

## 5

# DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN

### 5.1 FILOSOFIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

Al hablar acerca de un sistema eléctrico de potencia, inmediatamente nos viene a la mente la imagen de cada uno de sus componentes: las grandes estaciones generadoras, los transformadores, las líneas de transmisión, etc., mientras que estos son solo algunos de básicos, por lo regular pasamos por alto el resto de los componentes que son también de gran importancia, uno de estos es lo que se conoce como el sistema de protección por relevadores.

El papel de la protección por relevadores en el diseño y el funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, es explicado por un breve examen. Existen tres aspectos del sistema eléctrico de potencia que sirven al propósito de éste examen, los cuales se mencionan a continuación:

- a) Funcionamiento normal.
- b) Previsión de una falla eléctrica.
- c) Reducción de los efectos de la falla eléctrica.

El termino "Funcionamiento normal", supone que no existen fallas del equipo, errores del personal no hechos fortuitos. Incluyendo los requisitos mínimos para la alimentación de la carga existente y una cierta cantidad de carga futura anticipada, algunas de las consideraciones son:

- a) Selección entre hidroeléctrica, térmica, o bien, otras fuentes de potencia.

- b) Localización de las estaciones generadoras.
- c) Transmisión de potencia a la carga.
- d) Estudio de las características de la carga y la planeación para su crecimiento.
- e) Medición.
- f) Regulación de la tensión y de la frecuencia.
- g) Funcionamiento del sistema.
- h) Mantenimiento normal.

El tipo de falla eléctrica que origina los máximos efecto es el corto circuito o falla, además, de otras condiciones anormales que se pueden presentar. Con el fin de prevenir la falla eléctrica, se toman algunas consideraciones de diseño y de funcionamiento:

- a) Proveer aislamiento adecuado.
- b) Coordinar la resistencia de aislamiento con la capacidad de los pararrayos.
- c) Utilizar hilos de guarda y baja resistencia de tierra de las torres.
- d) Mayor resistencia mecánica de diseño para disminuir la exposición y la probabilidad de fallas originadas por animales.
- e) Mantenimiento apropiado.

Para reducir los efectos de la falla se debe de tomar en cuenta las siguientes características de diseño y funcionamiento:

- A. Características que reducen los efectos inmediatos de una falla eléctrica.
  - 1. Diseño para limitar la magnitud de la corriente de corto circuito.
    - a) Evitar concentraciones muy grandes de capacidad de generación.
    - b) Utilizando impedancia limitadora de corriente.
  - 2. Diseño para soportar los esfuerzos mecánicos y los calentamientos originados por corrientes de corto circuito.
  - 3. Dispositivos de baja tensión con acción retardada en interruptores para evitar la caída de la carga durante disminuciones de tensión momentáneas.
  - 4. Neutralizadoras de fallas a tierra.
- B. Características para desconexión rápida de los elementos defectuosos.

1. Protección por relevadores.
  2. Interruptores con suficiente capacidad interruptiva.
  3. Fusibles.
- C. Características que reducen la pérdida del elemento defectuoso.
1. Circuitos alternados.
  2. Capacidad de reserva de generadores y transformadores.
  3. Recierre automático.
- D. Características que funcionan en todo el período desde la iniciación de la falla hasta que se elimina para mantener la tensión y la estabilidad.
1. Regulación automática de la tensión.
  2. Características de estabilidad de los generadores.
- E. Medios para observar la eficacia de las características anteriores.
1. Oscilógrafos automáticos.
  2. Observación humana eficiente y registro de datos.

De este modo, la protección por relevadores, es una de las diversas características que puede presentar el diseño de un sistema relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren las fallas.

## **5.2 TIPOS DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN.**

Descritos los principios de funcionamiento y las características de los elementos básicos de los relevadores, a continuación se explican brevemente los diversos tipos y características de relevadores de protección más comúnmente utilizados en sistemas de potencia de plantas industriales y también algunas consideraciones de aplicación.

### **5.2.1 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE (50/51).**

Son las más utilizados en los sistemas de potencia para protección contra cortocircuito, y la mayoría de estos relevadores son de tres tipos:

- a) De atracción electromagnética.
- b) De inducción.

c) De estado sólido.

El relevador de sobrecorriente de tipo solenoide es el más simple utilizando el principio de atracción electromagnética. Los elementos básicos de este relevador son: un solenoide devanado alrededor de un núcleo de hierro y un embolo o armadura de acero que se mueve dentro del solenoide y soporta los contactos móviles.

La construcción del relevador de sobrecorriente del tipo inducción consiste de un electroimán y una armadura móvil, la cual es usualmente un disco de metal montado sobre un a flecha restringida por un resorte en espiral. Los contactos del relevador son operados por la armadura móvil.

La corriente mínima de operación es ajustable en todos los relevadores de sobrecorriente. Cuando la corriente que circula a través de la bobina del relevador excede un valor determinado, el relevador cierra sus contactos e inicia la operación de disparo de los interruptores. Los relevadores generalmente reciben la corriente del secundario de un transformador de corriente.

Si el relevador opera sin retardo intencional de tiempo, se denomina protección de sobrecorriente instantánea. Cuando la sobrecorriente es de origen transitorio tal como la causada por el arranque de un motor o alguna sobrecarga repentina de corta duración, no deberá abrir el interruptor. Por esta razón, la mayoría de los relevadores de sobrecorriente están dotados de un retardo de tiempo, que permite corrientes mayores al ajuste del relevador persistan por un período limitado de tiempo, sin cerrar sus contactos. Si un relevador opera cada vez más rápido conforme se incrementa la corriente, se dice que tiene una característica de tiempo inverso. Los relevadores de sobrecorriente pueden tener características de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso para satisfacer los requerimientos de sobrecorriente de tiempo mínimo definido, los cuales tienen un tiempo de operación prácticamente independiente de la magnitud de corriente después de que es alcanzado un cierto valor de corriente.

Los relevadores de sobrecorriente del tipo inducción tienen un medio que permite la variación del ajuste de tiempo y facilita el cambio del tiempo de operación para un valor de corriente determinado. Este ajuste es llamado "palanca" de tiempo o dial de tiempo del relevador.

### **5.2.2 RELEVADORES CON RESTRICCIÓN DE VOLTAJE O CONTROL DE VOLTAJE.**

Un cortocircuito en un sistema eléctrico siempre es acompañado de una disminución importante de voltaje, mientras que una sobrecarga causará solamente una caída de voltaje moderada. Por consiguiente, estos relevadores son capaces de discriminar entre condiciones de sobrecarga y condiciones de falla por cortocircuito.

Estos relevadores están sujetos a dos torques opuestas: un torque de operación debido a la corriente y un torque restrictivo debido al voltaje. De tal manera que la sobrecorriente requerida para operar al relevador es mayor a voltaje nominal que cuando éste es reducido.

Un relevador de sobrecorriente controlado con voltaje opera en virtud del torque de corriente solamente y la aplicación de este torque es controlada por otro elemento del relevador ajustado para operar a cierto valor predeterminado de voltaje.

Estas características de los relevadores son muy convenientes cuando es necesario ajustar el relevador a valores cercanos o incluso inferiores a la corriente de carga y al mismo tiempo se requiere la seguridad de que no opere impropriamente bajo corriente de carga normal.

### **5.2.3 RELEVADORES DIRECCIONALES (67).**

Son de tipo inducción y solamente toman en cuenta la dirección en la cual se encuentra la falla. Por lo que cierran sus contactos solamente cuando la energía circula en un sentido determinado.

Su característica principal de funcionamiento es de ser muy selectivo, o sea, que desconecta solamente la línea en la cual haya ocurrido una falla.

La señal de corriente y de tensión que se suministra a cada relevador direccional, no debe ser de una misma fase ya que al producirse una falla en tal fase, la tensión y el factor de potencia caerán a valores muy bajos lo cual dificulta el funcionamiento del relevador. Por está razón se aplica a cada relevador una tensión entre fases.

La señal de corriente que reciben éstos relevadores para su funcionamiento, proviene del transformador de corriente, el cual generalmente viene montado en la parte

interior de los interruptores, transformadores de potencia, etc., y vienen de uno o dos por fase, tanto para protección como para medición.

La señal de tensión la reciben del transformador de potencial el cual generalmente se localiza en la subestación y se conecta al bus principal.

La protección direccional se utiliza donde existen dos o más tramos de línea, así pues, los dos extremos de la línea deberán de estar provistos de relevadores direccionales de protección, los cuales deben de operar solamente cuando el defecto está en dirección de la línea. En la actualidad los relevadores direccionales cierran sus contactos según sea el sentido de la energía independientemente de la magnitud de la potencia y de la corriente aunque ésta debe excederse de un límite.

### **5.2.3.1 CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN.**

Existen varios tipos de relevadores direccionales en general cada uno de ellos contienen los siguientes elementos.

- a) Unidad o unidades Direccionales.
- b) Unidades de sobrecorriente.
- c) Unidad de sello.
- d) Unidad instantánea.

La unidad de sobrecorriente, la unidad de sello y la unidad instantánea se tratarán con más detalle en el siguiente capítulo, el cual será destinado al estudio de relés de sobrecorriente.

La unidad direccional es un producto que se realiza en la unidad de operación la cual es del tipo cilindro de inducción sobre el cual interacciona entre el circuito del flujo de polarización y el circuito del flujo de operación.

Mecánicamente la unidad direccional está compuesta de cuatro componentes básicos.

- a) Marco de aluminio de forma cuña fundida.
- b) Marco Electromagnético.
- c) Elemento Móvil.
- d) Puente Moldeado.

El marco sirve como estructura de montaje para el núcleo magnético. El marco electromagnético tiene dos bobinas de polarización conectadas en serie y montadas diametralmente opuestas una de la otra; dos bobinas de operación conectadas en serie y montadas diametralmente opuestas a la otra.

El elemento móvil consiste de un resorte en espiral, de un contacto móvil y de un cilindro de aluminio montado sobre una pequeña flecha. Los topes del elemento móvil o contacto móvil son una parte integral del puente el cual está fijo al marco electromagnético. Este puente es usado para el montaje del ajuste del contacto estacionario.

Con los contactos fijo y móvil se logra hacer la conexión eléctrica y así poder mandar una señal de disparo al interruptor del tramo de línea protegido, al ocurrir una falla en tal tramo siempre y cuando se cierren tales contactos cuando el relé direccional opere satisfactoriamente.

Los contactos de la unidad direccional son conectados en serie con la bobina de polos sombreados de la unidad de sobrecorriente, dándole control direccional a la unidad de sobrecorriente. Este arreglo evita que el relé opere para fallas en la dirección de no disparo.

Partes del relé Direccional más importantes:

1. Unidad direccional (ud).
2. Unidad de sobrecorriente (us).
3. Unidad de sello (us).
4. Contacto estacionario.
5. Resorte de presión para presionar al contacto estacionario.
6. Plugs ajuste magnético.
7. Tornillo de ajuste magnético.
8. Conjunto de elemento móvil.
9. Prensa para el ajuste del resorte.
10. Vía oblicua de corriente.

Partes de la unidad de sobrecorriente de tiempo

1. Block de taps.
2. Dial de tiempo.

3. Conjunto del resorte de control.
4. Disco
5. Conjunto de contacto estacionario.
6. Plugs magnéticos.
7. Imán permanente.

**a) Relevadores direccionales de sobrecorriente (67).**

Consisten de una unidad típica de sobrecorriente y una unidad direccional, las cuales son combinadas para operar conjuntamente para un determinado ángulo de fase y una magnitud de corriente. En la unidad direccional la corriente en una bobina es comparada en la posición de ángulo de fase con la corriente o voltaje de otra bobina de la misma unidad. La corriente o voltaje de referencia se denomina "polarización". El relevador opera de tal manera que se sensibiliza para flujo de corriente hacia la falla en una sola dirección y permanece insensible para flujo de corriente en la dirección opuesta.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente pueden estar provistos de restricción de voltaje sobre el elemento de sobrecorriente, este último tipo de relevador direccional es usualmente "controlado direccionalmente", lo que significa que la unidad de sobrecorriente está inerte hasta que la unidad direccional detecta la corriente en la dirección de disparo y libera o activa a la unidad de sobrecorriente. Muchos relevadores direccionales están equipados con elementos instantáneos, los cuales en algunos casos operan direccionalmente, y a menos que sea posible determinar la dirección de la falla por la sola magnitud, no debe utilizarse la característica de disparo no direccional instantánea.

**b) Relevador direccional de tierra (64).**

Los sistemas de potencia industriales con neutro aterrizado que consiste de circuitos paralelos o lazos pueden utilizar relevadores direccionales de tierra, los cuales generalmente son construidos de la misma manera que los relevadores direccionales de sobrecorriente utilizados en la protección de fase. Con objeto de censar propiamente la dirección del flujo de corriente de falla, ellos requieren una fuente de polarización que puede ser ya sea de voltaje o



corriente tal como la situación lo requiera. Para obtener una adecuada fuente de polarización se requiere una especial consideración de las condiciones del sistema durante las fallas que involucran tierra y una exclusiva aplicación de los dispositivos auxiliares.

**c) Relevadores direccionales de potencia (32).**

Este relevador está dotado de contactos monofásico o trifásico y opera a un valor predeterminado de potencia. Este es a menudo utilizado tal como un relevador direccional de “sobrepotencia” ajustado para operar si un exceso de energía fluye desde un sistema de potencia en una planta industrial hacia el sistema de potencia de la compañía suministradora de energía eléctrica.

Bajo ciertas condiciones, esto también puede ser conveniente como un relevador de “baja potencia” para separar dos sistemas si el flujo de potencia cae por debajo de un valor predeterminado. Deben tenerse especiales precauciones cuando se apliquen relevadores monofásicos, ya que bajo ciertos factores de potencia pueden ocurrir operaciones de disparo falsas.

### **5.2.3.2 RELEVADOR DIRECCIONAL FALLA A TIERRA.**

Para este caso, la relación angular de la corriente y del voltaje residual es independiente de la fase en la que se localiza la falla y es regida solamente por la relación R/X de la trayectoria de falla. La bobina de corriente del elemento direccional se conecta para detectar corriente en el circuito residual de los transformadores de corriente y la bobina de voltaje se conecta a la fuente adecuada de voltaje para dar suficiente par de torsión. Así mismo, para una corriente residual ( $I_r$ ) y un voltaje residual ( $V_r$ ), el par máximo de torsión será proporcional al producto de la corriente residual con el voltaje residual por el coseno de la diferencia de los ángulos correspondientes al par máximo ( $\phi$ ) y al ángulo formado entre el voltaje y la corriente aplicados ( $\theta$ ).

$$T = I_r V_r \cos(\phi - \theta)$$

La corriente residual se obtiene con la ayuda de tres transformadores de corriente. En un arreglo común para obtener voltaje residual, se emplean tres transformadores de

potencial con el primario conectado en estrella estando aterrizado el neutro de la estrella y el secundario conectado en delta abierta. El voltaje que se obtiene entre las terminales de la delta abierta se aplica a la bobina de voltaje del elemento direccional del relevador.

Las características de tiempo de los relés Direccionales de sobrecorriente son de tiempo corto, de tiempo largo, inverso, de tiempo muy inverso, y de tiempo extremadamente inverso. Esto también se verá con más detalle en el siguiente capítulo.

Puesto que se verá por medio de figuras, las cuales mostrarán las curvas de tiempo para las diferentes palancas o ajustes de dial. Estas figuras mostrarán las características de tiempo al cual los contactos cierran para un determinado ajuste de palanca y un determinado valor de corriente en múltiplos del taps de corrientes aplicado al relé.

Los relevadores direccionales se utilizan para la protección de algún tramo de línea y cuando la falla ocurre en las fases, pero también se utilizan para cuando la falla que ocurre es de tierra.

A continuación se mostrará por medio de la figura 5.1 el diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional.

Según las magnitudes de influencia para el funcionamiento de los relés Direccionales, el par es estrictamente.

$$T = K_1 V I \cos(\theta - \phi) - K_2$$

Donde:

V= La magnitud eficaz de la tensión aplicada a la bobina de tensión del circuito.

I= La magnitud eficaz de la corriente de la bobina de corriente.

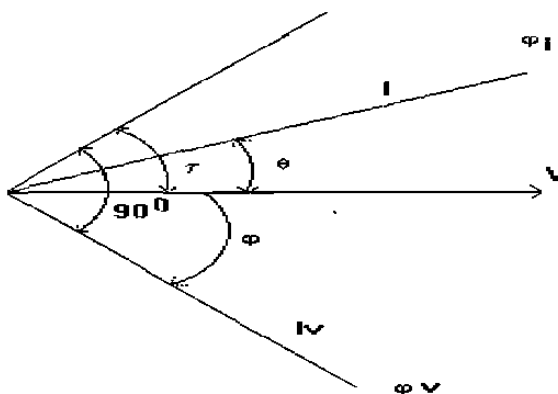


Figura 5.1 Diagrama vectorial para el par máximo

El diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional el cual funciona con las magnitudes de tensión y de corriente el relé es del tipo de inducción.

$\theta$  = El ángulo entre I y V.

$\tau$  = El ángulo de par máximo.

El valor de  $\phi$  es del orden de  $60^\circ$  a  $70^\circ$  de atraso para la mayoría de las bobinas de tensión y por lo tanto,  $\tau$  será del orden de  $20^\circ$  a  $30^\circ$  de adelanto si no hay impedancia en serie con la bobina de tensión. Con la inserción en el circuito del relevador de una combinación de resistencia y capacidad en serie con la bobina de tensión, se puede cambiar el ángulo entre la tensión aplicada e  $I_v$  a casi cualquier valor, ya sea atrasando o adelantando V sin cambiar la magnitud de  $I_v$ . Por lo mismo el ángulo de par máximo puede hacerse casi cualquier valor deseado.

En el punto equilibrio, cuando el relé está en el límite del funcionamiento, el par neto cero, y tenemos:

$$VI \cos(\theta - \tau) = \frac{K_2}{K_1} = \text{Constante}$$

Esta es la característica de funcionamiento se muestra en la figura 5.2 mediante coordenadas polares. La magnitud polarizante, que es la tensión para este tipo de relé es la diferencia y la magnitud es constante. Por lo que se obtiene:

$$I \cos(\theta - \tau) = \text{Constante}$$

Cualquier vector de corriente cuya punta está situada en el área del par positivo originará la puesta en trabajo de relé; ésta no se pondrá en trabajo, o se responderá, para cualquier vector de corriente cuya punta este situada en el área del par negativo.

Para una magnitud diferente de la tensión de referencia, la característica de funcionamiento será otra, nada más paralela a la anterior o sea cuando la magnitud de la tensión era constante según la figura en cuestión y relacionada a ésta por la expresión.

$$VI_{\min} = \text{Constante}$$

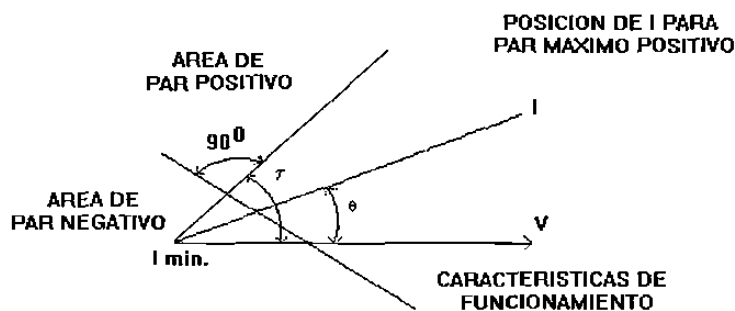


Figura 5.2 Característica de funcionamiento de un relevador direccional.

Donde " $I_{min}$ " es la magnitud mínima de todos los vectores de corriente cuyas puntas finalizan en la característica de funcionamiento. " $I_{min}$ " es conocida como la corriente mínima de puesta en el trabajo del relé aunque debe de ser algo mayor para cumplir con su cometido. De este modo hay un número infinito de características de funcionamiento, uno para cada magnitud posible de la tensión de referencia.

Siempre se desea que el par máximo ocurra en algún valor  $\theta$  de  $90^\circ$ , lo cual se logra poniendo en paralelo una resistencia o un capacitor con las bobinas principales.

#### 5.2.4 RELEVADORES DIFERENCIALES (87).

Los relevadores diferenciales funcionan sobre la base de la comparación continua de dos o más magnitudes (la corriente, el voltaje, la frecuencia, la potencia, o una combinación de la corriente y el ángulo de fase, o la combinación de la corriente y el voltaje). Las condiciones de falla que causen un cambio en esos valores comparados con referencia una de la otra y la corriente "diferencial" resultante pueden ser utilizadas para operar al relevador. Los transformadores de corriente tienen un pequeño error en cuanto a la relación y ángulo de fase entre las corrientes primarias y secundarias, esos errores causaran una corriente diferencial que fluye aún cuando las corrientes primarias están balanceadas. Esta corriente de error puede llegar a ser proporcionalmente mayor durante condiciones de falla, especialmente cuando en la corriente de falla está presente la componente de corriente directa.

