ellas miden son una relación de corrientes y tensiones como se indica a continuación (fig. 25-2):

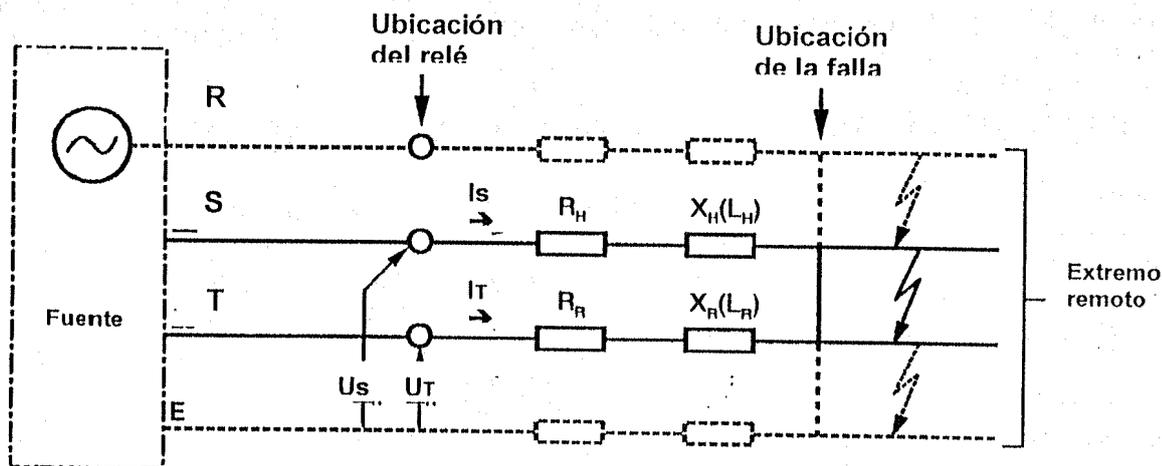


Fig. 25-2 Cálculo del lazo fase-fase

$$Z_{RS} = \frac{V_R - V_S}{I_R - I_S} = \frac{V_{RS}}{I_R - I_S}$$

$$Z_{ST} = \frac{V_S - V_T}{I_S - I_T} = \frac{V_{ST}}{I_S - I_T} \quad (24)$$

$$Z_{TR} = \frac{V_T - V_R}{I_T - I_R} = \frac{V_{TR}}{I_T - I_R}$$

## 5.2 UNIDADES DE TIERRA. COMPENSACIÓN RESIDUAL

Las unidades de tierra son alimentadas con tensiones de fase y una combinación de corrientes de fase y corriente residual que dependen de la relación entre las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero de la línea (fig. 25-3).

Para, por ej., una falla monofásica en la fase R, las redes de secuencia se conectan en serie y por lo tanto la tensión aplicada al relé es:

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = I_{R1}(Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L0}) \quad (25)$$

dado que  $I_{R1} = I_{R2} = I_{R0}$ .

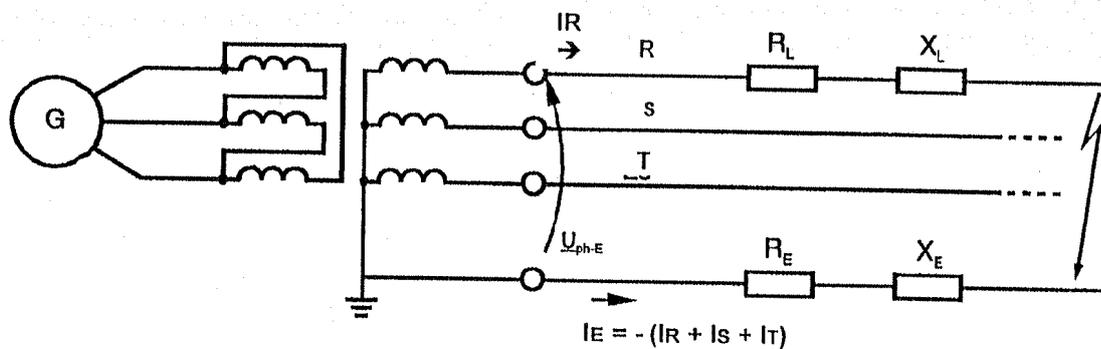


Fig. 25-3 Cálculo del lazo fase-tierra

Suponiendo  $Z_{L1} = Z_{L2}$  (impedancias de sec. (+) y (-) iguales) se puede escribir:

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = I_{R1}(2Z_{L1} - Z_{L0}) \quad (26)$$

Dado que se trata de una falla monofásica, se cumple que  $I_R = I_E = 3 * I_{R1}$ . Luego, la impedancia que mediría el relé sería:

$$\frac{V_R}{I_R} = \frac{(2Z_{L1} - Z_{L0})}{3} \quad (27)$$

, la cual es diferente a la impedancia de sec. positiva  $Z_{L1}$ . Para que el relé mida la impedancia de sec. positiva de la línea se aplica la corriente de fase y un compensación por corriente residual  $I_R - 3 * K * I_{R0} = I_R(1 - K)$  de tal forma que se cumpla que:

$$\frac{V_R}{I_R(1 - K)} = Z_{L1} \quad (28)$$

donde K es el factor de compensación residual. Reemplazando  $V_R/I_R$  queda:

$$\frac{2Z_{L1} + Z_{L0}}{3} = Z_{L1}(1 + K) \quad (29)$$

De lo cual resulta K:

$$K = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \quad (30)$$

, la cual es en general una magnitud compleja.

Dado que  $Z_{L0} = Z_{L1} + 3 * Z_E$ , luego el factor K se puede expresar también como:

$$K = \frac{Z_E}{Z_{L1}}$$

De la ec. 28, las impedancias medidas por las unidades fase-tierra de los relés de distancia para las tres fases son:

$$\begin{aligned} Z_R &= \frac{V_r}{I_r \left[ 1 + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \right]} = \frac{V_r}{I_r + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} I_0} \\ Z_S &= \frac{V_s}{I_s \left[ 1 + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \right]} = \frac{V_s}{I_s + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} I_0} \end{aligned} \quad (31)$$

$$Z_T = \frac{V_r}{I_r \left[ 1 + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \right]} = \frac{V_r}{I_r + \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} I_0}$$

## 6. OSCILACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA

Oscilaciones del sistema de potencia pueden ocurrir, por ejemplo, luego de un cortocircuito que ha sido despejado del sistema, o cuando se llevan a cabo operaciones de maniobras de conexión o desconexión de grandes cantidades de carga. Durante este fenómeno la tensión y corriente que alimentan al relé varían con el tiempo y, como resultado, el relé verá una impedancia que es variante en el tiempo que puede causar una operación incorrecta.

Para ilustrar la situación involucrando al relé durante tales oscilaciones, considérese el circuito equivalente mostrado en la fig. 26.

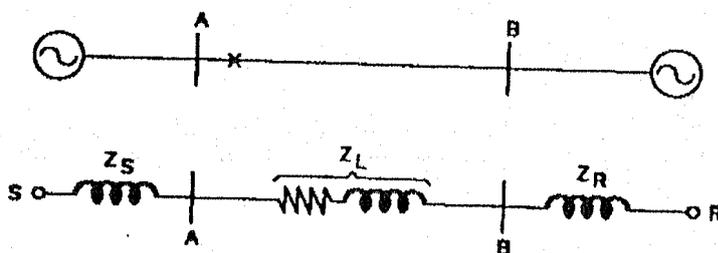


Fig. 26 Circuito equivalente para analizar las oscilaciones de potencia

Se asume que hay una transferencia de potencia desde la fuente de suministro S a la carga más distante en R. La corriente  $I_S$  que circula desde S a R causa una caída de tensión en los elementos del sistema de acuerdo con el diagrama fasorial mostrado en la fig. 27. El valor de  $\theta_s$ , que es la diferencia de fase entre  $E_S$  y  $E_R$ , se incrementa con la carga transferida.