Los relevadores diferenciales por supuesto no deben de operar con la corriente máxima de error que puede fluir para una condición de falla externa a la zona protegida.

Se ha desarrollado el relevador tipo porcentaje, el cual tiene devanados de restricción para prevenir la incorrecta operación debida a las corrientes de error en condiciones de falla severa externa (through) y al mismo tiempo proporciona detección muy sensible de fallas de baja magnitud dentro de la zona protegida diferencialmente.

La protección diferencial está indicada en el diagrama de la figura 5.3. La diferencia de las corrientes que pasan por la bobina es igual a cero, condiciones normales, ya que la corriente  $I_1$  es igual a la corriente  $I_2$ .

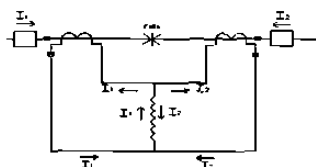


Figura 5.3 Diagrama de flujos de corriente en relevador diferencial normal

Si hubiera una falla en interior de este tramo, las corrientes  $I_1$  y  $I_2$  serían distintas en magnitudes sentido mostrado, y aparecería una corriente de operación en los relevados que cerrara los contactos y éstos a su vez, hicieran abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se muestra la figura 5.4.

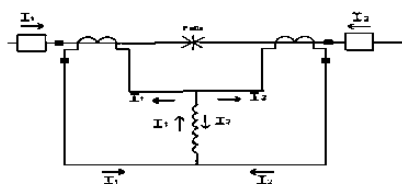


Figura 5.4 Diagrama de flujos de corrientes en relevador diferencial con falla

El tramo de línea representado, puede ser sustituido por cualquier sección del sistema que comprenda equipo eléctrico, como son: transformadores, generadores, etc., sin embargo como las corrientes de entrada y salida pueden ser distintas debido a los cambios de voltaje, sólo será necesario que los "TC'S" tengan la relación de transformación correcta en amperes, a fin de que la cantidad energía que entra por un

lado, sea igual a la que sale por el otro, y que la diferencia vectorial de las corrientes entrantes y salientes, igual a cero sean, para que la condición de estabilidad permanezca. En caso de cualquier falla interna, existirá un desbalanceo y al comparar las corrientes, habrá una diferencia que hará operar la protección.

Con el propósito de estabilizar el funcionamiento de estos relevadores diferenciales, se ha incluido en ellos una bobina más, a la cual se le ha llamado restrictora, ver figura 5.5.

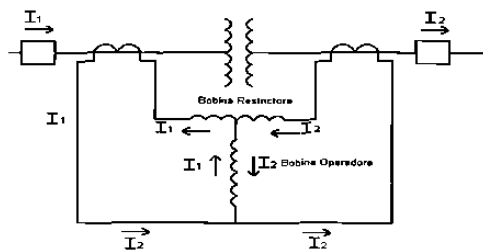


Figura 5.5 Diagrama de flujos de corriente bobina restrictora

Los efectos de estado bobina son opuestos y su funcionamiento se explica de la siguiente manera:

La bobina operadora trabaja en proporción a la diferencia de las corrientes  $I_1 - I_2$  a medida que esta diferencia es más acentuada, tiene mayores efectos. La bobina restrictora está formada por dos partes, una que está atravesada por una corriente proporcional a  $I_1$  y otra por  $I_2$ , y como la derivación está en el punto medio de los amperes-vueltas de las dos mitades son proporcionales a  $(N/2 \times I_1)$  y  $(N/2 \times I_2)$ , siendo  $N$ , el número de vueltas, lo que da por resultado que la suma de estas dos partes es igual

a:

$$\frac{N(I_1 + I_2)}{2}$$

La operadora por lo tanto trabaja en proporción a  $I_1 - I_2$  y la restrictora en proporción

a:

$$\frac{(I_1 + I_2)}{2}$$

Hay sin embargo una cantidad admitida de no operación comprendida entre dos corrientes  $I_1$  o  $I_2$  que permite que la diferencia está incluida cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo protegido. Esta cantidad puede representar las

perdidas naturales de un transformador o algunas otras corrientes de fuga naturales del sistema, y aun las diferencias que marcan los "TC'S" cuando se saturan sus núcleos son corrientes muy altas, y por lo tanto, esta diferencia  $I_1-I_2$  es posible mantenerla en cero.

Por esta razón los relevadores están adaptados para incluir una diferencia antes de operar. A medida que las corrientes aumentan, por ejemplo, cuando hay un corto circuito en el exterior del tramo mencionado, la diferencia también aumentaría y no conviene que nuestros relevadores operen aun en este caso por lo que se construyen estos aparatos para operar no propiamente con la diferencia sino con el porcentaje de diferencia con respecto a una de las corrientes,  $I_1$  o  $I_2$  (generalmente la más pequeña), la cual si permanece constante denominándose por esta razón, este tipo de relevadores de porcentaje diferencial.

### **5.2.5 RELEVADOR DE FALLAS A TIERRA (64).**

#### **a) Protección conectada residualmente.**

Cuando el neutro de sistemas de potencia industriales es aterrizado intencionalmente y las corrientes de falla a tierra pueden fluir en los conductores, pueden utilizarse relevadores de tierra para alcanzar una óptima protección. Esto se logra con un relevador de sobrecorriente conectado en el cable común de los secundarios conectados en estrella de tres transformadores de corriente de línea. El relevador de tierra puede ajustarse para una corriente mínima mucho menor que los relevadores de fase debido a que no hay corriente de neutro con corriente de carga normalmente balanceada.

Los relevadores de sobrecorriente usados para protección de tierra, son generalmente iguales a aquellos utilizados para protección de fase, excepto que son de un rango más sensible de corriente mínima de operación debido a que ellos ven solamente corrientes de falla. Son aplicables como relevadores de falla a tierra, los relevadores con características de tiempo inversa, muy inversa y extremadamente inversa, también los relevadores instantáneos. Se deberán de tener precauciones al aplicar este tipo de relevadores de tierra

conectados residualmente, puesto que están sujetos a operaciones molestas debidas a corrientes de error surgidas de la saturación de los transformadores de corriente.

**b) Relevadores de secuencia cero.**

Se puede obtener un mejor tipo de protección de falla a tierra con un esquema de relevador de secuencia cero, en el cual un sólo transformador de corriente tipo “ventana” se instala encerrando los tres conductores de fase. En sistemas de cuatro hilos con posibles desbalances por cargas monofásicas, el conductor del neutro también debe pasarse a través del transformador de corriente tipo “ventana”. Una falla a tierra produce corriente de secuencia cero en el secundario del transformador de corriente, la cual opera a un relevador de sobrecorriente que dispara el interruptor. Puesto que sólo un transformador de corriente es utilizado en este método de censar corriente de falla, los relevadores no están sujetos a errores causados por saturación o diferencias de relación en transformadores de corriente. Gracias a lo anterior puede obtenerse disparo instantáneo muy sensible en circuitos en circuitos de ramal.

Solamente las fallas que involucren tierra producirán una corriente secundaria en el transformador de corriente para operar al relevador, dado que la suma vectorial de las corrientes de falla trifásica o de carga normal es cero.

Este esquema es utilizado en sistemas de 5,000 a 15,000 voltios y también en grandes sistemas de bajo voltaje para optimar la protección.

**c) Relevadores de neutro.**

Con relevadores conectados en el neutro de transformadores de potencia a través de un transformador de corriente proporciona un método conveniente y de bajo costo para obtener protección de falla a tierra. En sistemas aterrizados de tres fases tres hilos la corriente mínima de falla a tierra puede ajustarse al valor mínimo disponible, a menos que esto cause pérdida de la necesaria selectividad. En este caso, si un tiempo mayor de retardo de operación no corrige el problema puede utilizarse ajustes más



altos para permitir que los dispositivos “aguas abajo” limpien la falla. Cuando no existan relevadores de falla a tierra en interruptores localizados “aguas abajo”, la corriente mínima de la protección de fallas a tierra de la fuente puede ajustarse tan alta como la protección de fase del alimentador más grande si la operación selectiva se consigue.

### **5.2.6 RELEVADOR VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO (25).**

Son utilizados para verificar cuando dos circuitos de corriente alterna están dentro de los límites deseados de frecuencia y ángulo de fase de voltaje para permitir que ellos operen en paralelo.

Estos relevadores se emplean en aplicaciones de switcheo de sistemas conocidos para ser conectados en paralelo normalmente en algún otro lugar, de tal manera que ellos solamente verifiquen que las dos fuentes no están eléctricamente separadas o desplazadas por un ángulo de fase inaceptable.

### **5.2.7 RELEVADORES DE VOLTAJE (47).**

Funcionan para valores predeterminados de voltaje, que pueden ser sobre voltaje, bajo voltaje, o una combinación de ambos, desbalance de voltaje (comparación de dos fuentes de voltaje), voltaje de fase invertido y, exceso de voltaje de secuencia negativa (operación en dos fases de un sistema trifásico). Estos relevadores tienen ajustes de voltaje mínimo y tiempo de operación. La característica de retardo de tiempo es requerida para evitar operaciones indeseables del relevador durante disturbios transitorios de voltaje.

Algunas aplicaciones típicas de este relevador son:

1. Relevadores de sobre y bajo voltaje.
  - a) Control de switcheo de capacitores.
  - b) Protección de sobrevoltaje para generadores de corriente alterna o corriente directa.
  - c) Transferencia automática de fuentes de potencia.

- d) "Tirar" carga durante bajo voltaje.
  - e) Protección de bajo voltaje de motores.
2. Relevadores de balance de voltaje.
    - a) Bloqueo de la operación de un relevador de corriente controlado con voltaje cuando funde un fusible de transformador de potencial.
  3. Relevadores de voltaje de fase invertida.
    - a) Detección de conexiones de fase invertida en circuitos de interconexión, transformadores, motores o generadores.
    - b) Prevención de intento de arranque a un motor con una fase abierta del sistema.
  4. Relevadores de voltaje de secuencia negativa.
    - a) Detección de inversión de rotación de fases, desbalance de voltaje y operación en dos fases de la alimentación para protección de maquinaria rotatoria.

### **5.2.8 RELEVADORES DE DISTANCIA (21).**

Comprenden una familia de relevadores que miden voltaje y corriente, y la relación de ambos se expresa en términos de impedancia. Por lo regular, esta impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, desde la localización del relevador hasta el punto de falla. La impedancia también puede representar la impedancia equivalente de un generador o motor síncrono grande, cuando se utiliza un relevador de distancia para protección de pérdida de campo.

El elemento de medida es usualmente de acción instantánea, con un elemento temporizador de retardo de tiempo, tal que el retardo es constante, después de la operación de un elemento de medida determinado.

La aplicación típica en una línea de transmisión consistió de un relevador con tres elementos de medida. El primero opera solamente para fallas dentro de la zona de protección primaria de la línea y dispara al interruptor sin retardo intencional de tiempo. El segundo elemento opera para fallas no solamente en la zona de protección primaria, sino también en una zona adyacente de protección o protección de respaldo, e inicia el

disparo después de un corto retardo de tiempo. El tercer elemento es ajustado para incluir la zona de protección más remota y para disparar después de un retardo de tiempo mayor. Estos relevadores tienen una máxima utilidad en aplicaciones donde la operación selectiva escalonada de interruptores en serie es esencial, donde cambios en las condiciones de operación causen grandes variaciones en magnitudes de corriente de falla, y donde las corrientes de carga sean lo suficientemente grandes en operación de falla.

Los tres tipos de relevadores de distancia principales y sus aplicaciones más usuales son:

**1. Tipo impedancia.**

Se utiliza para la protección de fase en líneas de longitud moderada.

**2. Tipo admitancia.**

Se utiliza para la protección de fase para líneas largas donde puedan ocurrir severas oscilaciones de potencia.

**3. Tipo reactancia.**

Se utiliza para la protección de fase y de falla a tierra en líneas muy cortas y líneas con tal diseño físico que valores altos de resistencia de arco en fallas, sean esperados y afecten el alcance del relevador, y en sistemas donde no existan problemas de oscilaciones de potencia severas.

### **5.2.9 RELEVADORES DE SECUNDARIO DE FASE O FASE INVERTIDA (46).**

La inversión de la rotación de fase en un motor puede resultar en costosos daños a la maquinaria, largos períodos fuera de servicio y pérdida en la producción. Los motores importantes frecuentemente se equipan con protección de secuencia de fase a fase invertida. Si este relevador se conecta a una fuente de potencial adecuada, cerrará sus contactos siempre que la rotación de fases está en la dirección opuesta. También puede hacerse sensible para condiciones de desbalance de voltaje y bajo voltaje.

### **5.2.10 RELEVADOR DE FRECUENCIA (81).**

Estos relevadores detectan condiciones de sobre y baja frecuencia durante disturbios en el sistema. La mayoría de los relevadores de frecuencia son ajustables en la frecuencia de operación y el voltaje. La velocidad de su operación depende de la desviación de la frecuencia real a la frecuencia de ajuste del relevador.

Algunos relevadores de frecuencia operan instantáneamente si la frecuencia se desvía del valor de ajuste. Otros son seccionados por la relación a la cual la frecuencia está cambiando.

La aplicación típica de estos relevadores es para seleccionar la caída de carga de un sistema basada en la disminución de la frecuencia con objeto de restablecer la estabilidad normal del sistema.

### **5.2.11 RELEVADORES SENSORES DE TEMPERATURA (26).**

Operan en conjunto con dispositivos detectores de temperatura tales como térmocoples o resistencias detectoras de temperatura, localizadas dentro del equipo a proteger y son empleados para protección para protección contra sobrecalentamiento de motores de gran tamaño (arriba de 1,500 HP), generadores (devanados del estator) y devanados de transformadores grandes.

Para generadores y motores grandes se utilizan algunos detectores de temperatura embebidos en los devanados del estator y el detector de lectura del punto más caliente se conecta al circuito "puente" de temperatura del relevador. El circuito "puente" del relevador se balancea a la temperatura obtenida por prueba del detector que tenga la lectura más alta y, un incremento de la temperatura del devanado causará que se incremente a su vez la resistencia del detector, lo cual es balanceado al circuito "puente" del relevador y hace que opere éste.

Los relevadores de temperatura para transformador operan de manera similar desde los dispositivos detectores instalados en áreas del devanado del punto más caliente. Algunos relevadores cuentan con una característica diferencial de diez grados

centígrados que previene la reenergización del equipo hasta que la temperatura del devanado disminuya diez grados centígrados.

### **5.2.12 RELEVADORES SENSORES DE PRESIÓN DE GAS (63).**

Este tipo de relevador utilizado en sistemas de potencia responde a cualquiera de las siguientes condiciones:

1. Razón de elevación de la presión de gas (relevador de presión súbita).
2. Acumulación ligera de gas (relevador detector de gas).

Estos relevadores son valiosos complementos para protección de transformadores rectificadores, reguladores o de potencia, además de los relevadores diferenciales y otros tipos de relevadores de protección.

Una elevación repentina en la presión de gas por encima de la presión media del líquido aislante del transformador indicará que ocurrió una falla interna mayor, el relevador de presión súbita responde rápidamente para esta condición y aísla al transformador averiado. La acumulación lenta de gas (en transformadores con tanque conservador) indica la presencia de fallas menores como pueden ser conexiones flojas, partes aterrizadas, espiras cortocircuitadas, presencia de aire en el interior del tanque, etc.

El relevador detector de gas responderá para esta condición y se puede activar una alarma o aislar definitivamente al transformador para su reparación.

### **5.2.13 RELEVADOR DE TEMPERATURA TIPO REPLICA.**

Son activados térmicamente que responden al calor generado por el flujo de corriente que excede de cierto valor predeterminado. La entrada al relevador conectada normalmente al secundario de un transformador de corriente cuya relación de transformación se selecciona cuidadosamente para igualar los rangos disponibles en el relevador. Existen muchos tipos diferentes, pero el más aceptado es el tipo bimetálico y de aleación fundida. Este relevador debe verificarse de acuerdo a las variaciones en las características de operación como una función de la temperatura ambiente.

Como la característica de operación de estos relevadores térmicos de tipo "replica" se asemeja fielmente a las curvas de calentamiento de motores usados para propósitos generales, en la parte e sobrecargas ligeras y medianas, son utilizados casi exclusivamente para protección de sobrecarga en motores hasta de 1,500 HP.

#### **5.2.14 RELEVADORES AUXILIARES.**

Los relevadores auxiliares son utilizados es esquemas de protección cuando un dispositivo de protección no puede por si mismo alcanzar todas las funciones requeridas para una protección satisfactoria. Este tipo de relevador es ofrecido con amplios rangos de características en bobinas, arreglos de contactos y funciones de disparo, cada una adecuada para una aplicación particular, algunas de las aplicaciones más comunes de los relevadores auxiliares son:

1. Bloqueo de interruptores.
2. Abanderamiento o indicación de operación.
3. Multiplicación de contactos
4. Temporización.
5. Supervisión de circuitos y alarmas.

## 6

# RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

### 6.1 INTRODUCCIÓN.

Es el elemento más propenso a fallas en una red eléctrica de transmisión, por estar expuesto por su longitud a las condiciones climatológicas y ambientales. El 95% de las fallas ocurren de una fase a tierra, ya sea, por descargas atmosféricas o por problemas de aislamiento, contaminación, animales, etc.

La impedancia de una línea de transmisión con determinadas características y configuración de los conductores, es proporcional a la longitud.

La protección de las líneas de transmisión puede efectuarse con relevadores de sobrecorriente a continuación se describe este tipo de relevador.

### 6.2 APLICACIÓN.

Dependiendo de los requisitos que se deberán de cumplir, las líneas de transmisión se protegen con equipo de protección de sobrecorriente, de distancia o de hilo piloto.

La protección de sobrecorriente es la más sencilla y la más barata, pero también la más difícil de aplicar y la que más rápido necesita de un reajuste o de un reemplazo a medida que cambia el sistema.

Por lo general, se utiliza en los circuitos de servicio propio de la estación y en los circuitos de distribución de servicio eléctrico y en sistemas industriales, en algunas líneas de transmisión para:

1. Protección contra la falla de fase.
2. Protección contra fallas a tierra.

También se utiliza para la protección primaria de falla a tierra en las líneas de transmisión donde se emplea la protección de distancia para fallas de fase, y para la protección de respaldo de tierra en las líneas de transmisión que emplean protección por hilo piloto. Además se utiliza en localidades de transformadores de potencia para la protección de respaldo contra falla externa.

Además de que estos relevadores son para protección de fase y de tierra, se utilizan también de la siguiente manera:

1. Relevadores de sobrecorriente no direccionales.
  - 1.1 De sobrecorriente con unidad de tiempo (51)
    - 1.1.1 51 – 52 Característica de tiempo inverso.
    - 1.1.2 53 – 54 Característica de tiempo muy inverso.
    - 1.1.3 77 – 78 Característica de tiempo extremadamente inverso.
  - 1.2 De sobrecorriente direccional de tiempo (67)
    - 1.2.1 Característica de tiempo inverso.
    - 1.2.2 Característica de tiempo muy inverso.
    - 1.2.3 Característica de tiempo extremadamente inverso.
2. Relevador de sobrecorriente direccional instantáneo.

Cuando se trata de un relevador de sobrecorriente de tiempo, pero que sea de tierra, se le agrega la letra “N” a la nomenclatura (51N).

En la práctica se utilizan generalmente conjuntos de dos o tres relevadores de sobrecorriente para la protección contra fallas entre fases y un relevador de sobrecorriente separado para fallas monofásicas a tierra.

Generalmente se prefieren los relevadores de tierra separados porque pueden ajustarse para proporcionar protección más rápida y más sensible en fallas monofásicas a tierra que la que puedan proporcionar los relevadores de fase.



La protección de sobrecorriente es muy adecuada para la protección de sistemas de distribución no sólo porque es sencilla y menos cara, sino porque tiene algunas ventajas que logran un máximo grado de protección en muchos circuitos de distribución, estas ventajas son:

1. No necesitan ser direccionales, por lo tanto, no se requiere de alguna fuente de tensión de C.A.
2. Se permiten dos relevadores de fase y uno de tierra, para proteger más rápido el sistema y ser más sensible a fallas monofásicas.
3. Se puede utilizar el disparo por reactor o por condensador.

La protección de tiempo inverso se complementa con la protección instantánea siempre que sea posible. La velocidad en la eliminación de las fallas disminuye los daños y origina que el recierre automático sea más satisfactorio.