La impedancia medida por el relé de distancia localizado en A es  $Z = V_A/I_S$ ; la expresión para esta impedancia se puede obtener de la tensión  $V_A$  que alimenta al relé:

$$\begin{aligned} V_A &= I_S Z_L + I_S Z_R + E_R \\ V_A / I_S &= Z_L + Z_R + E_R / I_S \end{aligned} \quad (32)$$

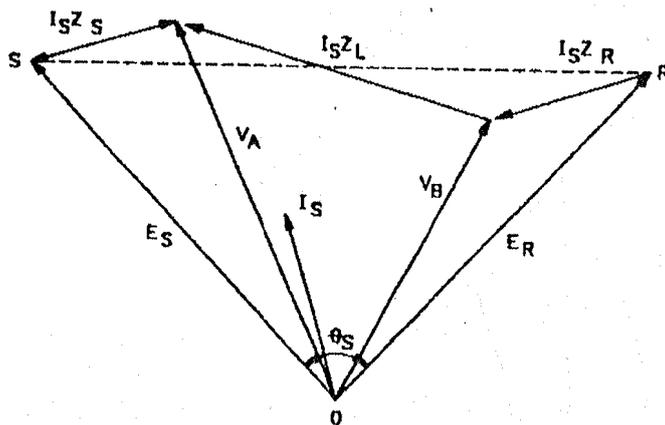


Fig. 27 Diagrama vectorial de la condición de oscilación del sistema de potencia

La última ecuación puede ser fácilmente representada dividiendo los vectores de la fig. 27 por la corriente de oscilación  $I_s$ . De esta forma se obtiene el diagrama de impedancias del sistema que se muestran en la fig. 28, en el cual todos los parámetros pueden asumirse constante excepto  $I_s$  y  $\theta_s$  los cuales son variables y dependen de la transferencia de potencia. El incremento de carga transferida trae consigo un incremento en  $I_s$  y  $\theta_s$ . Esto resulta en una reducción del tamaño del vector  $V_A/I_s$  (ver fig. 28) y, si el incremento de carga es lo suficientemente grande, la impedancia vista por el relé ( $V_A/I_s$ ) se puede mover dentro de la zona de operación del relé, como se muestra en la fig. 29.

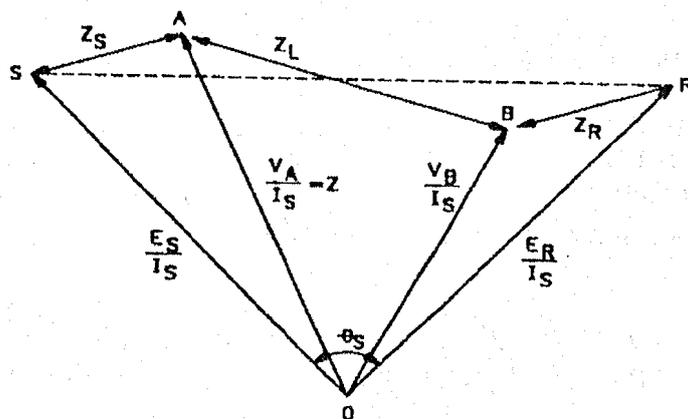


Fig. 28 Diagrama de impedancias para el sistema de la fig. 26

La fig. 29 se obtiene definiendo un plano R-X a partir de la localización del relé A, y luego trazando sobre este las características de operación y el diagrama de impedancias del sistema. El relé en A medirá el valor de la impedancia  $Z_L$  para una falla a tierra sólida en B y medirá continuamente la impedancia representada por AO. Si ocurre una oscilación severa luego el ángulo de carga  $\theta_s$  se incrementa y la impedancia medida por el relé decrecerá al valor AQ', el cual puede caer dentro de la característica de operación del relé. El lugar geométrico de la impedancia medida por el relé durante la oscilación es una línea recta cuando  $E_s = E_r$ , como se muestra en la fig. 29.

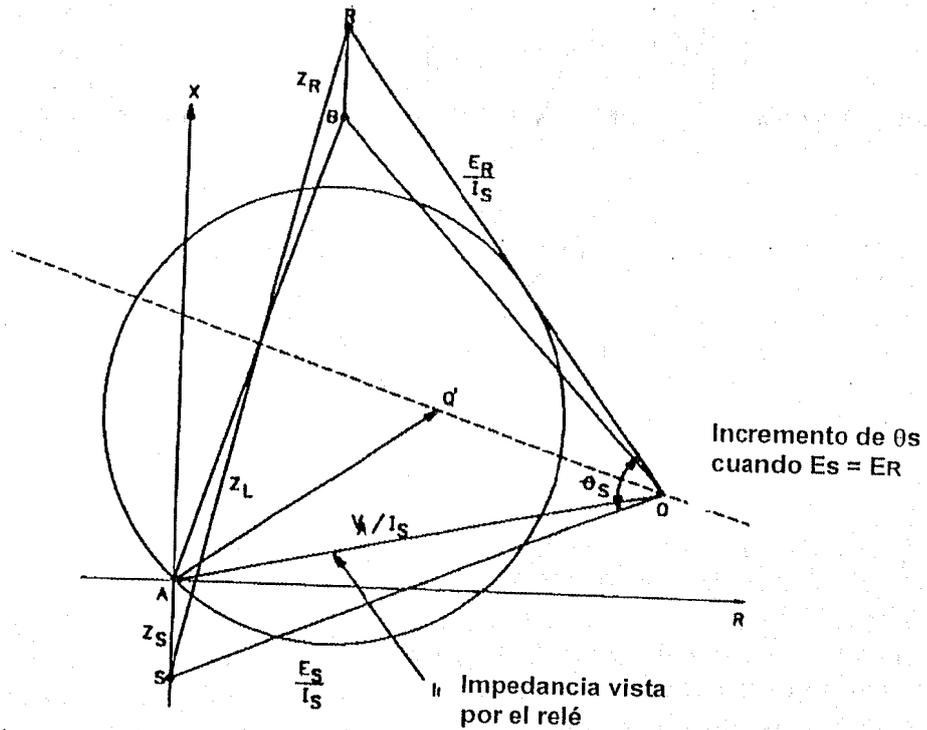


Fig. 29 Impedancia vista por el relé durante oscilaciones del sistema de potencia

Si  $E_S > E_R$ , el lugar geométrico es una familia de círculos con centros en el eje SR. Una trayectoria típica que sigue la impedancia en el plano R-X durante las oscilaciones se muestran en la fig. 30.

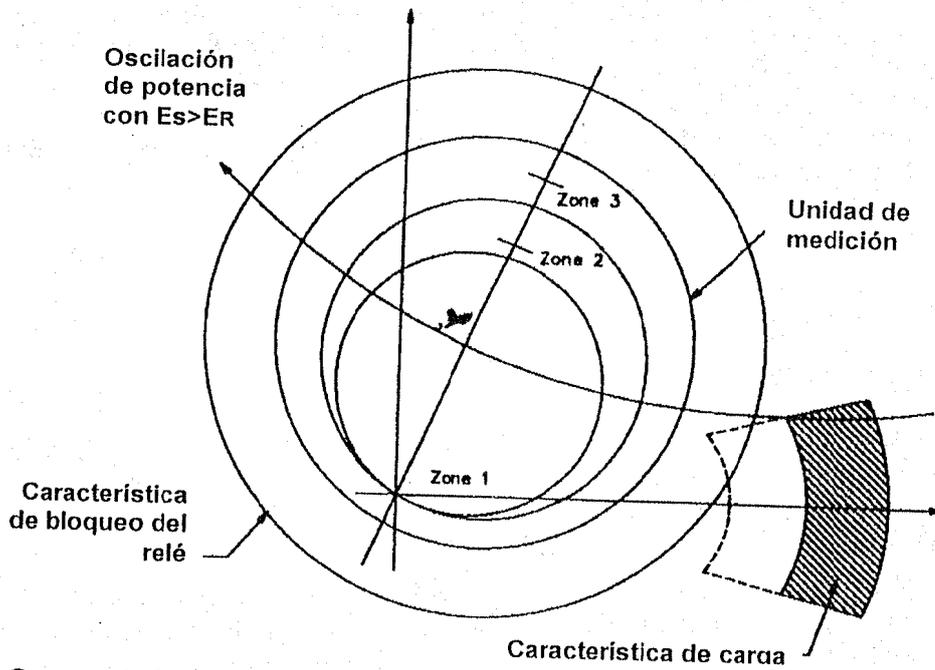


Fig. 30 Característica de bloqueo para prevenir la operación del relé durante oscilaciones del sistema de potencia

Consecuentemente, la trayectoria pasa dentro de la característica de operación, indicando que existirá la posibilidad para el interruptor asociado de ser disparado en presencia de tales oscilaciones.