### **6.3 SELECCIÓN DE LA CARACTERÍSTICA DE TIEMPO.**

Cuando menor es el cambio en la magnitud de la corriente de cortocircuito con cambios en la capacidad de generación conectada para una falla en un punto dado, mayor será el beneficio que puede obtenerse de la mayor inversidad.

En la protección de circuitos de distribución de servicio eléctrico, puede aprovecharse la máxima ventaja de la característica de tiempo inverso, debido a que la magnitud de la corriente de falla depende la mayoría de las veces de la localización de ésta, y se mantiene prácticamente sin ser afectada por cambios en la generación o en el sistema de transmisión de alta tensión. Además estos relevadores proporcionan la mejor selectividad con fusibles y restauradores. En resumen, se puede decir lo siguiente con respecto a la aplicación de la característica de tiempo:

1. Característica de tiempo inverso.  
Se utiliza generalmente, con los mejores resultados, cuando la magnitud de la corriente de cortocircuito al ocurrir la falla depende en gran parte de la capacidad de generación del sistema.
2. Característica de tiempo muy inverso.

Se utiliza más adecuadamente en sistemas donde la magnitud de la corriente de cortocircuito depende principalmente de la posición relativa respecto al punto donde se ha producido la falla y muy poco o casi nada de las características de generación del sistema.

3. Característica de tiempo extremadamente inverso.

Son excelentes para aplicaciones en las que se necesite suficiente retardo para permitir a un circuito recerrar una suma de cargas que han estado desconectadas sin disparos innecesarios durante el cierre y al mismo tiempo coordinar adecuadamente con fusibles.

#### **6.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.**

Los relevadores de sobrecorriente instantáneos se pueden aplicar si la magnitud de la corriente de falla bajo condiciones de máxima generación alcanza un valor de aproximadamente el triple a medida que la falla se mueve desde el extremo más lejano de la línea hacia la posición del relevador.

Con la protección de sobrecorriente instantánea en ambos extremos de la línea, se obtiene el disparo simultáneo en estos bajo condiciones de máxima generación, en las fallas en la parte media del sistema.

#### **6.5 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES.**

La protección se hace direccional, para simplificar el problema de obtener la selectividad cuando puede fluir la misma magnitud de la corriente de falla en cualquier dirección en la localidad del relevador. Todos los relevadores de sobrecorriente direccionales deberán tener la característica de control direccional, con lo cual la unidad de sobrecorriente no empieza a funcionar hasta que la unidad direccional lo hace para el flujo de la corriente en la dirección en la que deberá de funcionar la primera.

Por lo general, se prefieren relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos para la protección contra fallas entre fases. La razón principal es que la muy adecuada característica de “control direccional” se obtiene más sencillamente y con

mayor seguridad con los monofásicos direccionales que con un polifásico direccional en combinación con monofásicos de sobrecorriente de tierra. Una ventaja menor de los relevadores monofásicos es que estos proporcionan un poco más de flexibilidad en la instalación de los tableros.

La ventaja de un direccional polifásico con respecto a un direccional monofásico es que está menos expuesto que los monofásicos al mal funcionamiento ocasional. Para ciertas condiciones de falla, uno de los tres relevadores monofásicos podrá desarrollar un par en la dirección de disparo, cuando el relevador pueda ser indeseable si la corriente de este relevador fuera lo bastante elevada como para hacer funcionar la unidad de sobrecorriente, daría como resultado un disparo inadecuado. Ya que un relevador polifásico direccional funciona sobre el par neto de sus tres elementos, un par invertido en uno de ellos podrá ser equilibrado por medio de los otros dos, y por lo general, resultaría el par neto correcto.

Bajo ciertas condiciones, los relevadores monofásicos utilizados para la protección de falla de fase podrían originar un disparo innecesario en fallas a tierra en la dirección de no disparo.

Las componentes de secuencia cero de la corriente de falla a tierra producen una tendencia hacia el mal funcionamiento del relevador. Todas estas corrientes están en fase, y cuando se utilizan transformadores de corriente conectados en estrella, siempre se produce un par de cierre de contacto en una de las tres unidades direccionales independientemente de la dirección en que fluya la corriente. En general, las otras componentes de la corriente de falla son capaces de "ahogar" el efecto de las componentes de secuencia cero, pero cuando la corriente de falla se compone principalmente de la componente de secuencia cero, el mal funcionamiento será más probable.

En la figura 6.1 se representa la aplicación básica en la cual existe mayor probabilidad que se produzca un disparo no deseado. Suponiendo que se aplican las unidades direccionales de los relevadores para permitir el disparo solo en fallas a la izquierda de la localidad del relevador, originará que por lo menos una unidad direccional cierre su contacto y permita el disparo por su unidad de sobrecorriente.

Depende de sus ajustes de puesta en trabajo (pick up) y del tiempo el que dicha unidad dispare en realidad su interruptor, y de sí toma suficiente corriente para funcionar antes de que se retire la falla del sistema por algún otro relevador que se supone funcionará para esta falla.

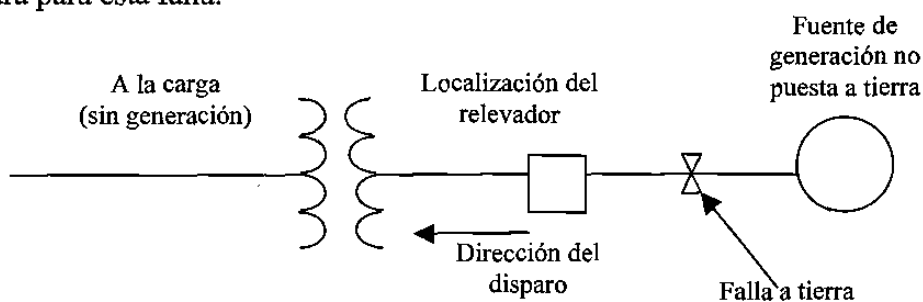


Figura 6.1 Funcionamiento inadecuado de los relevadores monofásicos

Para evitar el mal funcionamiento en la situación mostrada en la figura 6.1, deberá impedirse que los relevadores de fase respondan a la componente de secuencia cero de la corriente. Esto se puede obtener mediante una derivación de la misma que utilice tres transformadores de corriente auxiliares, como se muestra en la figura 6.2.

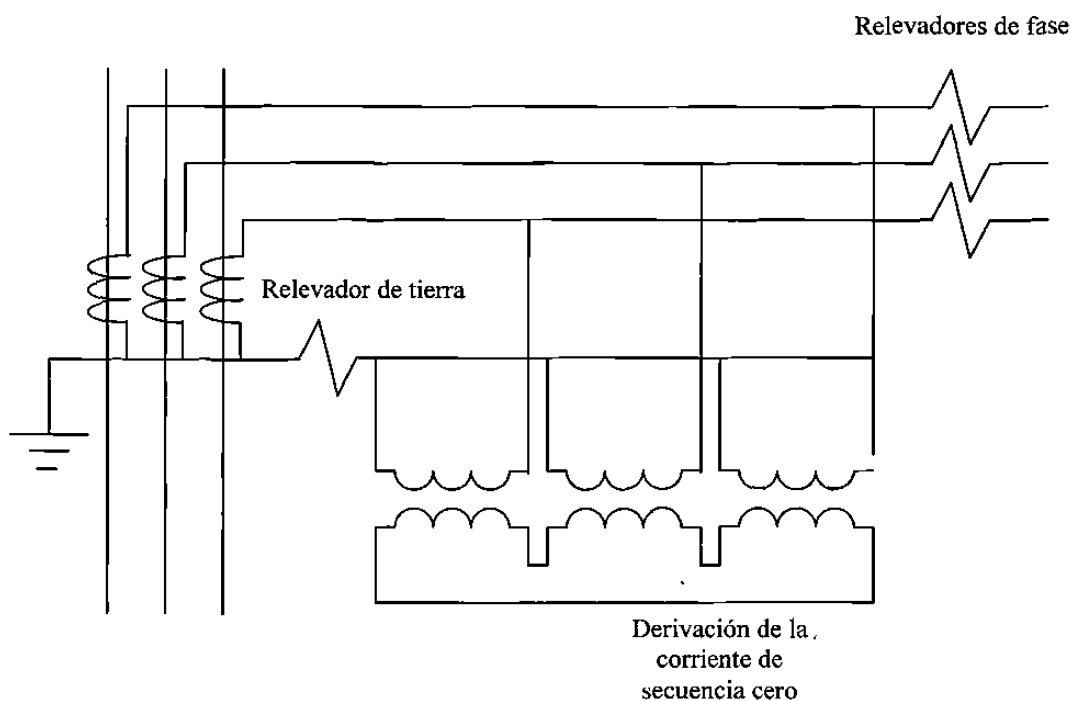


Figura 6.2 Aplicación de la derivación de la corriente de secuencia cero.

Haciendo un hincapié en que el neutro de los relevadores de fase no deberá conectarse al neutro de los transformadores de corriente pues pudiera perderse parte de la selectividad de la derivación.

## 6.6 POLARIZACIÓN.

Las unidades direccionales para relevadores de tierra pueden polarizarse de ciertas fuentes de corriente o tensión de secuencia cero o de ambas en forma simultanea.

En la figura 6.3 se muestra un método para obtener la tensión de polarización del lado de baja tensión de un banco de transformadores de potencia con conexión en delta-delta, que solo utiliza un transformador de potencial de alta tensión con el fin de establecer el neutro en el lado de baja tensión.

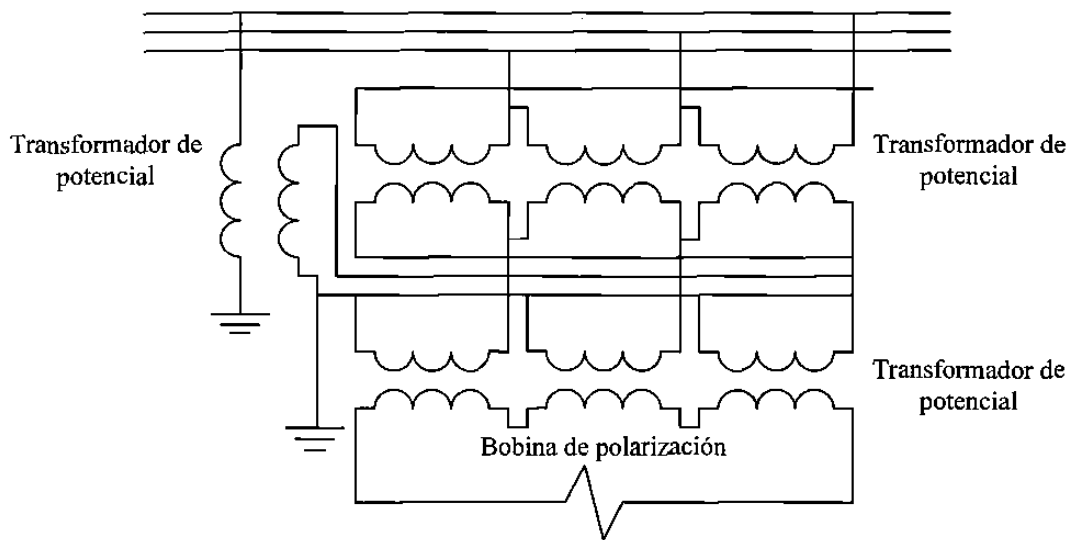


Figura 6.3 Tensión de polarización de baja tensión

En la figura 6.4 se muestra como puede obtener la corriente de polarización, a partir de la corriente del neutro puesto a tierra, de un banco trifásico de transformadores de potencia.

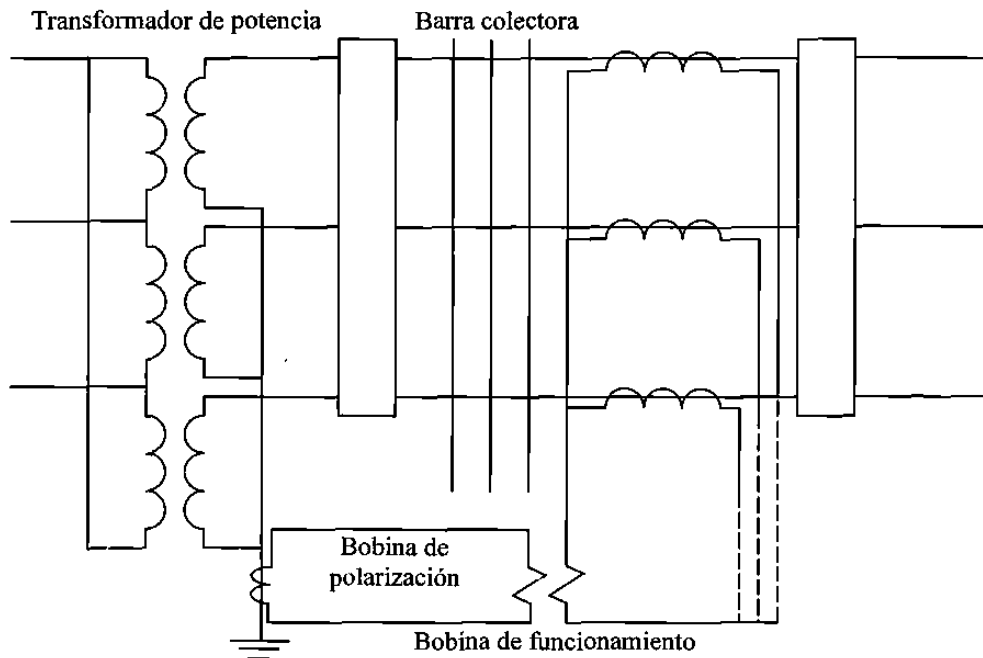


Figura 6.4 Polarización de corriente

La corriente de polarización de los transformadores de corriente en paralelo en los neutros a tierras de dos o más bancos de transformadores se considera bastante segura, si los bancos tienen interruptores separados de tal manera que siempre estará en servicio un banco.

Con un banco de transformadores de potencia de tres arrollamientos estrella-delta-estrella, los transformadores de corriente de polarización deberán ponerse en los neutros puestos a tierra de ambos arrollamientos en estrella, y conectados en paralelo. Las relaciones de estos dos transformadores de corriente deberán ser inversamente proporcionales a los valores nominales de la tensión en los arrollamientos en estrella.

Como una alternativa de los transformadores de corriente del neutro con transformadores de dos o tres arrollamientos, puede utilizarse un solo transformador de corriente en serie con uno de los arrollamientos en delta si estos no alimentan carga externa o no están conectados a una fuente de generación. Si existen conexiones externas a la delta, se requieren tres transformadores de corriente, uno en cada uno de los arrollamientos. Estos transformadores de corriente deberán de conectarse en paralelo tal y como se muestra en la figura 6.5, de tal forma que su salida sea proporcional a tres veces la componente cero de la corriente circulante en delta, cuando ocurren las fallas.

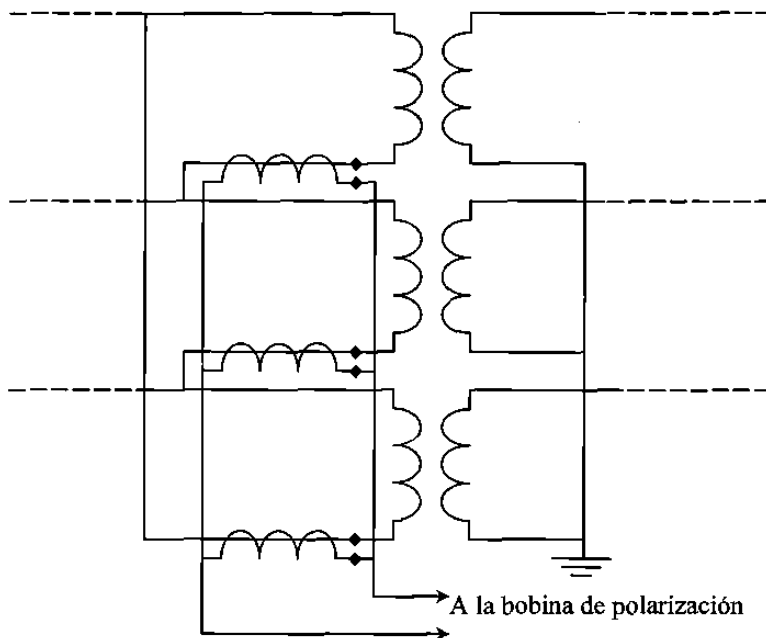


Figura 6.5 Polarización de corriente de la delta de un TP.

Una segunda alternativa para los transformadores de corriente del neutro, es que se puede utilizar la corriente del neutro de los transformadores de corriente en estrella en serie con los arrollamientos en estrella, tal como se muestra en la figura 6.6.

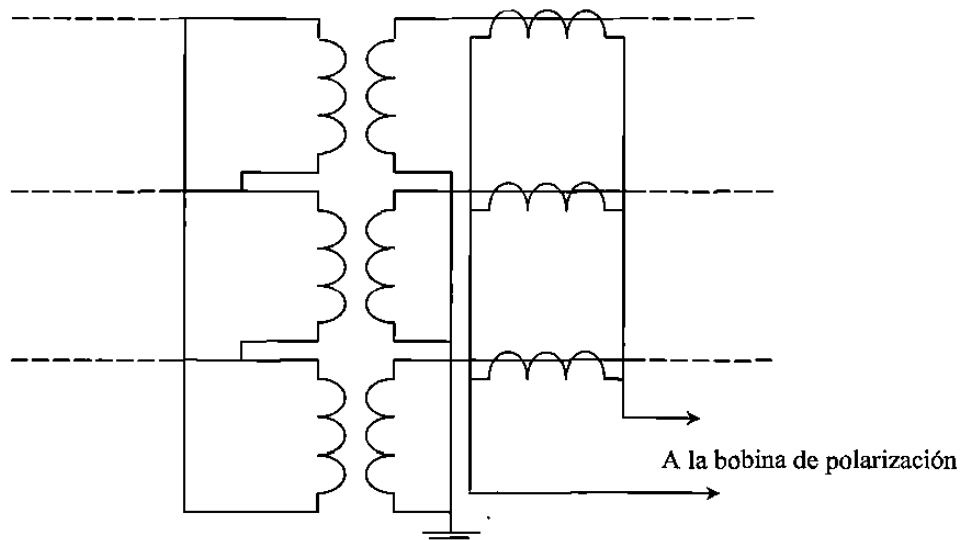


Figura 6.6 Polarización de corriente a partir del neutro del TC conectado en estrella.

En un banco de autotransformadores con un terciario en delta, se pueden emplear cualquiera de las dos alternativas de los transformadores de corriente en el neutro. Por lo general, no se permite utilizar un transformador de corriente en el neutro porque podría

invertirse la corriente en éste cuando ocurra una falla de baja tensión en comparación con la que se obtiene en el mismo cuando ocurre una falla de alta tensión. Algunas veces la distribución de las corrientes de falla es tal que puede utilizarse en transformador de corriente en el neutro; sin embargo, deberá tomarse en cuenta que las condiciones pueden cambiar a medida que se hacen cambios en el sistema.

El valor nominal de la corriente primaria de un transformador de corriente de neutro o de arrollamiento en delta utilizado para la polarización de las unidades direccionales de relevadores de tierra, debe de ser tal que las bobinas de polarización y operación de una unidad direccional tomen casi las mismas magnitudes de corriente para cualquier falla para las que deben operar. Esto es más importante para los llamados relevadores “direccionales de tierra” cuyas características enunciadas sólo se mantienen si una corriente no difiere demasiado de la otra.

Se dispone de relevadores direccionales que están diseñados para polarización simultánea por tensión y corriente. Aparte de simplificar el problema del ahorro de existencias almacenadas de relevadores, la polarización doble, como se le llama, tiene ciertas ventajas funcionales. Algunas veces, no son satisfactorias la corriente o la tensión solas, debido a que cualquier fuente puede conectarse alguna vez del sistema, con lo cual se deja sin uso cuando aún se le necesita.

Con la doble polarización, puede desconectarse cualquier fuente en tanto se deja en servicio la otra. De otro modo, sea la tensión o la corriente de polarización, proporcionan ésta forma débil, pero las dos juntas aseguran una polarización fuerte.

## **6.7 UNIDAD DE SECUENCIA NEGATIVA CONTRA FALLAS A TIERRA.**

Cuando no existe fuente de corriente o de tensión de secuencia cero para la polarización de la unidad direccional de un relevador de tierra, es posible utilizar a menudo una unidad direccional de secuencia negativa, si se requiere protección de tierra separada. Sin embargo, se debe estar seguro de que se dispondrá de suficiente corriente y tensión de secuencia negativa, para garantizar la operación segura de dicha unidad para todas las condiciones en las que debe funcionar. En algunos sistemas que están



puestos a tierra a través de impedancia, las cantidades de secuencia negativa pueden ser muy pequeñas.

Otra ventaja de las unidades direccionales de secuencia negativa, es que no están afectadas por la inducción mutua entre circuitos paralelos cuando ocurren fallas a tierra.