Con el objeto de prevenir la operación del relé durante las oscilaciones, se utiliza una característica de bloqueo (ver fig. 30). La trayectoria de la impedancia atraviesa la características de las unidades medición y bloqueo. Si las unidades de medición operan dentro del tiempo asignado, y luego que la unidad de bloqueo haya operado, se permite el disparo del interruptor. Por otro lado, si las unidades de medición no han operado luego de un predeterminado tiempo de retardo, el interruptor no abrirá. Por eso, bajo condiciones de falla cuando las unidades de medición y bloqueo operan virtualmente en forma simultánea, tiene lugar el disparo. Sin embargo, bajo condiciones de oscilación del sistema, cuando las unidades de medición operan algún tiempo después de la unidad de bloqueo, el disparo es bloqueado.

Para prevenir la operación de relés durante oscilaciones, se adiciona una unidad de bloqueo por power-swing. El diámetro, o alcance, de su característica para relés Mho es generalmente 1.3 o más veces el diámetro de la zona más exterior (usualmente la zona 3). Durante condiciones de falla el desplazamiento del valor de impedancia vista por un relé de distancia es más rápido que durante oscilaciones de potencia. Este hecho se utiliza para ajustar la unidad de bloqueo, la cual es inhibida luego de 0.1 s o menos, para permitir a la trayectoria de impedancia moverse desde al característica de bloqueo hacia dentro de la zona 3. Los fabricantes suministran normalmente recomendaciones para el ajuste de esta unidad, dependiendo del verdadero tipo de relé utilizado, y los valores dados anteriormente debe ser utilizados solamente como indicativos.

## 7. COBERTURA EFECTIVA DE RELÉS DE DISTANCIA

En sistemas de potencia interconectados donde hay fuentes de alimentación intermedias, el alcance efectivo de los relés de distancia no necesariamente corresponde al valor de ajuste en Ohms. Es posible calcular la relación entre ambos, usando las constantes de infeed que fueron definidas anteriormente. El valor de ajuste de los relés de distancia de zona 2 y 3 se determina por medio de la siguiente expresión:

$$Z_2 = Z_{L1} + (1 + K_1)X_2Z_{L2} \quad (33)$$

y

$$Z_3 = Z_{L1} + (1 + K_2)X_2Z_{L2} + (1 + K_3)X_3Z_{L3} \quad (34)$$

donde  $X_2$  y  $X_3$  (porcentajes de cobertura efectiva como se definieron en el punto 6.2) son 50% y 25% respectivamente. Sin embargo, en algunos casos, principalmente debido a la limitación en los alcances de los relés, no es posible ajustar en el relé los valores calculados de  $Z_2$  y  $Z_3$ , y es por lo tanto necesario evaluar la cobertura efectiva de un relé sobre líneas adyacentes en relación con los valores verdaderos de ajuste.

De las ecuaciones previas, pueden despejarse  $X_2$  (ver fig. 31) como sigue:

$$X_2 = \frac{Z_2 - Z_{L1}}{Z_{L2} (1 + K_1)} \quad (35)$$

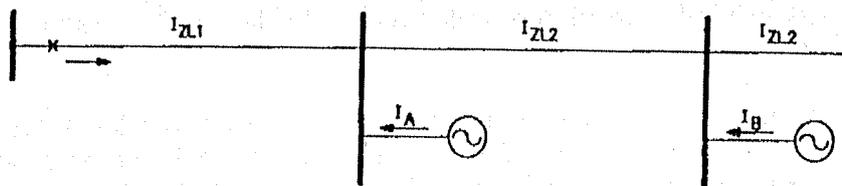


Fig. 31 Sistema de potencia con múltiples infeed

Donde:

- $Z_2$  = ajuste de zona 2 en ohms
- $X_2 Z_{L2}$  = cobertura efectiva sobre líneas adyacentes
- $Z_{L1}$  = impedancia de la línea protegida por el relé
- $K_1$  = constante de infeed para la línea adyacente más corta

De las ecuaciones anteriores puede encontrarse la expresión para calcular la cobertura efectiva del relé sobre líneas remotas.

$$X_3 = \frac{Z_3 - Z_{L1} - (1 + K_2) Z_{L2}}{Z_{L3} (1 + K_3)} \quad (36)$$

donde:

- $Z_3$  = ajuste de zona 2 en ohms
- $X_3 Z_{L3}$  = cobertura efectiva sobre líneas adyacentes
- $Z_{L1}$  = impedancia de la línea protegida por el relé
- $K_2$  = constante de infeed para la línea adyacente más larga
- $Z_{L2}$  = impedancia de la línea adyacente más larga
- $K_3$  = constante de infeed para la línea remota

Utilizando estas ecuaciones, y las constantes de infeed apropiadas, es posible calcular el alcance efectivo del relé sobre cualquiera de las líneas adyacentes a la línea protegida.

### 8. CHEQUEO DE MÁXIMA CARGA

En el ajuste de las impedancias de cada una de las zonas de actuación de un relé de distancia es muy importante asegurar que la impedancia de carga máxima no ingresará nunca a la característica externa, que es normalmente la definición de la zona 3 (fig. 31-1).

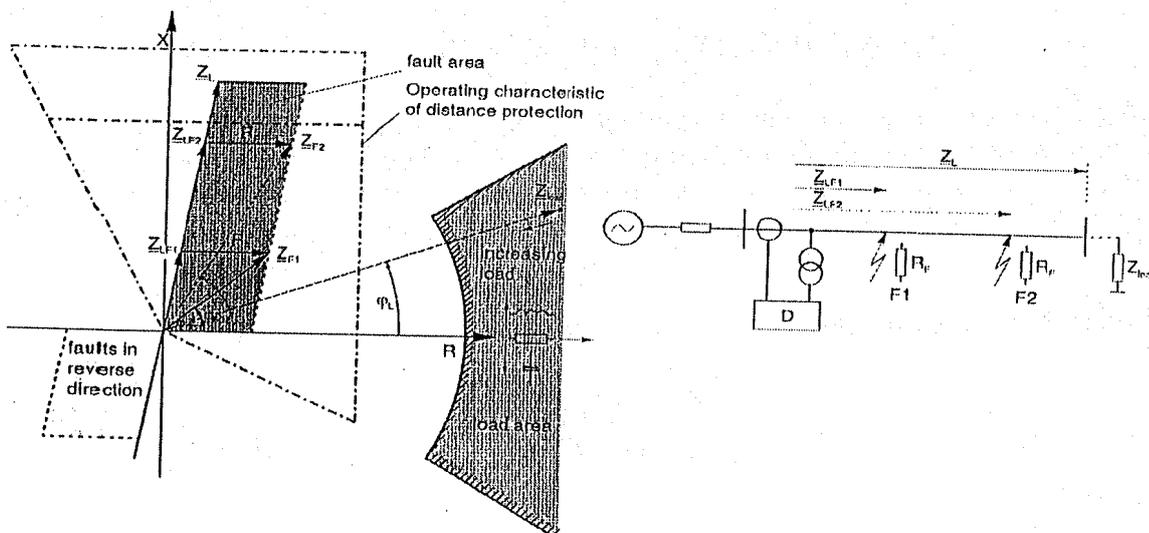


Fig. 31-1

Para satisfacer esto, la distancia entre la característica de zona 3 el punto de máxima carga debe ser de por lo menos el 25% de la distancia entre el origen y el punto de carga máxima para una línea simple y 50% para líneas dobles.