Aunque el relevador de secuencia negativa tiene algunas ventajas, sólo se utiliza como último recurso, debido a que el relevador de secuencia cero es más simple y más fácil de probar, y porque produce un par más seguro en todas las condiciones en las que se aplique.

## 6.8 DOS CONTRA TRES RELEVADORES PARA FALLA DE FASE.

En la práctica generalmente se utiliza un conjunto de dos o tres relevadores de sobrecorriente para la protección contra fallas entre fases y un relevador de sobrecorriente separado para las fallas a tierra.

El problema de considerar si se emplean dos o tres relevadores contra la protección de fallas de fase, surge por un deseo de evitar el gasto de un transformador de corriente y un relevador, o al menos el gasto del relevador, en ocasiones donde solo puede tolerarse mínimo para la protección de una línea.

La protección de sobrecorriente no direccional para fallas de fase puede proporcionarse por medio de dos relevadores alimentados por transformadores de dos o tres fases. Sin embargo, no será posible proporcionarla si los transformadores de corriente en todos los circuitos no están localizados en las mismas fases tal como se muestra en la figura 6.7.

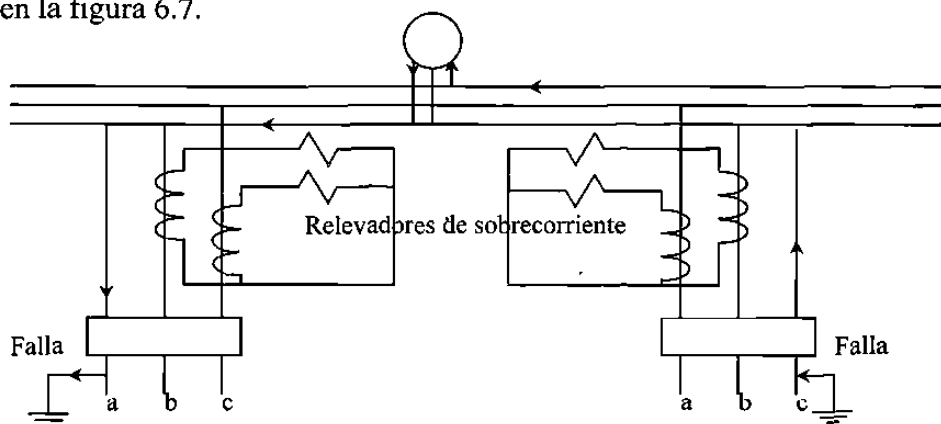


Figura 6.7 Carencia de protección con dos relevadores de sobrecorriente.

Suponiendo que el sistema mostrado en la figura 6.7 no se encuentra aterrizado. Las fallas a tierra simultáneas en fases diferentes de dos circuitos distintos constituirán una falla de fase a fase en el sistema y esto originará que ningún relevador de sobrecorriente funcione.

Por otro lado, si utilizamos únicamente dos transformadores de corriente no se podrá lograr la protección completa contra fallas de fase y a tierra, ya que para lograrlo se deben de utilizar tres transformadores de corriente con dos relevadores de fase y un relevador de tierra tal como se muestra en la figura 6.8.

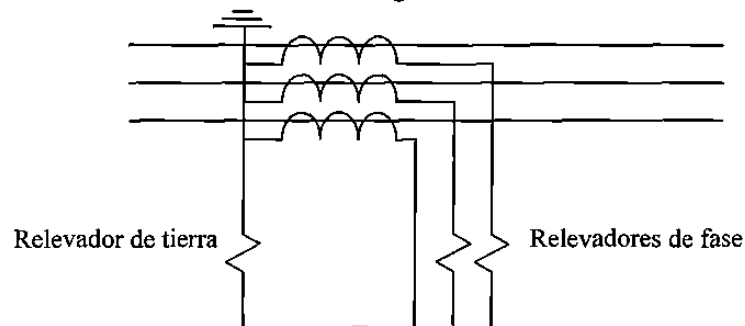


Figura 6.8 Protección completa con dos relevadores de fase y uno de tierra.

Al utilizar la protección direccional de fase en dos fases en un sistema con el neutro aterrizado, deberán proporcionarse relevadores de tierra para la protección contra fallas a tierra.

Si la magnitud de la corriente de falla para las fallas de fase no es varias veces la magnitud de la carga, se deberán de utilizar tres relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos para asegurar el disparo cuando se desee.

Si se utilizan solamente dos relevadores direccionales de sobrecorriente, se deberán de disponerse en conexión en cuadratura. Esto asegura a que uno de los dos relevadores siempre funcionará por debajo del límite de condiciones que existen cuando ocurren fallas cercanas a la localidad del relevador.

Finalmente podremos decir, que si se utilizan tres transformadores de corriente y tres relevadores de fase siempre que sea justificable económicamente esto con el fin de evitar las dificultades anteriores debido a que al menos funcionará un relevador para todas las fallas entre fases.

## 6.9 AJUSTE.

### 6.9.1 RELEVADORES DE FASE.

A continuación se dan una serie de recomendaciones para lograr un buen ajuste en estos relevadores:

- a) Para ajustar un relevador de fase, se considera una falla trifásica para las condiciones de corriente máxima. El ajuste para la selectividad se hace suponiendo condiciones de corriente máxima de falla porque si se obtiene selectividad para tales condiciones, es seguro que se obtendrá para corrientes menores. Esto se ve por las curvas tiempo-corriente de cualquier revelador de sobrecorriente de tiempo inverso. El espacio de tiempo entre dos curvas cualesquiera aumenta a medida que disminuye el múltiplo de la puesta en trabajo, si hay suficiente amplitud de tiempo en cualquier múltiplo dado de la puesta en trabajo, ésta será más que suficiente en un múltiplo inferior, esto suponiendo que se trata de relevadores que tienen las mismas características tiempo-corriente. Sin embargo, el relevador de fase no deberá de ser tan sensible como para ponerse en trabajo en condiciones de emergencia de máxima carga en la línea de la que recibe su corriente.
- b) Para los reveladores cercanos a una gran estación generadora que proporciona la mayor parte de la corriente de cortocircuito, la impedancia síncrona sería la mejor para la determinación de la puesta en trabajo (pick up) de un revelador cuyo objetivo es el respaldo, en especial si el tiempo de funcionamiento del revelador fuera tanto como 1 o 2 segundos. Por otra parte, la puesta en marcha de un revelador de alta velocidad cercano a una estación generadora se determinara por medio de la utilización de la impedancia tanto transitoria como la subtransitoria. Generalmente, se encontrará más adecuada la impedancia transitoria para todo propósito, especialmente en circuitos de transmisión o de distribución donde se utilizan reveladores de sobrecorriente; hay

suficiente impedancia de transformadores y líneas entre dichos circuitos y las estaciones generadoras, como para que sea despreciable el efecto del cambio de la impedancia del generador. Realmente en los circuitos de distribución, con frecuencia se logra suficiente precisión suponiendo una impedancia de la fuente, que limite la corriente a la capacidad interruptiva de un interruptor, en el lado de alta tensión de un transformador de alta potencia que alimenta dicho circuito, es decir, sólo se calcula una impedancia total un poco mayor que la del transformador mismo y la del circuito que va a protegerse. Cuando interesa conocer el valor máximo posible de la corriente de falla, no se debe tomar en cuenta la resistencia de arco, a menos de arriesgar la posibilidad de que el revelador funcione defectuosamente en presencia de una falla sin resistencia.

- c) Para utilizar la parte más inversa de las curvas de tiempo del relevador, la puesta en trabajo (pick up) en función de la corriente primaria, deberá ser tan elevada como sea posible, y también, ser aún lo bastante baja como para que el relevador funcione en forma segura bajo la condición de corriente mínima de falla. El relevador deberá de funcionar a no menos de 1.5 veces su puesta en trabajo (pick up). La razón de esto es que, cuánto más se aproxima a la corriente de puesta en trabajo (pick up) el par es tan lento que un pequeño aumento en la fricción podría impedir el funcionamiento o podría aumentar demasiado el tiempo de operación. Puede ser que la relación del TC y la gama de ajuste del relevador no permitan ajustarlo para un múltiplo tan bajo de la puesta en trabajo (pick up); en ese caso el único recurso aparte del cambio del TC o del relevador, es utilizar la puesta en trabajo (pick up) máxima posible para la que pueda ajustarse el relevador.
- d) Cuando se está seleccionando la puesta en trabajo de reveladores de tiempo inverso, se deberá de considerar el efecto de la resistencia de arco. Esto se hace en una extensión limitada cuando se selecciona en forma arbitraria una corriente de puesta en trabajo menor que la corriente

a la que ocurriría con seguridad. Sin embargo, esta puesta en trabajo no debe ser muy baja. Con la probabilidad de que el arco se pudiera alargar con el viento aumentando mucho el valor de su resistencia, se deberá tomar en cuenta la resistencia de arco, cuando éste se presenta primero, cuya longitud es la distancia mínima entre conductores o a tierra. Después, lo que se deberá hacer depende del tiempo de funcionamiento del relevador de que se trata y de la velocidad del viento.

- e) Deben evitarse los relevadores con características diferentes.
- f) La puesta en trabajo (pick up) del relevador instantáneo se muestra en la figura 6.9, es un 25% más elevada que la magnitud de la corriente para una falla trifásica en el extremo lejano de la línea; el relevador no deberá ponerse en marcha con una corriente mucho menor de otro modo el relevador podría sobrealcanzar el extremo de la línea cuando la onda de la corriente de falla está completamente asimétrica. En las condiciones de la figura 6.9 se notará que el relevador operará con fallas trifásicas exteriores hasta el 70% de longitud de la línea y para fallas de fase a fase exteriores hasta el 54%.

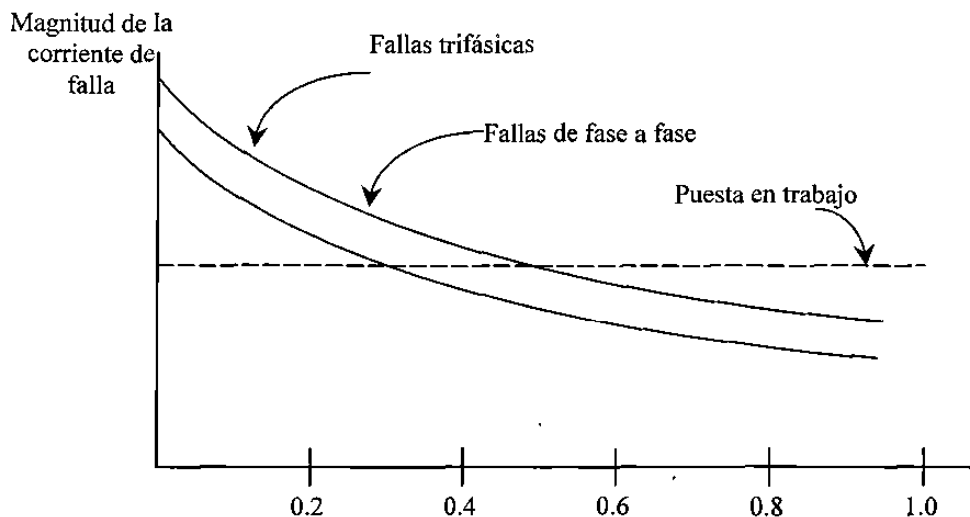


Figura 6.9 Curvas de funcionamiento

- g) El sobrealcance máximo sería de un 50% para un relevador que fuera lo bastante rápido como para responder a la magnitud instantánea de la corriente. Y ya que el valor de corriente eficaz de una onda sinusoidal completamente descentrada es  $\sqrt{3}$  veces el valor de la onda simétrica, el valor máximo de sobrealcance en porcentaje es de un 42% para relevadores que no son muy rápidos. Cuando no se dispone de los datos del sobrealcance en porcentaje, será suficiente por lo general ajustar la puesta en trabajo un 25% más elevada que el valor máximo de la corriente de falla simétrica en la cual el relevador no debe funcionar. La figura 6.10 muestra como aumenta el porcentaje de sobrealcance en un relevador a medida que aumenta el ángulo del sistema.

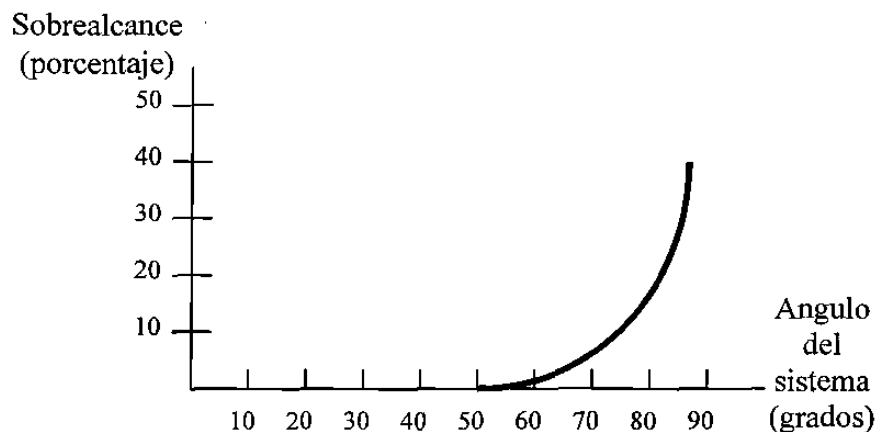


Figura 6.10 Característica de sobrealcance

## 6.9.2 RELEVADORES DE TIERRA.

A continuación se dan las siguientes recomendaciones:

- Para un relevador de tierra, se considera una falla de fase a tierra para las condiciones de máxima generación; la corriente de carga no es un factor en la selección de la puesta en trabajo (pick up) de un relevador de tierra, excepto en un sistema de distribución, donde por lo general, existe una corriente de tierra debido a la carga desequilibrada.

- b) Si existieran dos o más secciones de líneas adyacentes, se deberán de considerar fallas en el extremo de la sección que origina el flujo de la corriente mínima en la localidad del relevador que se desea ajustar.
- c) Para reveladores de tierra en líneas entre las que hay inductancia mutua, ésta deberá tomarse en cuenta en el cálculo de la magnitud de la corriente en las fallas monofásicas a tierra.
- d) La resistencia de tierra sólo nos interesa en las fallas a tierra, agregándose a la resistencia de arco.

## **6.10 FACTORES QUE AFECTAN EL AJUSTE.**

### **6.10.1 ERRORES TRANSITORIOS DE LOS TC'S.**

El problema principal causado por los errores transitorios de los transformadores de corriente es su efecto sobre los relevadores de sobrecorriente de tierra rápidos y sensibles. Este trastornado efecto, llamado a menudo “corriente residual falsa” consiste en el flujo de grandes corrientes transitorias a través de la bobina del relevador de tierra en el neutro de los transformadores de corriente. Esto sucede porque los transformadores de corriente tienen errores diferentes debido a la componente de corriente directa descentrada desigual en las corrientes primarias de falla, o debido a cantidades distintas de magnetismo remanente. Como consecuencia, si la corriente de falla a tierra está muy limitada por la impedancia del neutro y es necesario utilizar relevadores de tierra muy sensibles para detectar en forma segura las fallas a tierra, estos relevadores deberán tener acción retardada o pudieran funcionar en forma inadecuada en corrientes elevadas de fallas entre fases.

### **6.10.2 RESISTENCIA DE ARCO Y DE TIERRA.**

La resistencia de arco es la oposición al paso de la corriente en el momento de producirse el arco. La resistencia de arco puede o no existir. En ocasiones puede presentarse una falla metálica sin arco.

El valor máximo de los volts eficaces por pie de longitud del arco dado por cualquiera de los datos para todas las corrientes de arco mayores de 1000 amperes eficaces es alrededor de 550.

Para corrientes debajo de 1000 amperes, se utiliza la ecuación:

$$V = \frac{8750}{I^{0.4}}$$

La cual da el valor máximo comunicado de volts eficaces (V) por pie de longitud para cualquier valor de la corriente eficaz de arco (I); de esta ecuación se obtendrán los valores superiores a 550 en bajas corrientes. Esta ecuación dará un promedio bastante bueno de todos los datos disponibles para cualquier valor de la corriente de arco.

Para tomar en cuenta el alargamiento del arco por el viento, puede utilizarse la siguiente ecuación:

$$L = 3vt + L_0$$

donde:

$L$  - longitud del arco (pies)

$V$  - velocidad del viento (millas por hora)

$t$  - tiempo, después de que se inició el arco (segundos)

$L_0$  - longitud inicial del arco, esto es, la distancia mínima entre conductores o a través de un aislador, (pies).

Será evidente que existen límites para la aplicación de esta ecuación, ya que hay límites para el alargamiento de un arco, sea hasta su restablecimiento o su extinción.

La resistencia de tierra es la resistencia en la tierra. Esta resistencia se agrega a la de arco. Cuando no se utilizan hilos de guarda, o cuando éstos están aislados de las torres o polos, la resistencia de tierra es la resistencia de la torre o "zócalo del polo" en la localidad donde ha ocurrido la falla más la resistencia de la tierra de regreso a la fuente. Cuando los hilos de guarda se conectan a las torres de acero o a las conexiones de puesta a tierra en los postes de madera, el efecto es parecido al que resultaría si todas las resistencias de tierra se conectaran en paralelo, lo que origina que la resistencia de tierra resultante sea despreciable. Los datos publicados de la impedancia de secuencia cero no incluyen el efecto de la resistencia de tierra de las torres.



En ocasiones, un conductor se rompe y cae tierra. La resistencia de contacto de tierra de una falla semejante puede ser mucho más elevada que la resistencia de tierra de las torres donde por lo general se obtiene resistencia relativamente baja con varillas de tierra o tomas de tierra equilibradas. La resistencia de contacto depende de la geología de una localidad dada, si la tierra es húmeda o seca, y si es seca, que tan elevada es la tensión; ésta toma una cierta cantidad de la tensión para perforar el aislamiento de la superficie.

La resistencia de tierra puede variar dentro de límites tan amplios que lo práctico será utilizar los valores medidos para cualquier localidad dada.

### 6.10.3 SOBREALCANCE.

El “sobrealcance” es la tendencia de un relevador a ponerse en operación en las fallas a mayor distancia de la que se esperaría si se desprecia el efecto de la simetría de la corriente de falla.

Los relevadores de atracción magnética son los más afectados por la asimetría de las fallas que los relevadores de inducción, y algunos de estos los son más que otros.

El sobrealcance en porcentaje es un término que describe el grado en el cual existe la tendencia, y se ha definido tal y como sigue:

$$\text{Sobrealcance en porcentaje} = 100 \left( \frac{A - B}{A} \right)$$

Donde:

A – Corriente de puesta en trabajo (pick up) del relevador (amperes eficaces de estado estable).

B – Amperes eficaces en estado estable que en cuanto se inicie la simetría total pondrán en operación el relevador.

El sobrealcance en porcentaje aumenta a medida que se incrementa la relación de reactancia a resistencia de la impedancia que limita la corriente de falla, o bien, en otras palabras, a medida que aumenta la constante de tiempo de la componente de corriente directa más pronto originará la operación del relevador. Con lo anterior se hace evidente

que, siendo iguales otras condiciones cuanto más rápido es un relevador tanto mayor será su sobrealcance en porcentaje.

## 6.11 COORDINACIÓN.

### 6.11.1 CIRCUITOS RADIALES.

Como primer paso se selecciona la puesta en trabajo (pick up) del relevador, de tal manera que:

1. Funcione con todos los cortocircuitos en su propia línea.
2. Proporcione protección de respaldo para los cortocircuitos en los elementos del sistema adyacentes.

Si el elemento adyacente es una sección de línea, el relevador se ajusta para ponerse en trabajo con una corriente algo menor que la que recibe por un cortocircuito en el extremo más lejano de esta sección de línea en condiciones de mínima generación, que provocarían el mínimo flujo de corriente en la localidad del relevador. Lo anterior se muestra en la figura 6.11

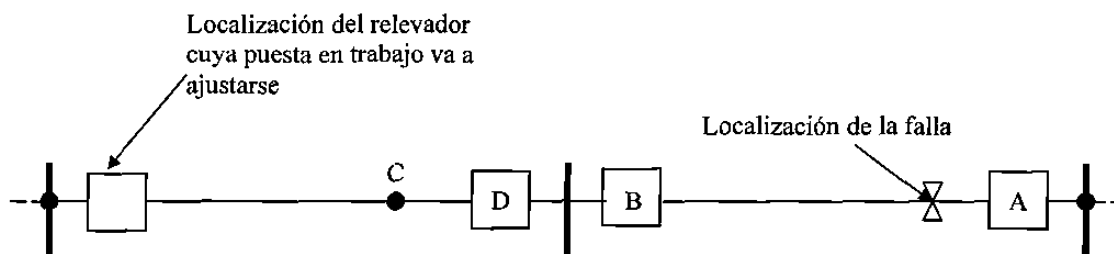


Figura 6.11 Localización de la falla para el ajuste de la puesta en trabajo de la protección de respaldo.