### Relés Mho

Normalmente, la característica de operación de zona 3 tiene un desplazamiento (offset) de diez por ciento del valor de ajuste, como se ilustra en la fig. 32. El punto de máxima carga se define como:

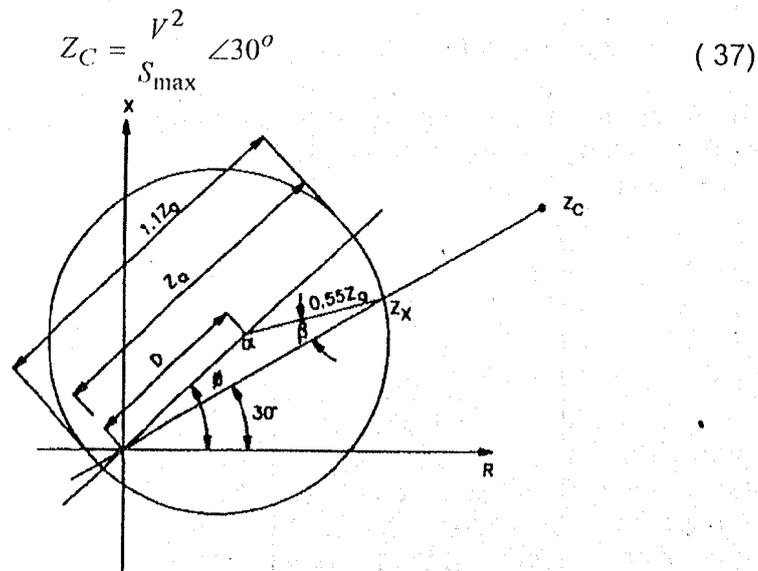


Fig. 32 Chequeo de carga máxima para un relé Mho

En el diagrama,  $Z_a$  y  $\phi$  son los ajustes y ángulo de la característica del relé respectivamente; de la fig. 32:

$$D = Z_a - \frac{1.1Z_a}{2} = 0.45Z_a \quad (38)$$

Aplicando propiedades del seno:

$$\sin \beta / \sin(\phi - 30) = (0.45Z_a) / (0.55Z_a) \quad (39)$$

De lo cual:

$$\sin \beta = 0.818 \sin(\phi - 30) \quad (40)$$

De la expresión previa se puede obtener el valor de  $\alpha$ . También de la fig. 32:

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

y

$$\sin \beta / \sin \alpha = Z_x / (0.55Z_a) \quad (41)$$

Por lo tanto,

$$Z_x = 0.55Z_a \sin \alpha / \sin(\phi - 30)$$

Para todos los casos es posible calcular el alcance del relé en la dirección de la carga aplicando la última ecuación. El chequeo consiste en verificar que:

$$\frac{Z_c - Z_x}{Z_c} \times 100\% \geq P \quad (42)$$

donde  $P=0.5$  para líneas con circuito doble, y  $0.25$  para línea de un circuito, como se mencionó anteriormente.

### Relés con característica poligonal

La zona 3 será determinada por los ajustes de reactancia y resistencia,  $X_3$  y  $R_3$ , respectivamente. Esta situación se muestra en la fig. 33:

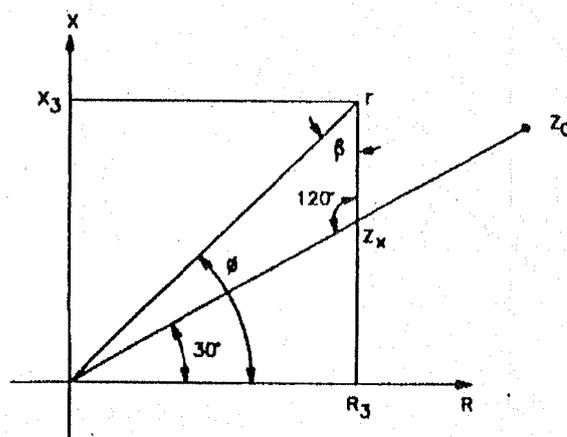


Fig. 33 Chequeo de carga máxima para relés poligonales

De la fig. 33 se puede ver que:

$$\phi = \arctan(X_3/R_3), \quad r = \sqrt{R_3^2 + X_3^2}$$

$$(\phi - 30^\circ) + 120^\circ + \beta = 180^\circ \quad (43)$$

$$\beta = 90^\circ - \phi$$

Aplicando propiedades del seno:

$$\frac{\sin \beta}{\sin 120} = \frac{Z_x}{r}$$

$$Z_x = r \frac{\sin \beta}{\sin 120^\circ} \quad (44)$$

La ecuación anterior permite determinar el alcance del relé poligonal en la dirección de la carga. La distancia  $Z_x$  debe satisfacer la condición definida por el chequeo de desigualdad, dado anteriormente.

## 9. RELÉS DE DISTANCIA EN LÍNEAS 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 cantidad de potencia activa que se puede transferir. La cantidad 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 agregado de compensación serie puede producir serios efectos en la performance del sistema de protección, especialmente en relés de distancia, debido a la inversión de tensión y/o corriente, y el cambio de impedancia vista por el relé. La fig. 34 muestra la compensación del 50% en la mitad de la línea. Fallas que se producen más allá del capacitor parecen más cercanas y por lo tanto, el ajuste de zona 1 debe ajustarse en un valor menor para evitar sobrealcances. La fig. 35 corresponde al caso donde se aplica una compensación serie del 70% cerca del extremo de la línea en A. En este caso, el relé puede ver la falla en dirección reversa, de tal forma que la operación del relé debe basarse en los valores memorizados de las fases sanas para garantizar una apropiada operación de la protección.

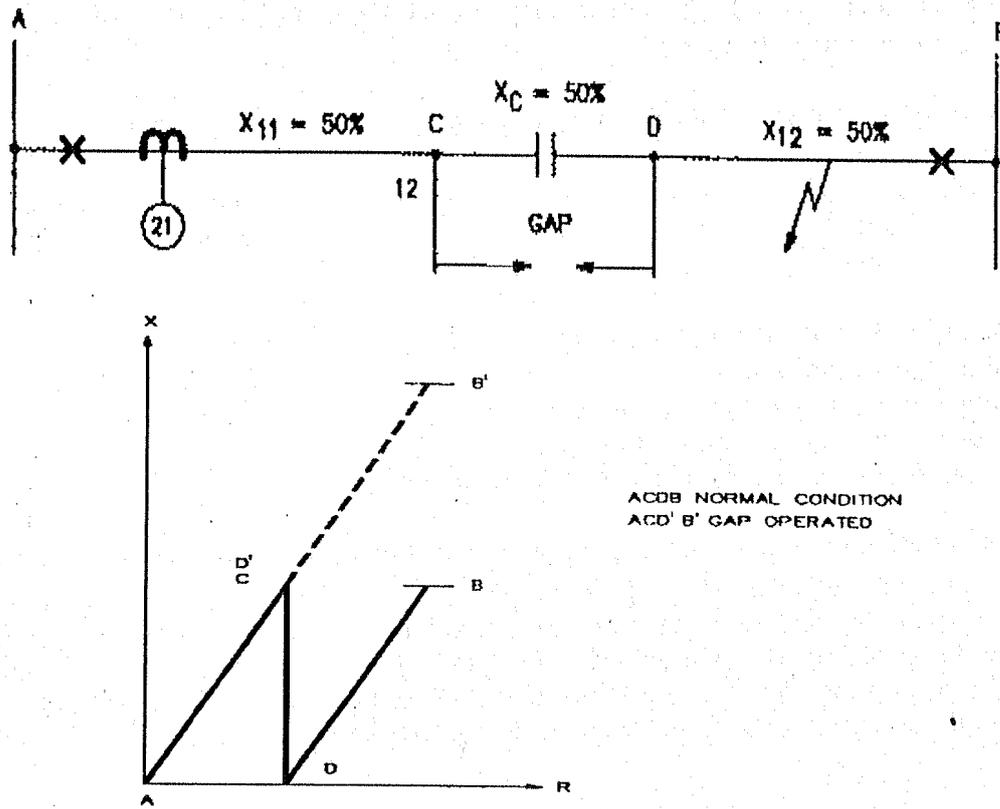


Fig. 34 Impedancia aparente con compensación serie el la mitad de la línea

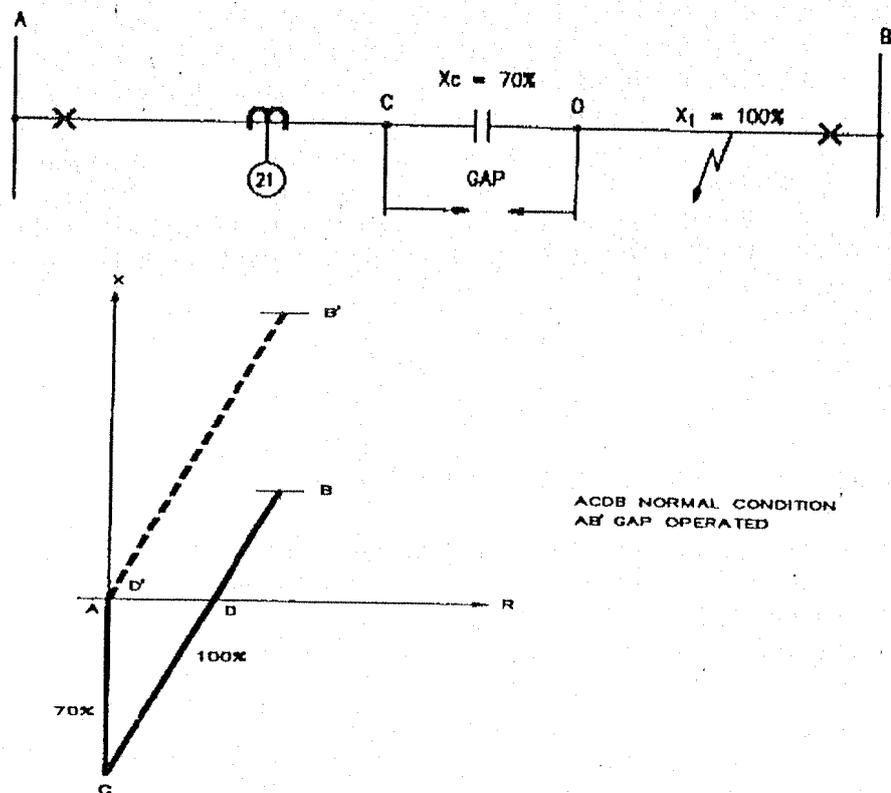


Fig. 35 Impedancia aparente con compensación al comienzo de la línea

## 10. CONSIDERACIONES TÉCNICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN CIRCUITOS T

En la aplicación de relés de distancia en circuitos T, debe prestarse especial atención al efecto de infeed de los dos terminales que conforman la T. Puede haber infeed en dos o tres de los terminales, lo cual, dado el caso, requiere especial atención.

### 10.1 CONEXIÓN T CON INFEEED EN DOS TERMINALES

La situación se muestra en la fig. 36 donde se asume que no hay generación en la barra C. La corriente de infeed  $I_B$  provoca que el relé de distancia en la barra A vea una impedancia aparente que es mayor que la verdadera impedancia al punto de falla.

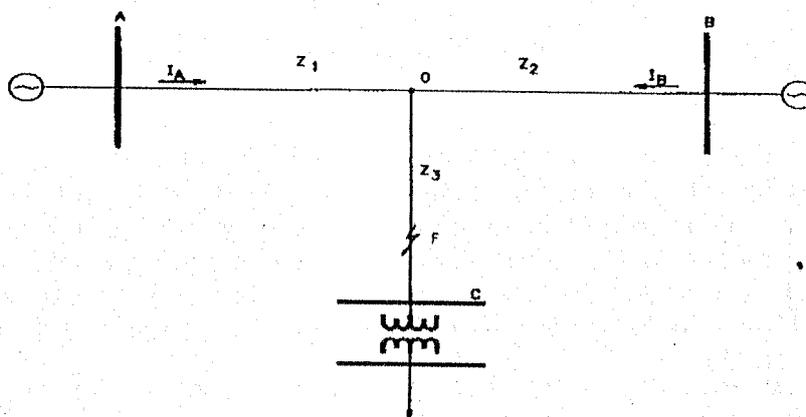


Fig. 36 Circuito T con infeed en A y B

Para una falla en F, el relé en A es alimentado por la siguiente tensión:

$$V_A = I_A Z_1 + (I_A + I_B) Z_3 \quad (45)$$

Por ello, la impedancia aparente vista por el relé en A es:

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A} = Z_1 + \left[ 1 + \frac{I_B}{I_A} \right] Z_3 \quad (46)$$

$$Z_A = Z_1 + (1 + K_A) Z_3$$

donde  $K_A$  se define como constante de infeed del sistema.

Dado que bajo condiciones normales  $K_A$  es mayor que 1, la impedancia aparente vista por el relé en A,  $Z_A$ , es mayor que la verdadera impedancia de falla y por lo tanto el relé subalcanza la cobertura intentada a lo largo de la línea OC si no se toma en cuenta el infeed. De la misma forma el relé en B verá una impedancia aparente dada por:

$$Z_B = Z_2 + \left[ 1 + \frac{I_A}{I_B} \right] Z_3 \quad (47)$$

$$Z_B = Z_2 + (1 + K_B) Z_3$$

Por otro lado, los relés en A y B deben ser ajustados de tal forma que sus alcances zonas 1 no superen las barras B y C para el relé en A, y las barras A y C para el relé en B. Si no, las fallas en el transformador en la subestación C podrían iniciar un disparo de la línea AB. La zona 1 del relé en A debe ser ajustado con el menor de los siguientes valores:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 0.85Z_{AB} \\ Z_1 &= 0.85(Z_{AO} + Z_{OC}) \end{aligned} \quad (48)$$

Esto garantiza la máxima cobertura de la sección OB y OC, sin la posibilidad de sobre-alcance del relé en A cuando la corriente de infeed  $I_B$  desaparece. Sin embargo, esto iniciará un sub-alcance del relé bajo condiciones normales cuando la corriente  $I_B$  esté presente. Una alternativa sería modificar la ecuación a :

$$Z_1 = 0.85 \left[ Z_{AB} + \left( 1 + \frac{I_B}{I_A} \right) Z_{OC} \right] \quad (49)$$

A pesar de que esto no garantiza una cobertura efectiva de la línea OC, la ec. 49 tiene la desventaja de permitir sobre-alcance si el circuito está abierto en B. Si la impedancia  $Z_{OC}$  es mucho menor en comparación a la impedancia  $Z_{OB}$ , luego la cobertura del relé A sobre la sección OB será mucho menos reducida comparada con aquella la cual sería realizada por el mismo relé si no existiera en O la derivación. En tal caso, sería esencial proveer un interdisparo con el objeto de acelerar la zona de protección para proteger esta sección de línea en forma adecuada.

## 10.2 CONEXIÓN EN T CON INFEED EN LOS TRES TERMINALES

Si existe una fuente de infeed al final de la rama de la T, como se ilustra en la fig. 37, el efecto del infeed todavía está presente para el caso de fallas en la línea AB resultando en un sub-alcance del relé en A y B. En tal situación, el relé en A verá la siguiente impedancia aparente para una falla en F, como se indica en la fig. 37:

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A} = Z_1 + \left[ 1 + \frac{I_C}{I_A} \right] Z_2 \quad (50)$$

El valor de  $Z_A$  es mayor que el valor de la verdadera impedancia de falla ( $Z_1 + Z_2$ ), resultando en un sub-alcance del relé A. Los ajustes en A deben ser calculados, por lo tanto, sobre la base de las impedancias verdaderas del sistema, sin considerar el efecto del infeed, con el objeto de evitar sobre-alcances cuando uno o más de los terminales de la T están abiertos. Con estos criterios se pueden obtener una coordinación óptima pero el alcance de los relés se reduce por el efecto del infeed en los terminales.