Para asegurar la selectividad bajo cualquier circunstancia, la puesta en trabajo (pick up) de cualquier relevador dado, deberá de ser algo más elevada que la de los otros relevadores más cercanos a la falla y con los que debe ser selectivo el relevador dado.

El segundo paso consiste en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, esto es, ajustar la acción retardada para obtener selectividad con los

reveladores de los elementos inmediatamente adyacentes del sistema. Este ajuste deberá hacerse para las condiciones de flujo de máxima corriente en la localidad del revelador.

Para saber que diferencia debe de existir entre los tiempos de funcionamiento de dos reveladores para asegurar la selectividad, tomaremos como base los elementos que intervienen en la figura 6.11. Para la falla que se muestra, el revelador localizado en el interruptor 2 debe cerrar sus contactos, y el interruptor 2 debe disparar e interrumpir el flujo de la corriente de cortocircuito antes de que el revelador en el interruptor 1 pueda cerrar sus contactos. Además, ya que el revelador en el interruptor 1 puede “sobrecorrer” un poco después de que cesa el flujo de la corriente de cortocircuito, deberá hacerse también una previsión para esta cobrecarrera. Se puede expresar el tiempo de funcionamiento del revelador requerido en el interruptor 1 en función del tiempo de funcionamiento del revelador en el interruptor 2 por la formula siguiente:

$$T_1 = T_2 + B_2 + O_1 + F$$

Donde:

$T_1$  - tiempo de funcionamiento del revelador en 1

$T_2$  - tiempo de funcionamiento del revelador en 2

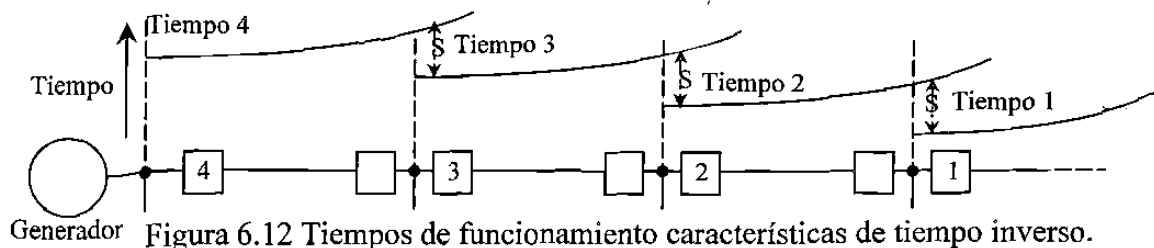
$B_2$  - tiempo de interrupción del cortocircuito del interruptor en 2

$O_1$  - tiempo de sobrecarrera del revelador en 1

$F$  - tiempo del factor de seguridad

El tiempo de sobrecarrera será diferente para reveladores de sobrecorriente diferentes y para diferentes múltiplos de la puesta en trabajo, pero para los tipos de tiempo inverso utilizados generalmente, puede suponerse un valor de casi 0.1 segundos. En general, será suficiente un valor de 0.2 a 0.3 segundos para la sobrecarrera más el factor de seguridad, pero pueden utilizarse valores más bajos donde se dispone de datos precisos.

Para analizar las curvas de tiempo contra distancia para los relevadores que han sido ajustados, se utiliza la figura 6.12.



El tiempo  $S$ , llamado el “intervalo de tiempo selectivo”, es la suma de los tiempos del interruptor, la sobrecarrera, y el factor de seguridad. Una línea vertical dibujada a través de cualquier localización de falla supuesta intersectará las curvas de tiempo de funcionamiento de diversos reveladores y mostrara de esa manera el tiempo en el que funcionaría cada revelador si la corriente de cortocircuito continuase fluyendo por ese período de tiempo.

Los reveladores están ajustados en orden para iniciar con el revelador en el interruptor 1 y trabajar de regreso hacia el relevador del interruptor 4. Esto es evidente considerando que el ajuste de la selectividad de cada revelador depende del ajuste del revelador con el que debe ser selectivo. El ajuste debe iniciarse en el revelador eléctricamente más distante de la fuente de generación, y trabajar entonces de regreso hacia dicha fuente.

Debido al efecto de circuitos paralelos, fluirá menor cantidad de corriente si el interruptor “A” se encuentra cerrado. El relevador en consideración será ajustado para funcionar si el interruptor “A” falla al abrir.

Bajo ciertas circunstancias, el relevador obtendrá menor corriente para una falla de fase a fase en “C” con el interruptor “D” cerrado y bajo condiciones de mínima generación.

La impedancia de los generadores aumenta de la subtransitoria a la síncrona a medida que el tiempo crece desde el instante en que ocurre el cortocircuito. El valor de impedancia que se utiliza al calcular la magnitud de la corriente de cortocircuito para propósitos de protección depende de:

1. La velocidad de funcionamiento del revelador en consideración.
2. La cantidad por la que afecta la impedancia del generador de la magnitud de la corriente de cortocircuito.
3. Del ajuste particular del revelador involucrado.

Por lo general, la impedancia que limita la magnitud de la corriente de cortocircuito contiene tanta impedancia de transformadores y líneas que el efecto del cambio de la impedancia del generador se considera despreciable.

### 6.11.2 CIRCUITOS EN ANILLO.

El procedimiento que se sigue para la coordinación de un sistema en anillo como el que se muestra en la figura 6.13. El orden en que se ajustarán los relevadores “que ven” una trayectoria alrededor del anillo es 1-2-3-4-5, y viendo la otra trayectoria alrededor del anillo a-b-c-d-e. Por lo general, se emplearán relevadores direccionales de sobrecorriente como se indica por las flechas de una punta que señalan en la dirección del flujo de la corriente de falla para la que debería disparar el relevador. Solamente los relevadores en “e” y “5” podrán ser o no direccionales como se muestra por las flechas de dos puntas. El relevador 1, por ejemplo, debe recibir como mínimo 1.5 veces su corriente de puesta en trabajo para una falla de fase a fase en el extremo lejano de su línea con el interruptor “e” abierto y con mínima generación.

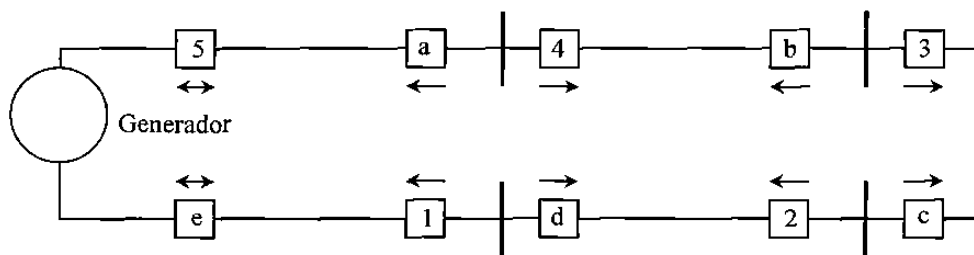


Figura 6.13 Orden para el ajuste de los relevadores en un sistema de anillo

La primera complicación en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente en circuitos en anillo, surge cuando los generadores se encuentran localizados en varias estaciones alrededor del anillo. El problema entonces es en donde empezar. Y en fin, cuando los circuitos de un anillo forman parte de otros anillos, el problema se hará más difícil. El método de tanteos es el único camino para proceder con dichos circuitos.

### 6.11.3 RECIERRE AUTOMÁTICO.

La experiencia ha demostrado que del 70% al 95% de todas las fallas de líneas de transmisión, subtransmisión y distribución de alta tensión no son permanentes si se desconecta del sistema en forma rápida el circuito defectuoso. Esto se debe a que la mayor parte de las fallas de las líneas se originan por las descargas atmosféricas, y si se

evita que el arco que sucede en la falla dure mucho tiempo como para dañar en forma perjudicial conductores y aisladores, la línea puede regresar al servicio en forma inmediata.

El recierre automático por lo general se aplica a todos los tipos de circuitos. Las líneas de subtransmisión que tiene protección de sobrecorriente por lo general equipo de recierre múltiple, con equipo suplementario de “comprobación de sincronismo” en un extremo. El equipo de comprobación de sincronismo es un equipo de relevadores que permite cerrar un interruptor sólo si las partes que van a conectarse por éste están en sincronismo. En líneas radiales no se requiere este equipo.

En sistemas de distribución en los que se incluye la selectividad con fusibles de circuitos derivados, también se utiliza el recierre múltiple. Los relevadores de sobrecorriente instantáneos y de tiempo inverso están arreglados en tal forma que cuando ocurre una falla, el relevador instantáneo funciona para dispara el interruptor antes de que pueda quemarse un fusible de un circuito derivado, y se recierra entonces en forma inmediata al interruptor.

Sin embargo, después de la primera salida, los relevadores instantáneos salen de servicio en forma automática, de tal manera que si la falla persistiera los relevadores de tiempo inverso tendrían que funcionar para disparar el interruptor. Esto da tiempo para que se quemé el fusible del circuito derivado del circuito defectuoso, si suponemos que la falla está más allá de este fusible. En esta forma, se disminuye el costo del reemplazamiento de los fusibles quemados del circuito derivado.

# 7

## RELEVADORES DE DISTANCIA

### 7.1 INTRODUCCIÓN.

Las líneas de transmisión son los elementos que presentan la mayor parte de las fallas en la red, ya que están expuestos por su longitud al medio ambiente y a las condiciones climatológicas. El 95% de las fallas ocurren de una de las fases a tierra, por descargas atmosféricas, por problemas de aislamiento, por hilos de guarda caídos, etc.

La protección de las líneas de transmisión deberá de reunir ciertos requisitos:

a) Selectivos

Esto indica que solo se deberá de liberar el tramo de la línea afectado por la falla.

b) Operación rápida.

La protección deberá de actuar de forma rápida para reducir los problemas de estabilidad y los daños se reduzcan al mínimo.

c) Flexibilidad.

La protección deberá de permitir que la red continúe operando con los cambios efectuados después de ocurrir la falla.

Para determinar la distancia de la falla se hace uso de la ley de Ohm y su cálculo se basa en el voltaje y la corriente que existe al ocurrir el cortocircuito.

El relevador establece la distancia a un cortocircuito comparando la corriente en los conductores con el potencial entre los mismos, así como su ángulo de fase.

## 7.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

El relevador óhmico o de distancia opera con tres variables: voltaje, corriente y ángulo de fase.

El elemento de corriente está dispuesto de manera que su par cierra los contactos del relevador. El elemento de voltaje está dispuesto de manera que su par, en tanto el voltaje permanezca aplicado, tenderá a vencer el par del elemento de corriente impidiendo que cierren los contactos del relevador.

Estos elementos responden como mínimo a tres de cuatro cantidades que originan el par:

1. Voltaje – Par proporcional a  $E^2$ .
2. Corriente – Par proporcional a  $I^2$ .
3. Producto – Par proporcional a  $EI$ .
4. Par del resorte de control.

La manera más simple de visualizar como manipula el relevador estas cantidades es la siguiente:

Los dos elementos del relevador, bobina de voltaje y bobina de corriente, están balanceados uno con respecto al otro, por lo tanto el circuito consta de dos ramas, una que va a la bobina de voltaje la cual tiene una resistencia fija y que por tanto toma la corriente que es proporcional al voltaje. La otra rama consiste de la bobina de corriente en serie con la sección de línea protegida y que representa por lo tanto una rama con resistencia variable.

El valor de esta resistencia depende de la localización del cortocircuito y las bobinas están diseñadas de tal manera que la de corriente vencerá a la de voltaje cuando está resistencia sea menor que un valor preestablecido.

Sobre la base de lo anterior, cuando la resistencia de una rama sea mayor que aquella requerida para balancear el relevador, éste no operará, es decir, cuando ocurra una falla más allá de la zona de protección de una línea el relevador no se activará. De la misma manera, cuando la resistencia sea menor que aquella que representa a la línea protegida, es decir, cuando el cortocircuito este más cerca del relevador, el desbalance será más pronunciado y la acción del relevador será más positivo.



## 7.2.1 ECUACIÓN GENERAL DEL PAR DE UN ELEMENTO OHMICO.

$$T = \pm K_1 E^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 E I f(\gamma, \theta) \pm K_4$$

Las reglas convencionales para esta ecuación son:

- El par que cierra los contactos es positivo.
- $K_1, K_2, K_3$ , son constantes de diseño, independientes, y que pueden emplearse con uno u otro signo y alterarse en magnitud para satisfacer condiciones.
- $K_4$  simboliza el par del resorte y es invariable.
- $\gamma$  es el ángulo de par máximo y es de diseño.
- $E, I, \theta$  son parámetros eléctricos suministrados al relevador.
- $\gamma, \theta$  son ángulos que indican que tanto va  $I$  atrás de  $E$ .

Los confines de funcionamiento del relevador están determinados por la condición  $T = 0$ , es decir, cuando el par de operación positivo sea igual al par de operación negativo. A continuación se muestran las ecuaciones del par para cada tipo de relevador:

- $$T = K_2 I^2 - K_3 I^2 X \quad T = 0$$

$$K_2 I^2 - K_3 I^2 X = 0 \quad X = \frac{K_2}{K_3} \quad \text{Elemento Reactancia}$$
- $$T = K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2 \quad T = 0$$

$$K_2 I^2 - K_1 I^2 Z^2 = 0 \quad Z = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \quad \text{Elemento Impedancia}$$
- $$T = K_3 I^2 Z \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2 \quad T = 0$$

$$K_3 I^2 Z \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2 = 0 \quad \text{Sí } \gamma = 60^\circ$$

$$Z = \left( \frac{K_3}{K_1} \right) \text{Sen}(150^\circ - \theta) \quad \text{Elemento Admitancia.}$$
- $$T = K_3 E I \text{Sen}(90^\circ + \gamma - \theta)$$

$T (+)$  para valores de  $\theta$  de  $0^\circ$  hasta  $150^\circ$  Elemento direccional