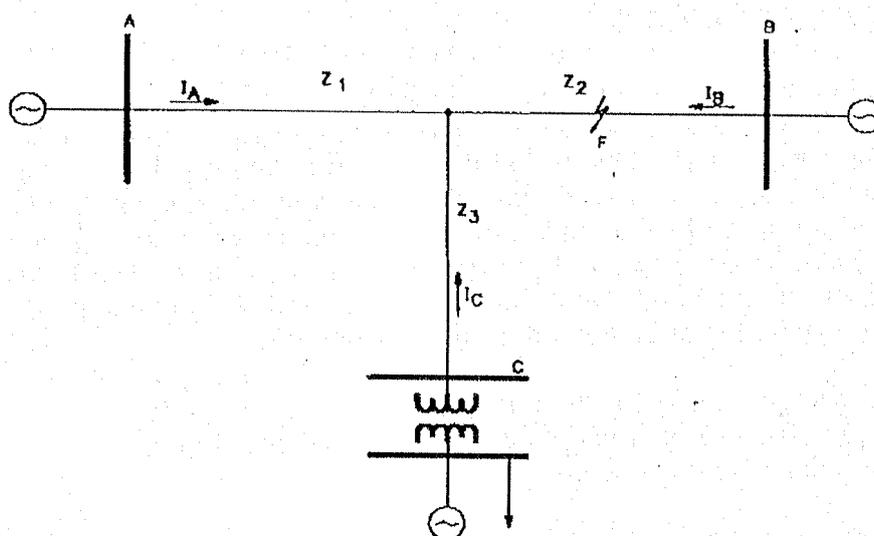


Fig. 37 Circuito T con alimentación en A, B y C

## 11. 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.

### 11.1 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.

## 11.2 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.

## 11.3 RECIERRE MONOFÁSICO

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

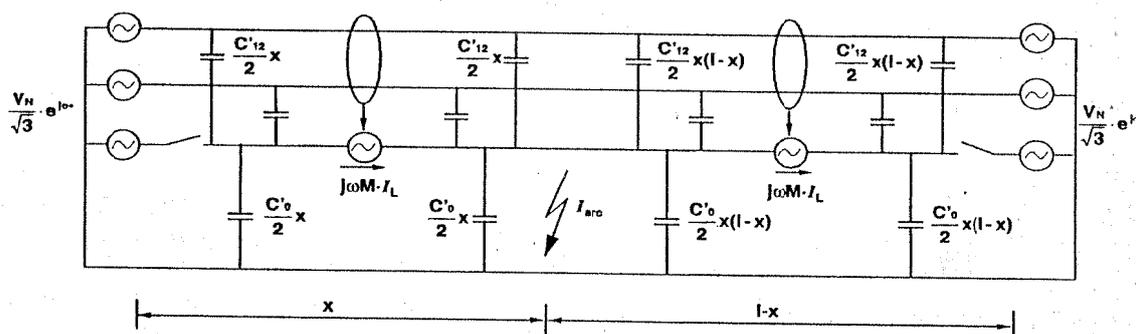
- Cuando ocurre una falla monofásica en una línea de transmisión, los sistemas de protecciones en cada uno de los extremos, mandan la apertura de los polos de los interruptores correspondientes a la fase fallada y, luego de un tiempo muerto preestablecido, el equipo de recierre ordena el cierre de los 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. 38-1).



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

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

Fig. 38-1

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.

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.

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. 38-2 se muestra la forma de conexión del reactor de neutro, utilizada en nuestro país en la red de 500 kV y líneas de 220kV:

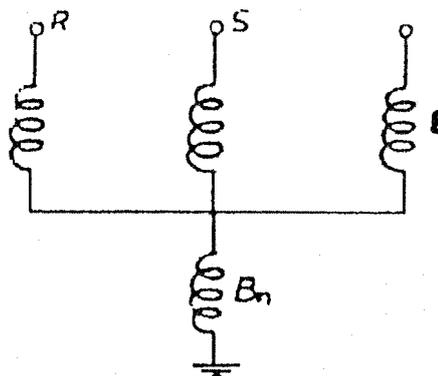


Fig. 38

Dado que el tiempo de extinción del arco secundario depende de la corriente de arco secundario y de la tensión de restablecimiento, se tiene por experiencias y fórmulas empíricas, para distintos valores de los mismos, tiempos de extinción característicos.

#### 11.4 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.

#### 11.5 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.

## 12. EJEMPLO DE AJUSTE

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

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

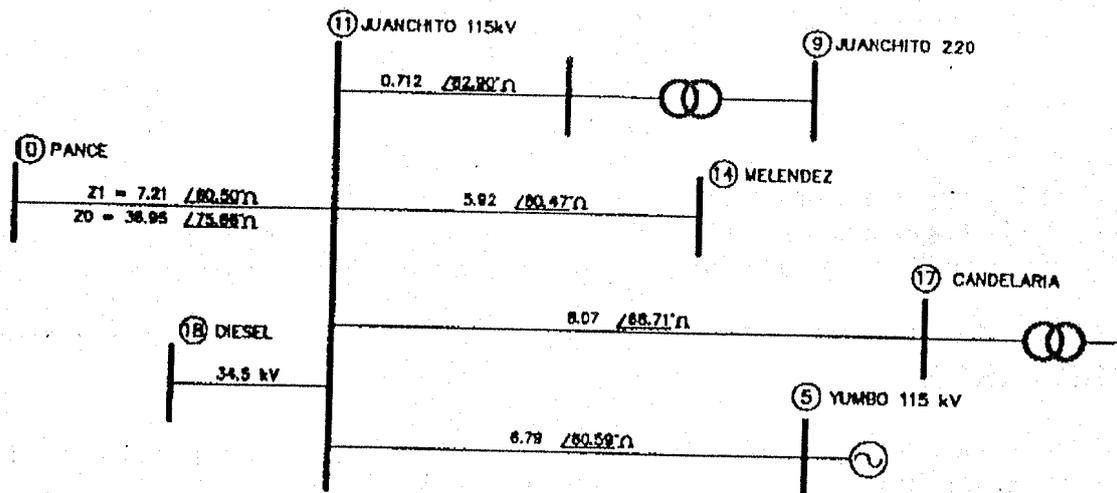


Fig. 39 Diagrama de impedancias del ejemplo 1 mostrando las impedancias vistas por un relé en la subestación Pance en el circuito a Juanchito

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

De los criterios de ajuste para la zona 1:

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

Y para la zona 2:

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

En este caso la constante de infeed se define como:

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

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

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

Luego,  $1 + K_1 = 4.38$

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

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

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

FAULT CURRENTS IN SYSTEM ELEMENTS

VALUES IN KILOAMPS, REFERRED TO RECEIVING BUSBAR

ELEMENTS	PHASE A		PHASE B		PHASE C	
	MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE
1 A-ANCH-220	0	REFERENCE	0	REFERENCE	0	REFERENCE
2 SALVJ-220	1.3066743	92.7177749°	1.30664555	-27.282974°	1.30664555	-147.28154°
3 ESMERA-220	0.998064541	91.7096217°	0.998042583	-28.291127°	0.998042583	-148.28969°
4 POPAYA-220	1.39397871	94.4244033°	1.39394804	-25.576345°	1.39394804	-145.57491°
5 YUMBO-115	0.661038585	95.1927806°	0.661024042	-24.807968°	0.661024042	-144.80653°
6 B-ANCH-115	2.31946974	91.9750292°	2.31941871	-28.024719°	2.31941871	-148.02328°
7 PANCE-220	0.833393831	97.1632629°	0.833375496	-22.837486°	0.833375496	-142.83605°
8 YUMBO-220	0.679960307	92.1731526°	0.679945348	-27.827596°	0.679945348	-147.82616°
9 YUMBO-220	0.626778016	93.30861°	0.626764227	-26.692139°	0.626764227	-146.69070°
10 PANCE-220	0.09866522	-102.634422°	0.09866305	137.364892°	0.09866305	17.366327°
11 JUANCH-220	0.602895722	93.042052°	0.602882458	-26.9582458°	0.602882458	-146.95726°
12 SALVJ-220	0.395580336	89.67863°	0.395571633	-30.322099°	0.395571633	-150.32066°
13 JUANCH-220	0.226206392	-70.344291°	0.226201415	169.65500°	0.226201415	49.656438°
14 YUMBO-220	1.06737816	94.868032°	1.06735468	-25.132717°	1.06735468	-145.13128°
15 JUANCH-220	0.326737071	92.975025°	0.326729882	-27.025723°	0.326729882	-147.02429°
16 PANCE-220	0.861038583	95.192781°	0.86102404	-24.807968°	0.86102404	-144.80653°
17 JUANCH-115	1.59477693	94.037471°	1.59474185	-25.963278°	1.59474185	-145.96184°
18 YUMBO-220	1.16717186	89.92533°	1.16714619	-30.075395°	1.16714619	-150.07396°
19 JUANCH-115	3.060633E06	-84.680164°	3.06056572	155.31913°	3.06056572	35.320564°
20 PANCE-115	2.11261541	94.457371°	2.11256893	-25.543377°	2.11256893	-145.54194°
21 JUANCH-115	0.396284554	-82.300371°	0.39627584	157.698924°	0.396275836	37.700358°
22 CHIPCH-115	5.36459505	94.124933°	5.36447703	-25.875816°	5.36447703	-145.87438°
23 CHIPCH-115	0.026651163	33.840843°	0.0266505769	-86.159885°	0.0266505769	153.84159°
24 CHIPCH-115	0.833393828	97.163263°	0.833375493	-22.837486°	0.833375493	-142.83605°
25 MELEND-115	0.592014005	-83.184675°	0.5900098	156.81462°	0.59200098	36.816054°
26 MELEND-115	1.333830445	94.459714°	1.3338011	-25.541034°	1.3338011	-145.5396°
27 PAILON-115	1.33383044	-85.54031°	1.3338011	154.458987°	1.3338011	34.460422°
28 TABOR-115	0	0	0	0	0	0
29 TABOR-115	0	0	0	0	0	0
30 TABOR-115	0	0	0	0	0	0
31 CANDEL-115	5.34425E-09	111.290404°	5.34413E-09	-8.710345°	5.34413E-09	-128.70891°
32 DIESEL2-34	0.449934835	-86.343911°	0.449924937	153.65538°	0.449924937	33.656818°
33 DIESEL2-34	0.195872232	95.026027°	0.195867923	-24.974721°	0.195867923	-144.973287°
34 DIESEL2-34	0.25416174	92.600411°	0.254156149	-27.400337°	0.254156149	-147.398903°

Para el ajuste de zona 3:

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

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

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

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

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

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

Así,

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

Por lo tanto, el ajuste de zona 3 es:

$$Z_3 = 7.21 \angle 80.50^\circ + (5.44 \angle -1.10^\circ \times 8.07 \angle 68.71^\circ) + (1+4.44) \angle -1.36^\circ \cdot 11.95 \angle 90^\circ \\ = 114.35 \angle 80.20^\circ$$

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

$$Z_1 = 6.13 \angle 80.5^\circ$$

$$Z_2 = 8.77 \angle 80.93^\circ$$

$$Z_3 = 114.35 \angle 80.20^\circ$$

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

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

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

$$Z_1 = 0.736 \text{ Ohm}$$

$$Z_2 = 1.052 \text{ Ohm}$$

$$Z_3 = 13.72 \text{ Ohm}$$

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

#### **Ajuste de la unidad de arranque:**

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

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

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

Por ello,

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

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

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

$$= 23,94 \text{ Ohms secundarios}$$

### **Ajuste de la constante de compensación residual para fallas a tierra**

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

donde:

$K_0$  = constante de compensación residual  
 $Z_1, Z_0$  = impedancias de secuencia positiva y cero de la línea

Reemplazando por los datos de las líneas se tiene:

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

Se adopta luego  $K_0 = 1.4$

### **Ajuste de tiempo**

Retardo de tiempo para la zona 2: 0.4 s

Retardo de tiempo para la zona 3: 1.0 s

### **Chequeo de carga**

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

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

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

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

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

Donde el ajuste de  $\phi$  es  $75^\circ$ .

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

es decir,

$$\beta = 35.34^\circ$$

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

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

$$Z_X = \frac{0.55Z_3 \sin 99.66^\circ}{\sin 45^\circ} = \frac{0.55(114.35) \sin 99.66^\circ}{\sin 45^\circ}$$

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

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

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

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

### Determinación de la cobertura efectiva

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

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

La constante de infeed  $K_1$  en la subestación Juanchito (11) se calcula como:

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

para una falla en 11. Por lo tanto:

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

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

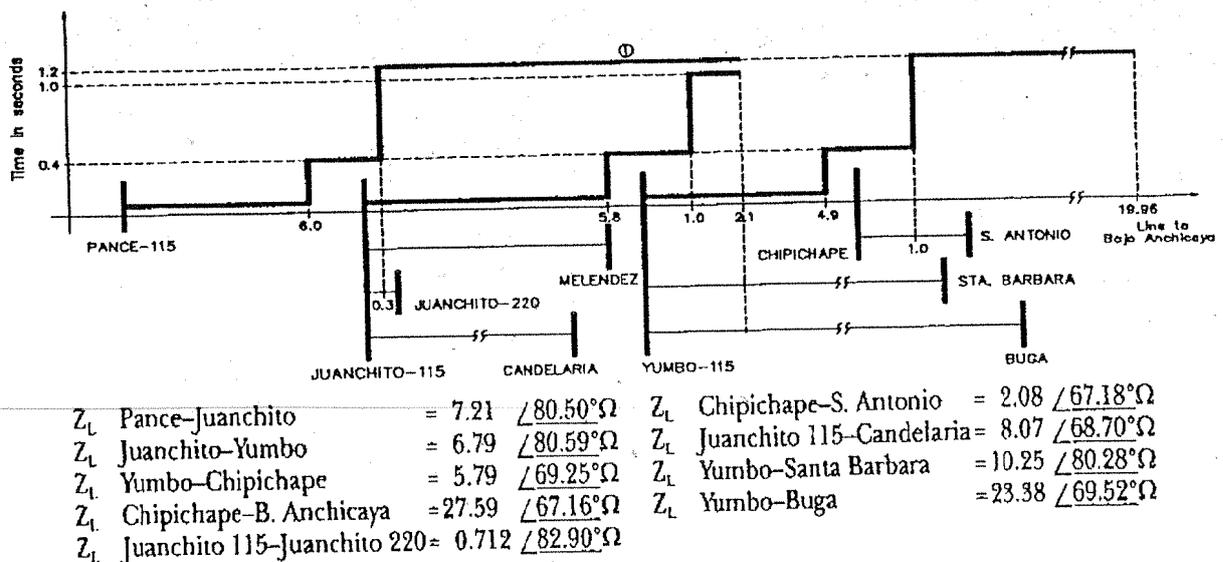


Fig. 41 Alcances del relé de distancia del ejemplo 1

## EJERCICIOS PROPUESTOS

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

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

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

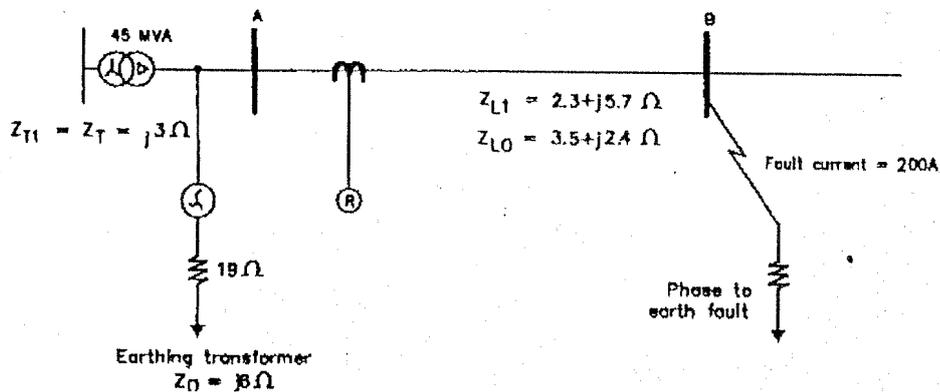


Fig. 42 Sistema de potencia del ejercicio

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

Datos:

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

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

El ángulo de ajuste del relé es 75°.

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

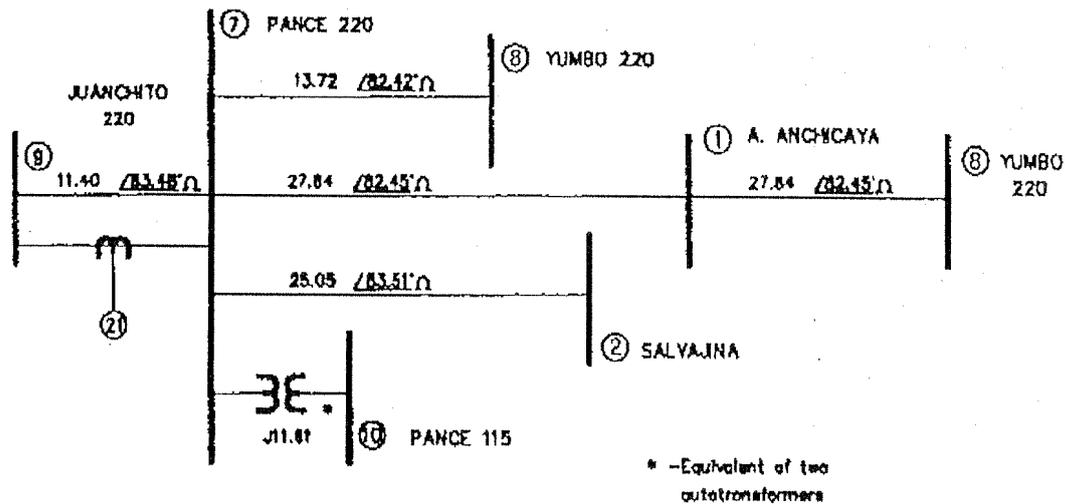


Fig. 43 Sistema de potencia del ejercicio 2

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

ELEMENT		PHASE A		PHASE B		PHASE C			
		MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE	MAGNITUDE	ANGLE		
1	A ANCH-220	-0	REFERENCE	1.98242003	92.443095°	1.989237642	-27.557654°	1.98237642	-147.55622°
2	SALVJ-220	-0	REFERENCE	1.62851887	91.4928034°	1.62848304	-28.507945°	1.62848304	-148.50651°
3	ESMERA-220	-0	REFERENCE	1.87538539	97.734679°	1.87534414	-25.26807°	1.87534414	-145.26463°
4	POPAYA-220	-0	REFERENCE	1.25495431	94.410831°	1.2459269	-25.589917°	1.2459269	-145.58848°
5	YUMBO-115	-0	REFERENCE	2.26681557	91.285281°	2.26676569	-28.715467°	2.26676569	148.71403°
6	B.ANCH-115	-0	REFERENCE	0.834295179	96.035828°	0.834276824	-23.964921°	0.834276824	-143.96349°
7	PANCE-220	-1	A.ANCH-220	1.6012277	92.963280°	1.60119247	-27.037468°	1.60119247	-147.03603°
8	YUMBO-220	-1	A.ANCH-220	0.381535366	90.259481°	0.381526972	-29.741267°	0.381526972	-149.73983°
8	YUMBO-220	-7	PANCE-220	2.44676857	-86.180180°	2.44671475	153.819114°	2.44671474	33.820548°
7	PANCE-220	-2	SALVJ-220	1.2779584	92.938904°	1.27793029	-27.961845°	1.27793029	-147.96041°
9	JUANCH-220	-2	SALVJ-220	0.350830005	89.50315°	0.350822286	-30.497579°	0.350822206	-150.49614°
9	JUANCH-220	-7	PANCE-220	1.81419538	-86.585323°	1.81415547	153.413971°	1.81415547	33.415406°
8	YUMBO-220	-3	ESMERA-220	1.32997736	94.880347°	1.3299481	-25.120401°	1.3299481	-145.118967°
8	YUMBO-220	-4	POPAYA-220	0.479547009	94.207655°	0.479536459	-25.793094°	0.479536459	-145.791659°
9	JUANCH-220	-3	ESMERA-220	0.545422825	94.379473°	0.545410825	-25.621275°	0.545410825	-145.619841°
9	JUANCH-220	-4	POPAYA-220	0.766412194	94.537959°	0.766395333	-25.462789°	0.766395333	-145.461355°
10	PANCE-115	-7	PANCE-220	1.21067151	-87.600773°	1.21064488	152.39852°	1.21064488	32.399956°
11	JUANCH-115	-9	JUANCH-220	0.152572421	-86.888851°	0.152569064	153.31044°	0.152569064	33.311878°
8	YUMBO-220	-5	YUMBO-115	0.4911125121	92.889544°	0.491101708	-27.111205°	0.491101707	-147.10977°
11	JUANCH-115	-10	PANCE-115	0.689706383	-89.545361°	0.689691209	150.453933°	0.689691209	30.455368°
12	S.ANTO-115	-10	PANCE-115	1.192163	-85.766367°	1.19213677	154.232927°	1.19213677	34.234362°
11	JUANCH-115	-5	YUMBO-115	1.34655091	90.756701°	1.34652128	-29.244047°	1.3465212	-147.242613°
13	CHIPCH-115	-5	YUMBO-115	0.429404109	91.108247°	0.429394662	-28.892502°	0.429394662	-148.891067°
13	CHIPCH-115	-6	B.ANCH-115	0.834295186	96.035828°	0.83427683	-23.964921°	0.83427683	-143.963486°
13	CHIPCH-115	-12	S.ANTO-115	1.20897225	-85.534638°	1.20894566	154.464656°	1.20894566	34.4660904°
14	MELEND-115	-10	PANCE-115	0.435456148	-89.543018°	0.435446568	150.456277°	0.435446548	39.4577112°
14	MELEND-115	-11	JUANCH-115	0.435456151	90.457003°	0.435446571	-29.543745°	0.435446571	-149.542311°
15	PAILON-115	-6	B.ANCH-115	0	0	0	0	0	0
16	TABOR-115	-6	B.ANCH-115	0	0	0	0	0	0
16	TABOR-115	-15	PAILON-115	0	0	0	0	0	0
17	CANDEL-115	-11	JUANCH-115	0	0	0	0	0	0
18	DIESEL2-34	-11	JUANCH-115	0.070541471	-83.470674°	0.0705399187	156.52862°	0.0705399187	36.530054°
18	DIESEL2-34	-12	S.ANTO-115	0.0174964367	10.46171°	0.0174960518	-9.539038°	0.0174960518	-129.537603°
18	DIESEL2-34	-13	CHIPCH-115	0.0537251965	92.032025°	0.0537240145	-27.968723°	0.0537240145	-147.967289°

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





**INSTITUTO  
DE ENERGIA ELECTRICA**

Av. Libertador San Martín 1109 (Oeste)  
5400 San Juan - Argentina  
T.E. (0054264) 4226444 Líneas Rotativas  
Fax. (0054264) 4210299  
E-Mail: [ieedir@iee.unsj.edu.ar](mailto:ieedir@iee.unsj.edu.ar)