$T (-)$  para valores de  $\theta$  de  $150^\circ$  hasta  $330^\circ$

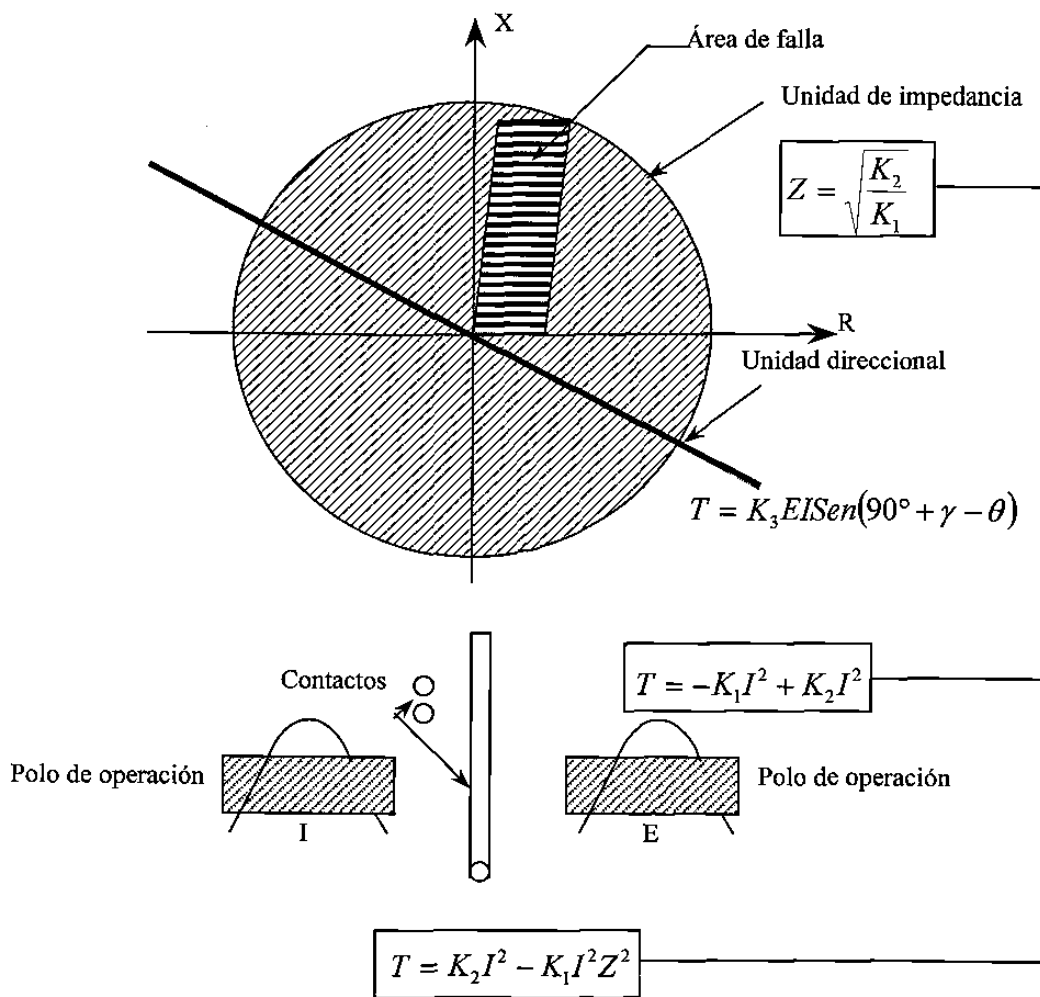


Figura 7.1 Diagrama R-X elemento impedancia

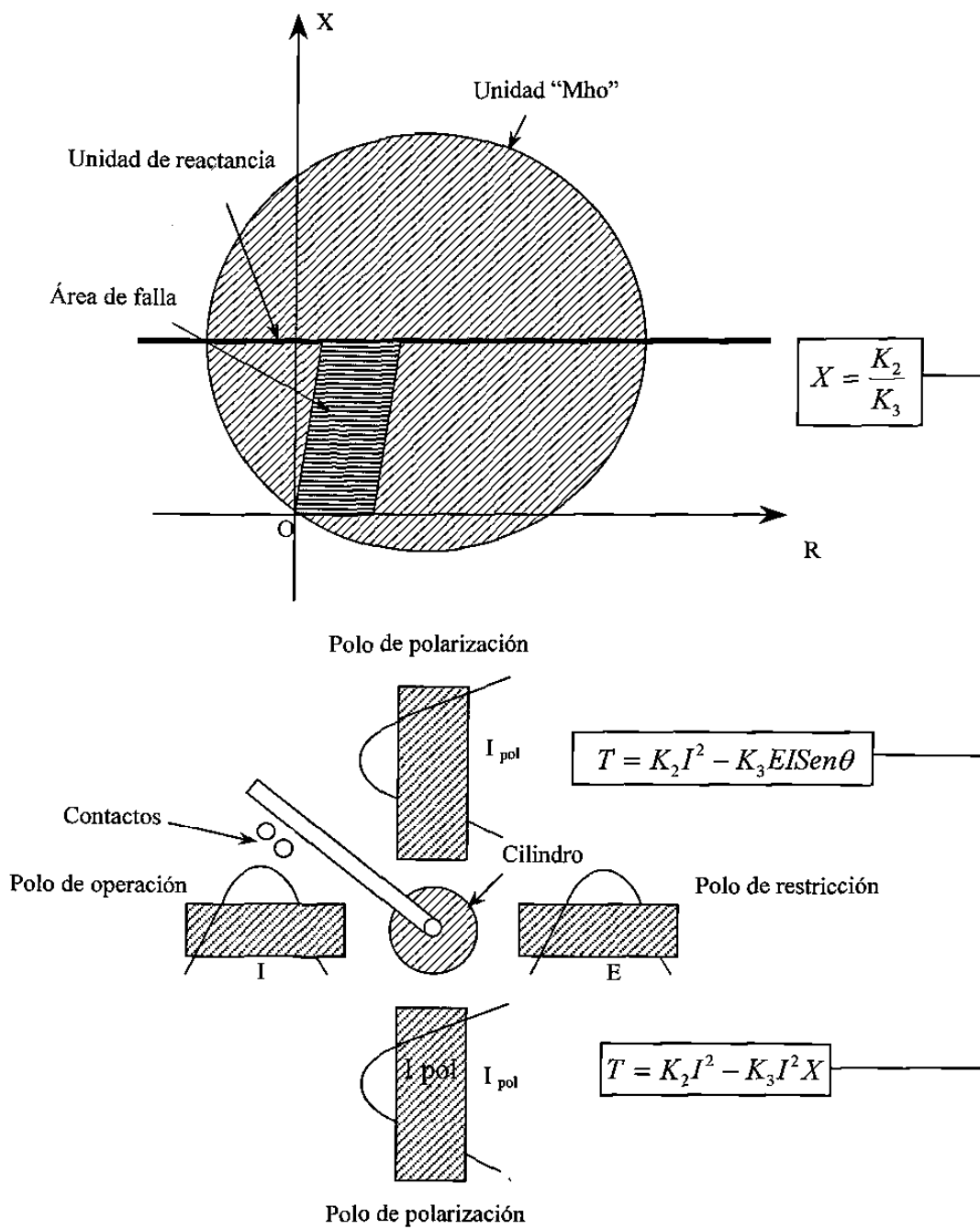


Figura 7.2 Diagrama R-X elemento Reactancia

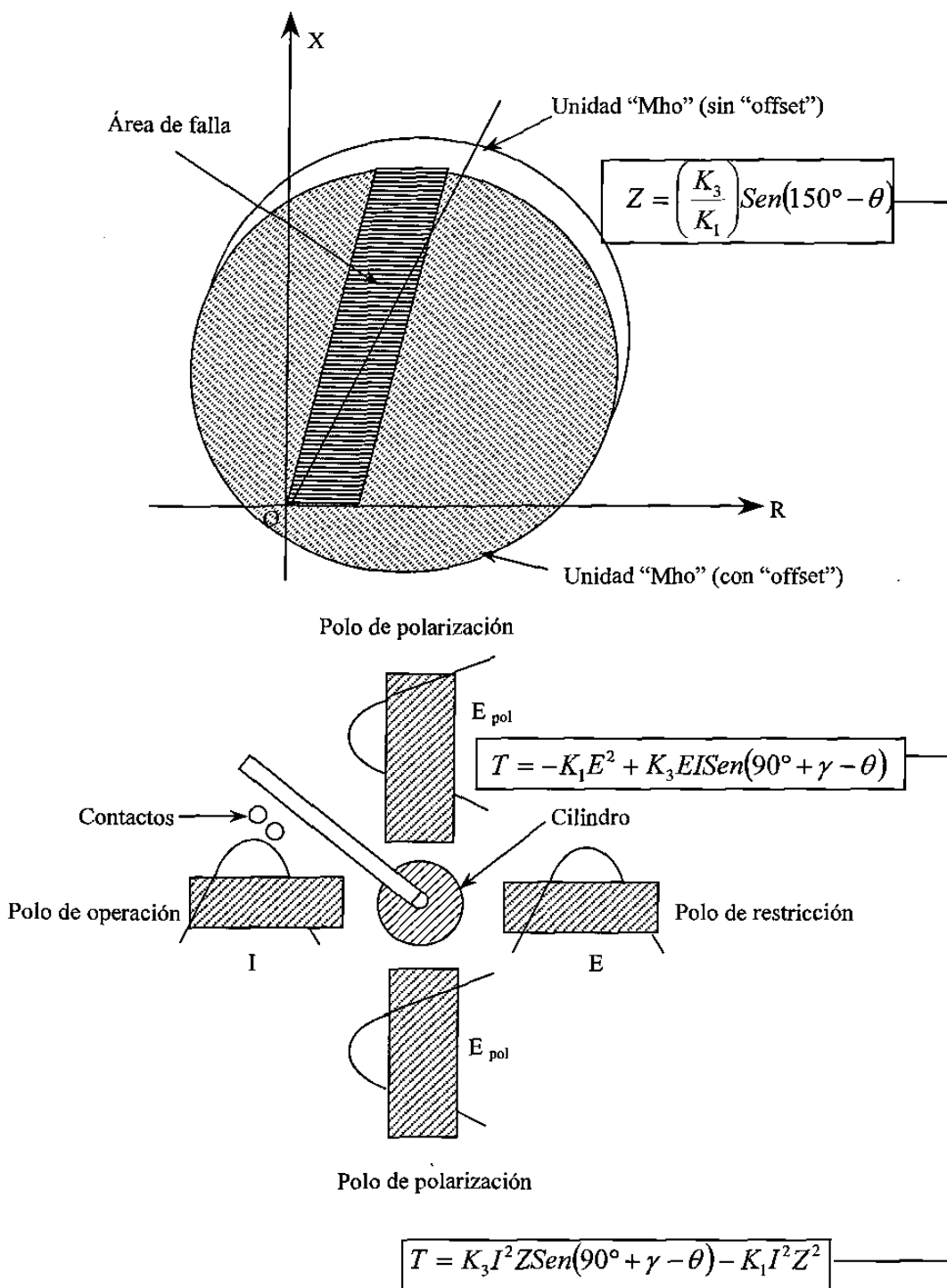


Figura 7.3 Diagrama R-X elemento Admitancia

### 7.3 TIPOS DE RELEVADORES DE DISTANCIA.

a) Tipo Reactancia.

Se utiliza para protección de líneas cortas. Ya que no es afectado por la resistencia de la falla, dicha resistencia puede ser de un valor muy grande comparada con la impedancia de la línea.

b) Tipo Admitancia (tipo “Mho”).

Se aplica para la protección de líneas de mayor longitud, ya que es ajustable para proteger una sección determinada de la línea, este relevador es menos afectado por otras condiciones anormales del sistema que no sean propiamente una falla en la línea.

c) Tipo Impedancia (tipo “Ohm”).

Se utiliza para la protección de líneas de longitud moderada, este relevador es afectado por la resistencia del arco.

### 7.4 TIPOS DE FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

En sistemas aterrizados pueden ocurrir fallas de los siguientes tipos:

- Una fase a tierra ( $1\phi - T$ )
- Entre fases ( $2\phi$ )
- Dos fases a tierra ( $2\phi - T$ )
- Trifásicas ( $3\phi$ )
- Trifásicas a tierra ( $3\phi - T$ )

Al ocurrir cualquiera de estas fallas en una línea de transmisión se producirán voltajes y corrientes de cortocircuito. Por consiguiente habrá relevadores de distancia destinados a proteger la línea contra fallas que no involucren la tierra (fallas  $3\phi$  y  $2\phi$ ) y que se conocen como relevadores de distancia de fase.

Los relevadores que protegen la línea contra fallas a tierra ( $1\phi - T$ ) se denominan relevadores de distancia de tierra.

Aunque se usa el mismo relevador para proteger contra fallas  $2\phi$  y  $3\phi$ , éste no medirá la misma distancia para ambos tipos de falla aunque ocurriesen en el mismo punto. Por ejemplo si tenemos un relevador de distancia de fase alimentado con la corriente de fase "B" y el voltaje entre las fases "B" y "C". La impedancia que medirá el relevador es:

$$Z = \frac{V_{bc}}{I_b} = \frac{V_b - V_c}{I_b}$$

Por lo tanto, usando las componentes simétricas:

$$Z = \frac{(a^2 I_1 Z_1 + a I_2 Z_2 + I_0 Z_0) - (a I_1 Z_1 + a^2 I_2 Z_2 + I_0 Z_0)}{a^2 I_1 + a I_2 + I_0} = \frac{(a^2 - a)(I_1 Z_1 - I_2 Z_2)}{a^2 I_1 + a I_2 + I_0}$$

En una línea de transmisión  $Z_1 = Z_2$

$$Z = \frac{Z_1(a^2 - a)(I_1 - I_2)}{a^2 I_1 + a I_2 + I_0}$$

Para el caso de una falla entre las fases "B" y "C".

$$I_2 = -I_1$$

$$I_0 = 0$$

Por lo tanto:

$$Z = \frac{2I_1 Z_1(a^2 - a)}{I_1(a^2 - a)}$$

$$\underline{Z = 2Z_1}$$

Para una falla trifásica:

$$I_2 = I_0 = 0$$

Así que,

$$Z = \frac{I_1 Z_1(a^2 - a)}{a^2 I_1} = Z_1(1 - a^2)$$

$$Z = \sqrt{3}Z_1 \angle 30^\circ$$

La impedancia que se le presenta al relevador difiere no sólo en magnitud para las dos condiciones de falla, sino también en fase.

Es necesario por consiguiente proporcionar alguna forma de compensación, de tal forma que la impedancia que se le presente al relevador sea siempre la misma para ambas condiciones de falla.

Consideremos el caso en el que la corriente inyectada al relevador sea la diferencia de las corrientes en las dos fases falladas:

$$I_b - I_c = (a^2 I_1 + a I_2 + I_0) - (a I_1 + a I_2 + I_0) = (a^2 - a)(I_1 - I_2)$$

La impedancia que se le presenta al relevador es entonces:

$$Z = \frac{Z_1(a^2 - a)(I_1 - I_2)}{(a^2 - a)(I_1 - I_2)}$$

$$\underline{Z = Z_1}$$

Esta ecuación es independiente de las componentes de secuencia de la corriente. El relevador está compensado totalmente, a que para ambos tipos de falla, aún en el caso de que éstas involucren tierra, al relevador siempre se le presentará la misma impedancia  $Z_1$ . Esa compensación para los relevadores de distancia de fase se le conoce como “Corriente Delta”.

Un relevador de distancia de tierra, tendrá aplicado el voltaje de fase a tierra y la corriente correspondiente a la fase fallada. Para una falla de fase a tierra en la fase “A”, la impedancia que se le presenta al relevador es:

$$Z = \frac{V_A}{I_A}$$

$$Z = \frac{I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0}{I_1 + I_2 + I_0}$$

La relación entre las componentes de secuencia de fase de la corriente para una falla de este tipo es:

$$I_1 = I_2 = I_0$$

Esta relación es válida cuando la línea constituye la única trayectoria hacia la falla. De aquí que la impedancia que se presenta al relevador, para  $Z_1 = Z_2$  será:

$$Z = \frac{2Z_1 + Z_0}{3}$$

$$Z = Z_e$$

“ $Z_e$ ” es la impedancia de la trayectoria que se le presenta a la falla.

Cuando la falla se presenta en un sistema que interconecta a varias fuentes o está aterrizado en varios puntos, o al existir ambas condiciones, la relación  $I_1 = I_2 = I_0$  ya no se cumple para las corrientes en la línea, aunque siga siendo cierta para las corrientes de

falla, el relevador de distancia de tierra que es alimentada de esta forma, no medirá “ $Z_e$ ”, ya que el valor de la impedancia depende ahora del número de fuentes y del número de neutros aterrizados en el momento de la falla. Para compensar al relevador por la presencia de corrientes en las otras fases no falladas, el voltaje aplicado al relevador es:

$$V_A = I_1 Z_1 + I_2 Z_2 + I_0 Z_0$$

Sumando y restando  $I_0 Z_1$  en el segundo miembro, y tomando en cuenta que  $Z_1 = Z_2$  tendremos:

$$V_A = (I_1 + I_2 + I_0) Z_1 + I_0 (Z_0 - Z_1) = I_A Z_1 + \frac{I_A + I_B + I_C}{3} (Z_0 - Z_1) = I_A Z_1 + (I_A + I_B + I_C) \left( \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right) Z_1$$

$$Z = Z_1 = \frac{V_A}{I_A + 3I_0 \left( \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right)}$$

Entonces, si al relevador se le aplica un voltaje  $V_A$ , y la corriente de la fase fallada más una fracción  $(Z_0 - Z_1)/3Z_1$  de la corriente residual  $3I_0$ , la impedancia que se le presenta al relevador es igual a  $Z = Z_1$ . A este tipo de compensación se le conoce como “Compensación Residual”.

De esta manera, es como se le suministra la información a los relevadores de distancia tanto de fase como de tierra, y será a partir de estos parámetros que reciben, la forma en como serán capaces de dar el sitio exacto del punto donde ha ocurrido la falla.

Generalmente los relevadores de distancia actuales son del tipo monofásico, es decir, que se emplean tres relevadores para protección contra fallas entre fases y tres para protección contra fallas a tierra, cada uno recibiendo voltajes y corrientes adecuadas a las fases que protege.

Del arreglo de seis relevadores de distancia sólo uno, ya sea de fase o de tierra recibirá los parámetros de voltaje, corriente y ángulo correspondiente al tipo de falla ocurrida, exceptuando la falla trifásica.

Solamente este relevador medirá con cierta precisión la distancia a la falla, porque ese relevador es el que está relacionado directamente con las fases o la fase fallada.



## 7.5 ESTRUCTURA DEL RELEVADOR DE DISTANCIA.

Para relevadores de alta velocidad la estructura más apropiada es la “Copa de Inducción” ó “Cilindro de Inducción”.

El elemento móvil es un cilindro metálico hueco que gira sobre su propio eje, y lleva montado el contacto móvil. El elemento que produce el par, consiste de cuatro o más polos, colocados radialmente alrededor de la parte exterior del cilindro y unidos por un núcleo de hierro. Para reducir el entrehierro sin aumentar la inercia, se introduce un núcleo estacionario de hierro dentro del cilindro o copa rotativa.

En el elemento admitancia o “unidad Mho” los polos son energizados con voltaje para producir el flujo de polarización. El capacitor en serie provee la “memoria”. El polo frontal se energiza con corriente y el posterior con voltaje. A esta estructura puede llamársele “elemento direccional con retención de voltaje”.

Dos de los polos tienen devanados energizados con potencial que producen un flujo, el cual induce corrientes de “eddy” en el cilindro de inducción o rotor, el cual reacciona con los flujos de los otros dos polos; de éstos, uno tiene dos devanados alimentados con corrientes provenientes de dos de las fases de forma que generan un flujo proporcional a la suma de su “delta”. El otro polo es energizado por el potencial entre el mismo par de fase.

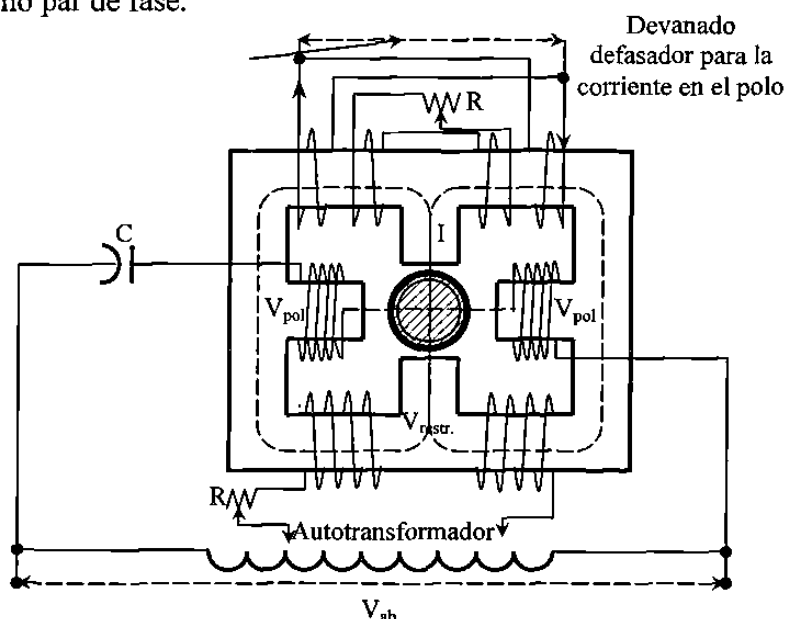
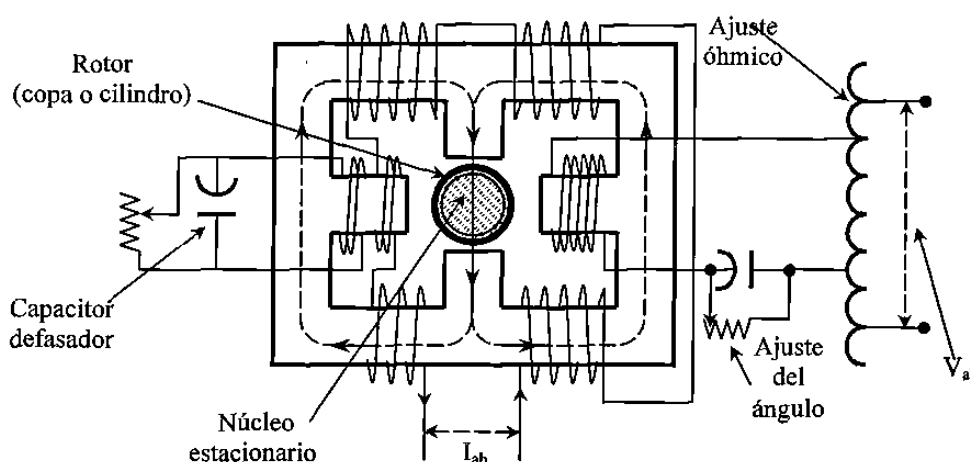


Figura 7.4 Elemento Direccional (Unidad Mho) tipo Reactancia

El elemento reactancia o “unidad Ohm” es un cilindro de inducción de cuatro polos, las bobinas de corriente producen un flujo en los polos frontal, posterior, y en el polo del lado derecho. El flujo en el polo lateral está desfasado con respecto al frontal y posterior, debido a un devanado secundario cuya trayectoria se cierra a través de una impedancia defasadora, y la interacción de los dos flujos produce un par de operación proporcional al cuadrado de la corriente y que tiende a cerrar los contactos.

La bobina de voltaje en el polo lateral izquierdo, produce un flujo el cual interactúa con el flujo de los polos frontal y posterior, para producir un par de retención proporcional a la potencia reactiva inductiva, o sea,  $VISen\theta$  en donde “V” s el voltaje del relevador, “I” es la corriente y “ $\theta$ ” es el ángulo de la corriente atrás el voltaje. Para que opere el elemento reactancia, el par de operación deberá ser mayor que el par de retención.



Nota: Se muestra con línea punteada las trayectorias del flujo debido al devanado de corriente, el cual es doble, una parte lleva la  $I_a$  y la otra lleva  $I_b$

Figura 7.5 Cilindro de Inducción (unidad “Ohm”) tipo Reactancia.

## 7.6 DEDUCCIÓN DE CANTIDADES QUE RECIBEN LOS (21).

Para analizar el comportamiento de éste relevador, se considera un sistema de potencia en términos de un equivalente con dos fuentes enlazadas por la línea de transmisión. Los voltajes que se generan en las dos fuentes se suponen iguales en

magnitud y en ángulo. Las impedancias equivalentes a la izquierda y a la derecha de la falla son las que a la postre limitarán la corriente de falla a los valores reales conocidos. La falla ocurre en dirección del disparo del relevador.

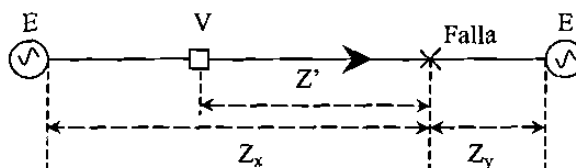


Figura 7.6 Sistema de equivalente con dos fuentes enlazadas por una L.T.

A continuación se da la nomenclatura, para identificar ciertos valores y combinaciones de las cantidades:

$Z$  – Impedancia del sistema, vista a ambos lados de la falla:

$$Z = \frac{Z_x Z_y}{Z_x + Z_y}$$

$C$  – Relación de la corriente en el relevador,  $I$ , a la corriente total en la falla:

$$C = \frac{Z_y}{Z_x + Z_y}$$

$Z'$  – Impedancia “vista” por el relevador.

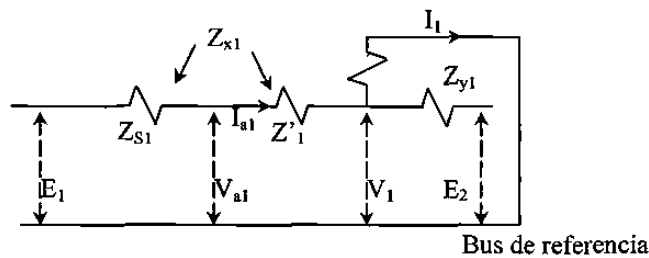
$Z_x$  – Suma de la impedancia del sistema atrás del relevador más la impedancia desde la localización de éste hasta el punto de falla.

$Z_y$  – Impedancia del sistema delante de la falla.

$R_f$  – Resistencia de la falla.

Los subíndices a, b y c denotan las fases A, B y C. Y los subíndices 1, 2 y 0 las secuencias positiva, negativa y cero.

Una vez dada la nomenclatura, se procede a deducir las cantidades que recibe un relevador de distancia, dependiendo del tipo de falla que se presente a lo largo de la línea de transmisión (falla  $3\phi$ , falla  $2\phi$ , falla  $1\phi$ ).

FALLA 3 $\phi$ Figura 7.7 Red de secuencia positiva para una falla 3 $\phi$ .

$$Z_1 = \frac{Z_{x1}Z_{y1}}{Z_{x1} + Z_{y1}}$$

$$C_1 = \frac{Z_{y1}}{Z_{x1} + Z_{y1}}$$

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1 + Rf}$$

$$I_{a1} = \frac{Z_{y1}I_1}{Z_{x1} + Z_{y1}} = C_1 I_1 = C_1 \frac{E_1}{Z_1 + Rf}$$

$$V_1 = I_1 Rf = \frac{E_1 Rf}{Z_1 + Rf}$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z'_1 = \frac{E_1 Rf}{Z_1 + Rf} + C_1 \frac{E_1 Z'_1}{Z_1 + Rf} \Rightarrow I_{a1} = \frac{C_1}{K}$$

$$V_{a1} = \frac{Rf}{K} + \frac{C_1 Z'_1}{K}$$

$$KI_{a1} = C_1 \Rightarrow KI_{a2} = 0 \Rightarrow KI_{a0} = 0$$

$$KV_{a1} = C_1 Z'_1 + Rf \Rightarrow KV_{a2} = 0 \Rightarrow KV_{a0} = 0$$

Sustituyendo estos valores de falla 3 $\phi$  en las ecuaciones generales de secuencia:

$$KI_a = C_1$$

$$KI_b = a^2 C_1$$

$$KI_c = a C_1$$

$$KV_a = C_1 Z'_1 + Rf$$

$$KV_b = a^2 (C_1 Z'_1 + Rf)$$

$$KV_c = a (C_1 Z'_1 + Rf)$$

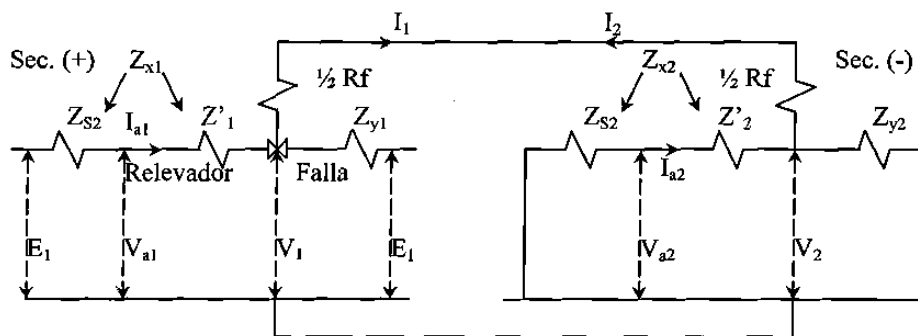
FALLA 2 $\phi$ .

Figura 7.8 Redes de secuencia fase "A" para falla entre fases "B" y "C"

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2 + Rf} \Rightarrow Z_1 = Z_2 \Rightarrow I_1 = \frac{E_1}{2Z_1 + Rf} \Rightarrow \frac{1}{K} = \frac{E_1}{2Z_1 + Rf}$$

$$V_1 = (I_1 - I_2) \left( \frac{Rf}{2} \right) - I_2 Z_2 \Rightarrow I_1 = -I_2 \Rightarrow V_1 = I_1 Rf + I_1 Z_1$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z'_1 \Rightarrow I_{a1} = C_1 I_1 = \frac{C_1}{K} \Rightarrow V_{a1} = I_1 (C_1 Z'_1 + Z_1 + Rf) = \left( \frac{1}{K} \right) (C_1 Z'_1 + Z_1 + Rf)$$

$$KV_{a1} = C_1 Z'_1 + Z_1 + Rf$$

$$KI_{a1} = C_1$$

$$V_2 = -I_2 Z_2 = I_1 Z_1$$

$$V_{a2} = V_2 + I_{a2} Z'_2 \Rightarrow Z'_1 = Z'_2 \Rightarrow I_{a2} = C_2 I_2 \Rightarrow V_{a2} = I_1 Z_1 + C_2 I_2 Z'_2 \Rightarrow C_2 I_2 = -C_1 I_1$$

$$V_{a2} = I_1 Z_1 - C_1 I_1 Z'_1 = I_1 (Z_1 - C_1 Z'_1) = \left( \frac{1}{K} \right) (Z_1 - C_1 Z'_1)$$

$$KV_{a2} = Z_1 - C_1 Z'_1$$

$$KI_{a2} = -KI_{a1} = -C_1$$

Sustituyendo estos valores de falla 2 $\phi$  en las ecuaciones generales de secuencia:

$$KI_a = 0$$

$$KI_b = (a^2 - a)C_1$$

$$KI_c = -(a^2 - a)C_1$$

$$KV_a = 2Z_1 + Rf$$

$$KV_b = (a^2 - a)C_1 Z'_1 - Z_1 + a^2 Rf$$

$$KV_c = (a - a^2)C_1 Z'_1 - Z_1 + a Rf$$

FALLA 1φ.

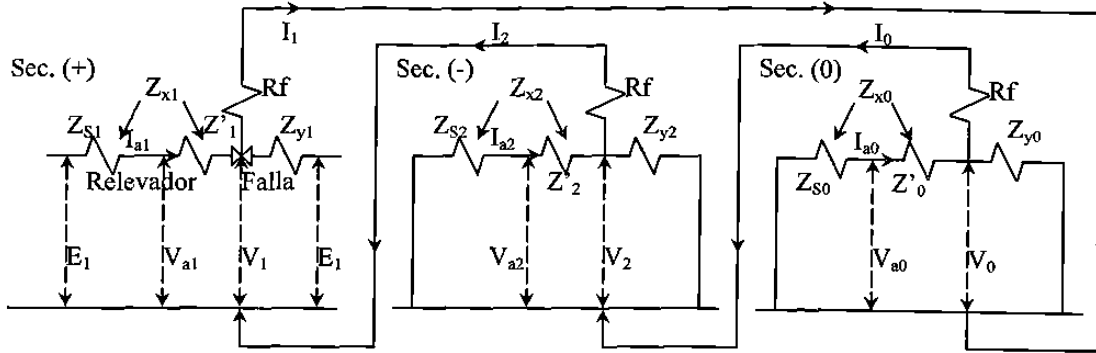


Figura 7.9 Redes de secuencia fase "A" para falla entre fase "A" y tierra.

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Rf} \Rightarrow Z_1 = Z_2 \Rightarrow I_1 = \frac{E_1}{2Z_1 + Z_0 + 3Rf} = \frac{1}{K}$$

$$V_1 = I_1 Rf + I_2 (Rf + Z_2) + I_0 (Rf + Z_0) \Rightarrow I_1 = I_2 = I_0 \Rightarrow V_1 = I_1 (Z_1 + Z_0 + 3Rf)$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z'_1 \Rightarrow I_{a1} = I_1 C_1 \Rightarrow I_1 = \frac{1}{K} \Rightarrow KV_{a1} = C_1 Z'_1 + Z_1 + Z_0 + 3Rf$$

$$KI_{a1} = C_1$$

$$V_2 = -I_2 Z_2 = -I_1 Z_1$$

$$V_{a2} = V_2 + I_{a2} Z'_2 \Rightarrow I_{a2} = C_2 I_2 = C_1 I_1 \Rightarrow Z_1 = Z_2 \Rightarrow I_1 = \frac{1}{K} \Rightarrow KV_{a2} = C_1 Z'_1 - Z_1$$

$$KI_{a2} = C_1$$

Las ecuaciones son las siguientes:

$$V_0 = -I_0 Z_0$$

$$V_{a0} = V_0 + I_{a0} Z'_0 \Rightarrow I_{a0} = C_0 I_0 = C_0 I_1 \Rightarrow V_{a0} = I_1 (C_0 Z'_0 - Z_0)$$

$$KV_{a0} = C_0 Z'_0 - Z_0$$

$$KI_{a0} = C_0$$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones generales:

$$KI_a = C_0 + 2C_1$$

$$KV_a = 2C_1 Z'_1 + C_0 Z'_0 + 3Rf$$

$$KI_b = C_0 - C_1$$

$$KV_b = -C_1 Z'_1 + (a^2 - a)Z_1 + (a^2 - 1)Z_0$$

$$KI_c = C_0 - C_1$$

$$KV_c = -C_1 Z'_1 + (a - a^2)Z_1 + (a - 1)Z_0 + C_0 Z'_0 + 3aRf$$

Las impedancias que verán cada uno de los relevadores de fase y de tierra son:  $Z'_{ab}$ ,  $Z'_{bc}$ ,  $Z'_{ca}$ , medidas por el relevador de fase y  $Z'_a$ ,  $Z'_b$ ,  $Z'_c$ , medidas por el relevador de tierra.

$$Z'_{ab} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}$$

$$Z'_{bc} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c}$$

$$Z'_{ca} = \frac{V_c - V_a}{I_c - I_a}$$

$$Z'_a = \frac{V_a}{I_a + \left( \frac{Z'_0 - Z'_1}{Z'_1} \right) (I_0)}$$

$$Z'_b = \frac{V_b}{I_b + \left( \frac{Z'_0 - Z'_1}{Z'_1} \right) (I_0)}$$

$$Z'_c = \frac{V_c}{I_c + \left( \frac{Z'_0 - Z'_1}{Z'_1} \right) (I_0)}$$

Las impedancias que se les presentan a los relevadores de distancia de fase para los tres tipos de falla.

FALLA 3 $\phi$

$$Z'_{ab} = Z'_1 + \frac{Rf}{C_1}$$

$$Z'_{bc} = Z'_1 + \frac{Rf}{C_1}$$

$$Z'_{ca} = Z'_1 + \frac{Rf}{C_1}$$

FALLA 2 $\phi$

$$Z'_{ab} = Z'_1 - j\sqrt{3}Z_{x1} - a \frac{Rf}{C_1}$$

$$Z'_{ab} = Z'_1 + \frac{Rf}{2C_1}$$

$$Z'_{ab} = Z'_1 + j\sqrt{3}Z_{x1} - a^2 \frac{Rf}{C_1}$$

FALLA 1 $\phi$

$$Z'_{ab} = Z'_1 + j \frac{Z_{x1}}{\sqrt{3}} + \frac{(1 - a^2)(Z_0 + 3Rf)}{3C_1}$$

$$Z'_{bc} = \infty$$

$$Z'_{ab} = Z'_1 - j \frac{Z_{x1}}{\sqrt{3}} + \frac{(1 - a^2)(Z_0 + 3Rf)}{3C_1}$$

Las impedancias que se les presentan a los relevadores de distancia de tierra para los tres tipos de falla.

FALLA 3 $\phi$ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_b &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \end{aligned}$$

FALLA 2 $\phi$ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= \infty \\ Z'_b &= Z'_1 - \frac{J}{\sqrt{3}} \left( Z_{x1} - a^2 \frac{Rf}{C_1} \right) \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{J}{\sqrt{3}} \left( Z_{x1} - a \frac{Rf}{C_1} \right) \end{aligned}$$

FALLA 1 $\phi$ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= Z'_1 + \frac{3Rf}{2C_1 + (C_0) \left( \frac{Z'_0}{Z'_1} \right)} \\ Z'_b &= Z'_1 + \frac{\sqrt{3} (jZ_1 + Z_0 \nabla 30^\circ - \sqrt{3} a^2 Rf)}{C_1 - (C_0) \left( \frac{Z'_0}{Z'_1} \right)} \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{\sqrt{3} (-jZ_1 + Z_0 \nabla -30^\circ - \sqrt{3} a Rf)}{C_1 - (C_0) \left( \frac{Z'_0}{Z'_1} \right)} \end{aligned}$$

Las impedancias que se le presentan a los relevadores de distancia de tierra "No Compensados" para los tres tipos de falla.

FALLA 3 $\phi$ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_b &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{Rf}{C_1} \end{aligned}$$

FALLA 2 $\phi$ .

$$\begin{aligned} Z'_a &= \infty \\ Z'_b &= Z'_1 - \frac{J}{\sqrt{3}} \left( Z_{x1} - a^2 \frac{Rf}{C_1} \right) \\ Z'_c &= Z'_1 + \frac{J}{\sqrt{3}} \left( Z_{x1} - a \frac{Rf}{C_1} \right) \end{aligned}$$



FALLA 1φ.

$$Z'_a = \frac{Z'_1 + [C_0(Z'_0 - Z'_1) + 3Rf]}{2C_1 + C_0}$$

$$Z'_b = \frac{Z'_1 + [C_0(Z'_0 - Z'_1) + j\sqrt{3}(aZ_0 - Z_1)]}{C_0 - C_1} + \frac{3a^2Rf}{C_0 - C_1}$$

$$Z'_c = \frac{Z'_1 + [C_0(Z'_0 - Z'_1) - j\sqrt{3}(a^2Z_0 - Z_1)]}{C_0 - C_1} + \frac{3aRf}{C_0 - C_1}$$

## 7.7 TIEMPOS DE OPERACIÓN Y ZONAS DE PROTECCIÓN.

El tiempo de operación de un relevador de distancia es mínimo, este relevador es de alta velocidad (0.05 seg. o menos). Este tiempo de operación es independiente del valor de la corriente de falla y los cambios en la capacidad generativa o en la configuración del sistema no afectarán el tiempo.

Estas propiedades del relevador hacen posible la protección de la línea de transmisión mediante “zonas” que se aplican en ambos extremos de la línea. Por lo general, esta protección comprende tres zonas de protección, cada una de ellas con “alcance” y tiempo de operación fijos (figura 8.10).

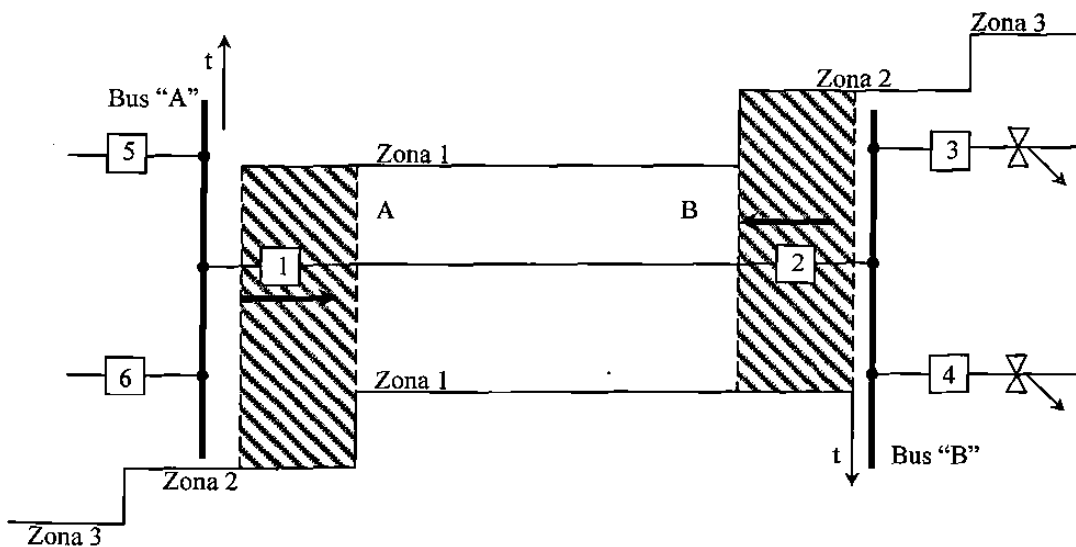


Figura 7.10 Diagrama esquemático zonas de la protección de distancia.

Los relevadores del interruptor 1 se ajustan para cubrir del 80% al 90% de la distancia del interruptor 2. A esta zona 1 no se le introduce ningún retardo de tiempo intencional, o sea, el tiempo de operación de la zona 1 es instantáneo.

El ajuste de alcance de la zona 2 de los relevadores el interruptor 1 debe extenderse más allá del extremo remoto (Bus "B") de la sección de línea protegida. Esto asegura que habrá operación de la zona 2 para todas las fallas en el extremo remoto.

Al tiempo de operación de la zona 2 se le introduce un retardo constante, es decir, el tiempo de esta zona será el mismo sin importar la localización de la falla que esté dentro de su cobertura.

Este retardo de tiempo se hace con el fin de coordinar los relevadores en los interruptores 3 y 4, para fallas en esas líneas, por ejemplo, la falla "F3" debe ser liberada por el interruptor 3 antes de que expire el tiempo de la zona 2 del interruptor 1. Lo mismo se aplica para "F4" y el interruptor 4. El alcance de la zona 3 se ajusta para abarcar mayor distancia que la zona 2 y con un retardo mayor de tiempo. La zona 3 proporciona protección de respaldo para fallas en buses remotos al igual que la zona 2, este retardo es con el fin de coordinar la protección con los interruptores remotos.

Existe otra razón para dar el retardo de tiempo en la zona 2 y es que el relevador de distancia es incapaz de discernir por razones obvias, si la falla ocurrió en el bus "B", poco antes del interruptor 2, o poco después de los interruptores 3 y 4.

Con este arreglo, las fallas que ocurran en la línea en el tramo entre "A" y "B" se librarán en forma instantánea por los relevadores de distancia de ambos extremos. Las fallas que ocurran en las áreas sombreadas se liberarán:

1. Instantáneamente por los relevadores cercanos a la falla.
2. En tiempo de zona 2 de los relevadores remotos.

En resumen, la zona 1 y parte de la zona 2 proporcionan protección "primaria" para una sección determinada de la línea de transmisión, mientras que la otra parte de la zona 2 (después del bus "B") y la zona 3 proporcionan protección de "respaldo" para buses y secciones adyacentes a la línea.

Para representar las zonas de protección del relevador de distancia, se utilizan dos formas de representación: el diagrama R-X y el diagrama Z-t, como se muestra en la figura 7.11.

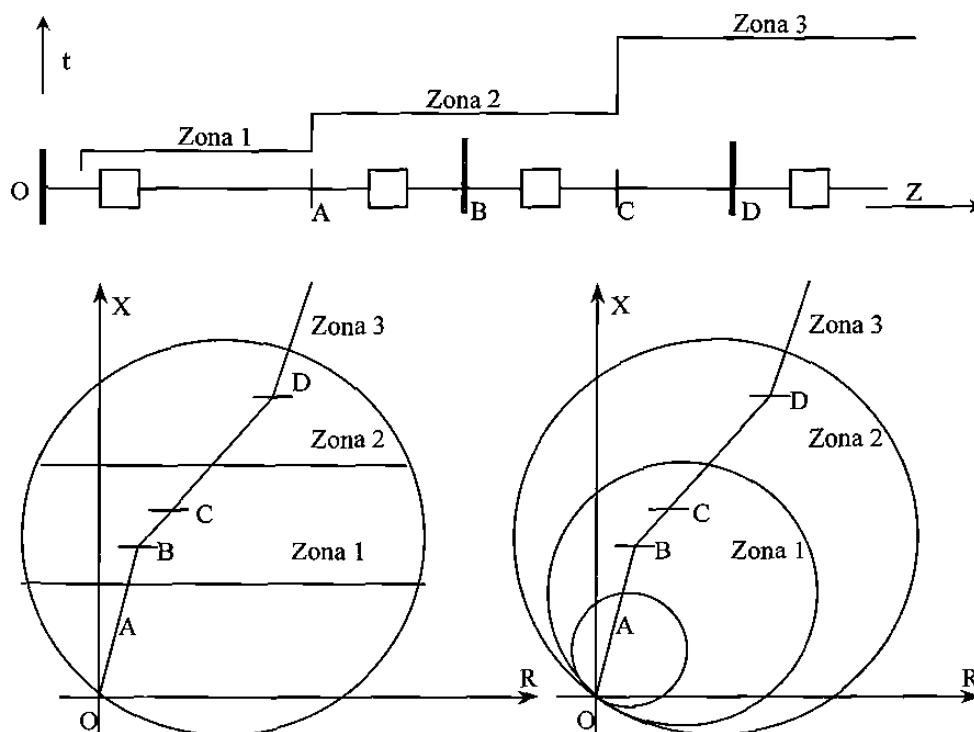


Figura 7.11 Diagramas Z-t y R-X

El diagrama de la izquierda muestra la característica tipo reactancia para las zonas 1 y 2 y la característica “Mho” que les da direccionalidad y hace las funciones de la zona 3. En el diagrama de la derecha las tres zonas tienen la característica “Mho”. El primer diagrama es para líneas cortas y el segundo diagrama es para líneas largas.

## 7.8 LÍNEAS MULTI-TERMINALES.

Hasta el punto anterior, sólo se ha mencionado la línea de transmisión con fuentes de generación en ambos extremos, o secciones de línea unidas entre sí por los diferentes buses de subestaciones intermedias pero sin generación.

Una línea con multi-terminal es un sistema compuesto por varias líneas de transmisión conectadas a diferentes buses, generadores o subestaciones, y forman parte de la que es conocido como un sistema de transmisión o una red de distribución. En la figura 7.12 se representa un diagrama de una línea multi-terminal, la cual es una porción de un sistema de transmisión.

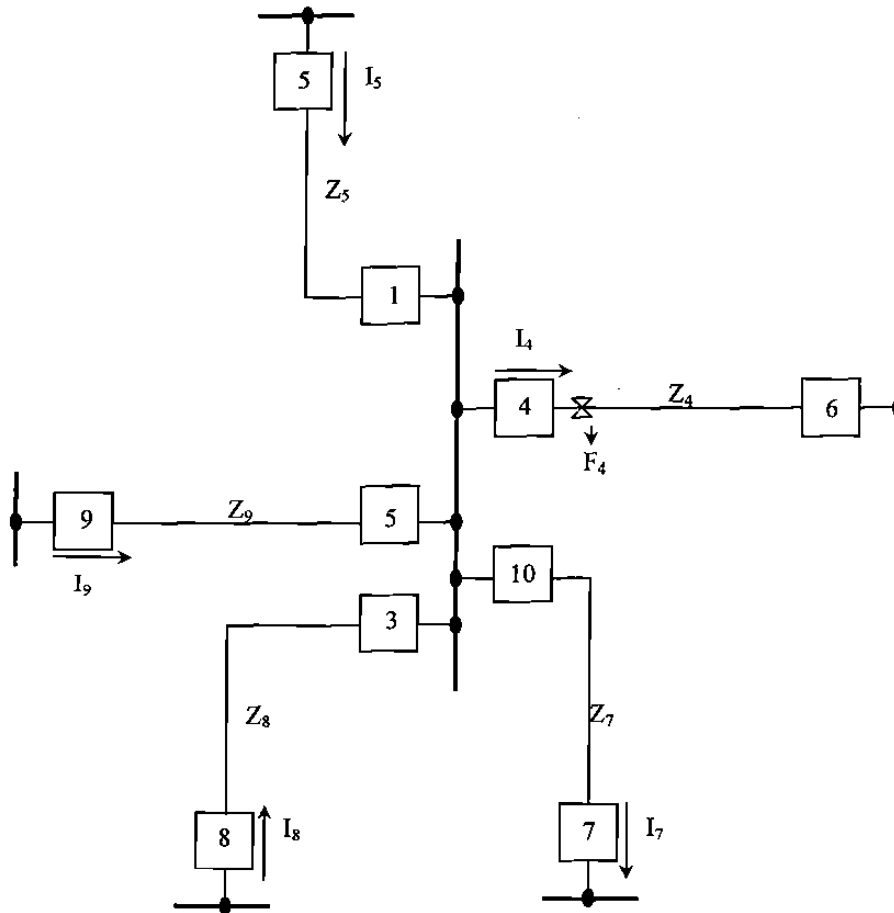


Figura 7.12 Diagrama líneas multi-terminales.

Para analizar las líneas multi-terminales (3 ó más), suponemos que existen fuentes de generación en los buses A, B y C, representado en la figura 7.13.

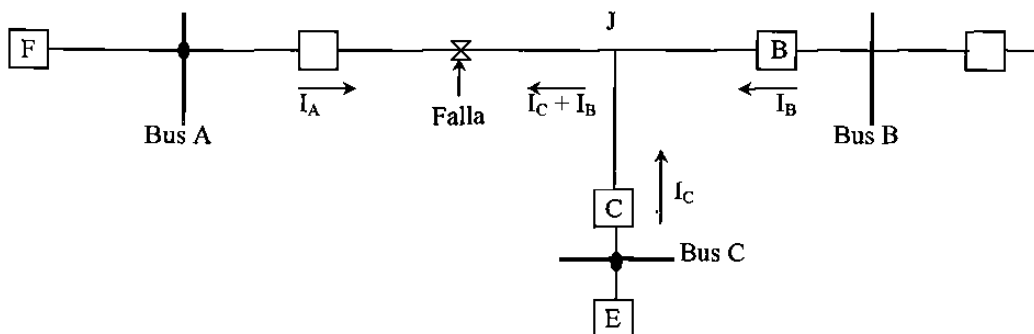


Figura 7.13 Diagrama línea de transmisión tres terminales

La impedancia real del interruptor “C” al punto de falla “F” es:

$$Z_{CJ} + Z_{JF}$$

Para una falla en el punto “F”, la distancia medida por los relevadores en el interruptor “C” tendrán un voltaje:

$$V_C = Z_{JF}(I_B + I_C) + Z_{CJ}I_C$$

La corriente en los relevadores es  $I_C$  y la impedancia medida es:

$$Z_C = \frac{V_C}{I_C}$$

$$Z_C = Z_{CJ} + \left(1 + \frac{I_B}{I_C}\right)Z_{JF}$$

De acuerdo con la relación  $(I_B/I_C)$ , la impedancia aparente puede variar desde el valor real de la impedancia del tramo de la línea  $Z_{JF}$  hasta un valor que puede ser muy grande a los ajustes del relevador “C”. A este fenómeno se le conoce con el nombre “infeed”, y su efecto es provocar un bajo alcance en los relevadores de distancia, es decir, que la impedancia de la línea se “estirara” o el alcance del relevador se “comprimiera”. Este efecto se reconoce sobre todo en el ajuste de las zonas 2 y 3 del relevador, ya que existe la posibilidad de que se “atravesen” fuentes intermedias en su cobertura.

Durante la falla de una fase a tierra cercana a un bus con fuertes cooperaciones de  $3I_0$  (fuentes grandes de secuencia cero), los relevadores remotos tendrán que esperar a que abra algún interruptor cercano a la falla, antes de que se concentre suficiente  $3I_0$  para que puedan operar los relevadores remotos.

Al presentarse cambios en las condiciones del sistema adyacente a las terminales A o B, las corrientes de falla  $I_A$  e  $I_B$ , pueden presentar variaciones en su magnitud.

Supongamos que en la terminal “B” existe una planta, la cual se tienen que sacar de servicio una o más unidades durante los períodos de carga baja, o por razones de mantenimiento. Durante esos períodos la corriente  $I_B$  puede tener una magnitud de tan sólo el 50% de su valor comparada con el valor que pudiera presentar en los períodos de alta demanda, cuando todas las unidades están en servicio.

Ahora supongamos una línea de alta generación conectada a la terminal "A", cuando sale de servicio para mantenimiento, la magnitud de la corriente  $I_A$  sufre decrementos muy considerables.

Tales cambios en el sistema pueden afectar drásticamente el valor de impedancia que se les presentan a los relevadores de distancia en una línea multi-terminal y los ajustes de ellos bajo condiciones normales, deberán examinarse con respecto a otras condiciones que pudieran afectar su comportamiento.

## **7.9 EFECTOS DE LAS OSCILACIONES DEL SISTEMA.**

Las oscilaciones de un sistema de potencia, son variaciones severas en las transmisiones de energía a través de la línea de transmisión. Estas pueden ocurrir después de haberse librado una falla, o al haberse sincronizado erróneamente algún generador del sistema.

La diferencia entre la condición de oscilación y la de falla, es que la impedancia de falla está confinada a puntos a lo largo de la característica de impedancia de la línea de transmisión y su valor aparece instantáneamente; la impedancia de una oscilación no tiene un valor definido y va entrando más o menos lentamente al área de disparo del relevador.

La condición de oscilación está relacionada con la condición de inestabilidad por la que va atravesando el sistema de potencia en ese momento, o sea, son los desplazamientos angulares entre las fuentes generadoras en ambos extremos de la línea de transmisión, los que van aumentando constantemente, con o sin posibilidades de recuperación.

Para analizar las oscilaciones del sistema, en la práctica se emplea su circuito equivalente, que consta de dos fuentes unidas a la línea de transmisión.

Cuando estas dos fuentes o grupos de máquinas están girando fuera de sincronismo u oscilando, habrá un momento en que cada una de las oscilaciones o cada ciclo de deslizamiento, ocasionarán que el defasamiento de los voltajes internos de las fuentes sea de  $180^\circ$ . En este momento, los voltajes en el punto aparente de falla son cero y las corrientes en la línea son máximas (semejante al cortocircuito).

Lo anterior puede ocasionar que el relevador de distancia pueda operar por una falla que no existe.

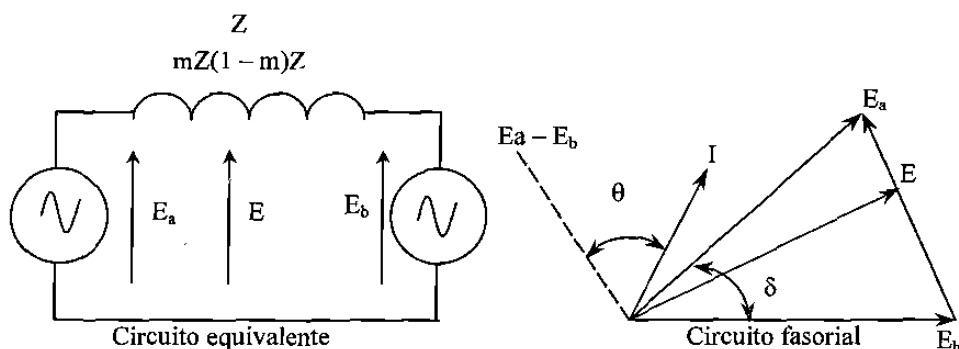


Figura 7.14 Diagramas equivalente y fasorial de un sistema de potencia

$E_a$  y  $E_b$  son los voltajes detrás de la reactancia transitoria, los cuales se suponen constantes en magnitud pero variando fasorialmente durante las oscilaciones.

$E_a$  va delante de  $E_b$  en un ángulo variable  $\delta$ . La corriente en cualquier parte del circuito serie es:

$$I = \frac{E_a \angle \delta - E_b}{Z}$$

$Z$  es la impedancia que une a los sistemas o máquinas.

Si todas las impedancias tienen el mismo ángulo, la impedancia total " $Z$ " queda dividida por la localización del relevador en el punto " $M$ ", en dos partes:  $mZ$  y  $(1-m)Z$ , donde " $m$ " es un número real menor que la unidad.

En el punto " $M$ " el voltaje  $E$ , respecto a  $E_b$  es entonces:

$$E = (1-m)E_a \angle \delta + mE_b$$

La impedancia que se le presenta al relevador de distancia en " $M$ " es:

$$Z_r = \frac{(1-m)E_a \angle \delta + E_b}{E_a \angle \delta - E_b}$$

Si  $E_a$ ,  $E_b$  y  $m$  son constantes y el ángulo  $\delta$  varía, el locus es la impedancia que "ve" el relevador. Si la gráfica " $Z_r$ " que se obtiene en el diagrama R-X, será un círculo cuando  $E_a \neq E_b$ , o una línea recta cuando  $E_a = E_b$ .

Para demostrar la trayectoria de oscilación en el plano R-X como una línea recta que pasa por el centro eléctrico del sistema suponemos  $E_a = E_b$ .

Tomando como referencia la ecuación para calcular “Zr”, está la dividimos entre la impedancia “Z”, y eliminamos los voltajes  $E_a = E_b$  porque son iguales, y nos queda lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 \frac{Z_r}{Z} &= \frac{(1-m)\angle\delta + m}{\angle\delta - 1} \\
 &= \frac{-m(\angle\delta - 1) + \angle\delta}{\angle\delta - 1} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{1 - \angle - \delta} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{(1 - \angle - \delta)(1 + \angle\delta)} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{1 + \angle\delta - \angle - \delta - 1} \\
 &= -m + \frac{1 + \angle\delta}{\angle\delta - \angle - \delta} \\
 &= -m + \frac{1 + \cos\delta + \text{Sen}\delta}{2j\text{Sen}\delta} \\
 &= (\frac{1}{2} - m) - j\left(\frac{1 + \cos\delta}{2\text{Sen}\delta}\right) \\
 \frac{Z_r}{Z} &= (\frac{1}{2} - m) - j\frac{1}{2}C \text{tg}\left(\frac{\delta}{2}\right)
 \end{aligned}$$

Esta ecuación representa una línea vertical, porque la parte imaginaria varía como una función de  $\delta$ . Multiplicando ambos miembros de la ecuación por la impedancia “Z” obtendremos el locus de “Zr”, las longitudes quedarán multiplicadas por la magnitud de “Z”, y la línea vertical girará en contra de las manecillas del reloj en un ángulo “ $\theta$ ”, que es el ángulo de la impedancia “Z”.

Si los dos sistemas están en fase, la corriente en la línea es cero, y por consiguiente, la impedancia aparente es infinita.

Si los dos sistemas llegasen a estar desfasados  $180^\circ$ , el voltaje se hace cero a la mitad de la línea, y aparecerá como un cortocircuito en el punto  $m = 0.5$ .

Si  $E_a$  difiere en magnitud respecto a  $E_b$  el lugar de los puntos es circular y entonces la impedancia aparente no llegará nunca a ser infinita.

La impedancia “Zr” vista por cualquier relevador, el cual este conectado de cualquier manera y localizado en cualquier parte de un sistema de potencia reducido a su



equivalente de dos fuentes, en el cual se presente una falla o no, varía de la siguiente forma:

1. Si los voltajes internos  $E_a$  y  $E_b$ , son de magnitud constante pero variando su ángulo de fase  $\delta$ , la impedancia " $Z_r$ " variará sobre un locus, que podrá ser, o una línea recta o un círculo.
2. Cada relación de las magnitudes  $E_a/E_b$ , generará un locus diferente, de los cuales, todos menos uno, serán círculos. Cada círculo circunscribe a uno u otro punto llamado polo, que son dos. Los centros de estos círculos están sobre la línea recta que une a estos dos polos. Sólo para la relación  $E_a/E_b = 1$  se obtiene una línea recta.
3. Si el defasamiento del ángulo  $\delta$  es constante y lo que varía es la relación  $E_a/E_b$ , entonces el locus de la impedancia " $Z_r$ " es un arco, o una serie de arcos que pasan por los dos polos.
4. Los arcos generados considerando magnitud constante y los generados considerando defasamiento constante, son ortogonales entre sí. La gráfica resultante se denomina "carta de impedancias".

Con esta información, se puede determinar el comportamiento de los relevadores de distancia bajo las condiciones mencionadas en un sistema de potencia.

Con el análisis realizado, se podrá explicar las operaciones incorrectas de estos relevadores y a su vez la aplicación de nuevos relevadores, entre ellos, el relevador tipo Mho para bloquear el disparo del relevador de distancia, y el relevador tipo reactancia modificado para permitir el disparo del relevador de distancia.

Al superponer las características de los relevadores de distancia estándares sobre las cartas de impedancia, estas nos indicaran si los relevadores son susceptibles de operar o no bajo condiciones de oscilación. Esto también mostrará la carga máxima que podrá transmitir sobre una línea de transmisión sin ocasionar un disparo indeseable.

En la representación de nuestro sistema supuesto, el cual consta de una línea de transmisión que interconecta dos fuentes de generación, el centro eléctrico de tal sistema no es un punto fijo, sino que variará en la medida en que varíen las impedancias detrás de las terminales de la línea.

Cuando existe la pérdida de sincronismo en el relevador, la impedancia de la línea es pequeña con relación a la de los sistemas, es probable que las diferentes zonas del relevador operarán para oscilaciones de las cuales no se recuperará el sistema.

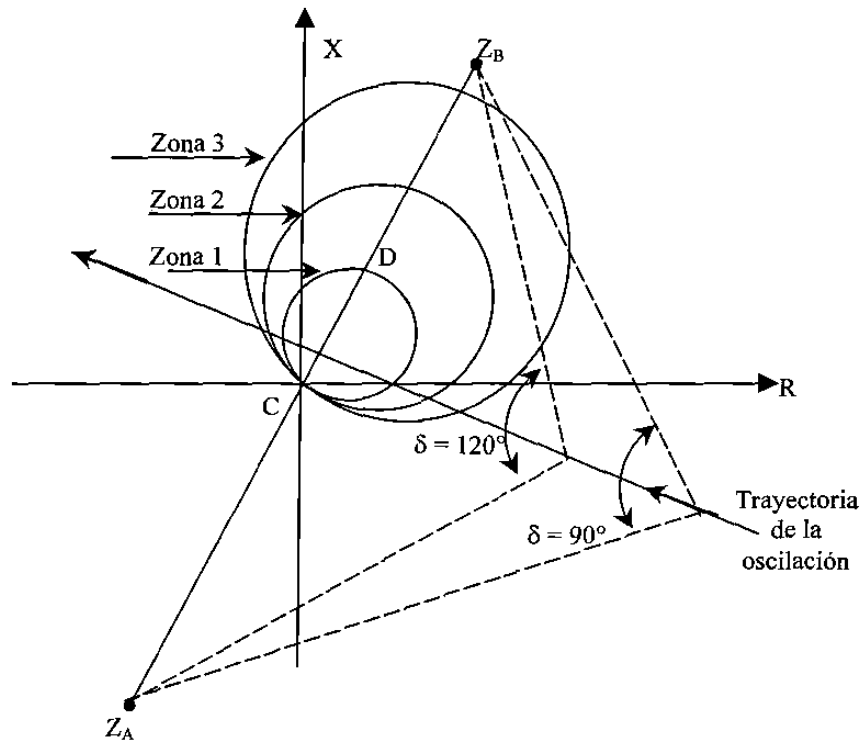


Figura 7.15 Efecto de la pérdida de sincronismo la impedancia de la L.T. pequeña.

Si la línea es corta (menos de 150 mi), los relevadores en ambos extremos de la línea verán el mismo locus de oscilación.

Si la línea es larga, la capacitancia shunt de la línea tendrá su efecto en el locus de la oscilación y los relevadores de ambas terminales no verán lo mismo.

En líneas de 200 a 300 mi de longitud, el relevador en una terminal verá el locus para  $n < 1$ , mientras que el otro verá el locus para  $n > 1$ . En ambos casos, los relevadores en cada terminal aún verán la oscilación y operarán para separar los sistemas.

Para determinar si una de las operaciones de respaldo operará durante una oscilación, se empleará el método mostrado en la figura 7.16.

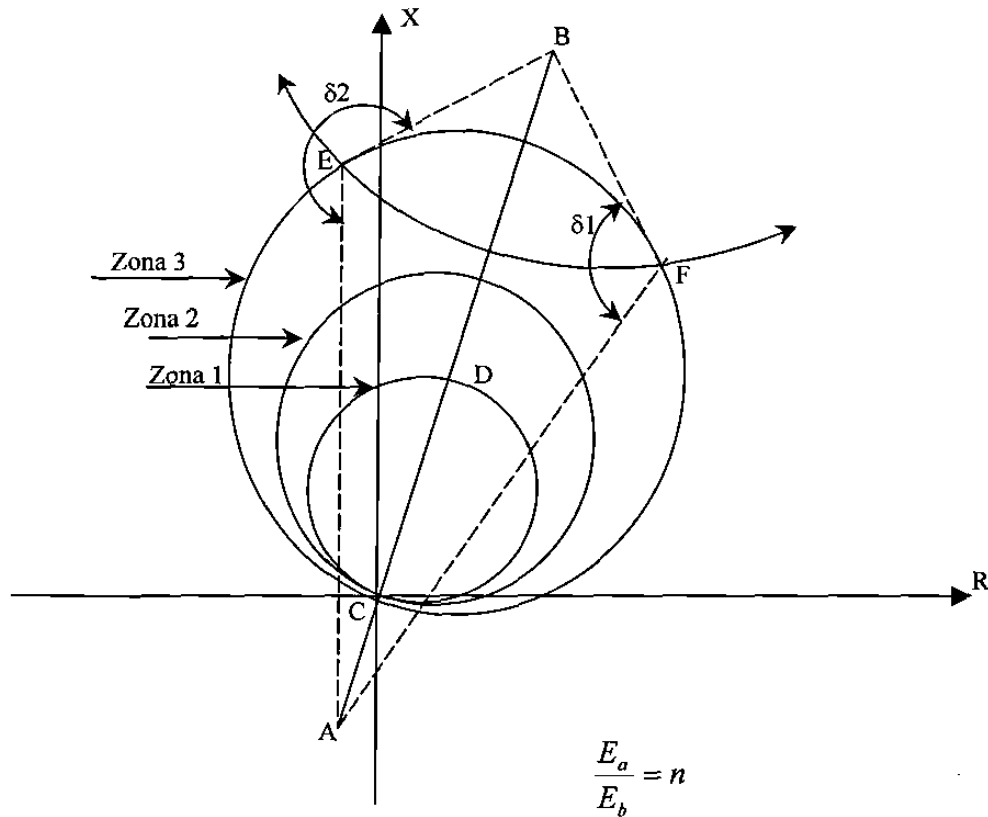


Figura 7.16 Método para determinar la tendencia de operación durante una oscilación.

De este diagrama se puede obtener la expresión para determinar el tiempo que tardará la oscilación en atravesar la característica del relevador.

$$t = \frac{\delta_2 - \delta_1}{S}$$

Esta expresión nos da el tiempo “t” que le toma a la oscilación viajar del punto “E” al punto “F”. De donde “S” es la velocidad del deslizamiento en grados /seg.

Si el tiempo es mayor que el de la zona 3, el relevador operará y mandará el disparo a su interruptor.

En la figura 7.17 se muestra un caso, en el cual la impedancia de la línea es grande en comparación a la del sistema, las zonas del relevador no sólo mandarán el disparo de su interruptor cuando se presenten las condiciones de oscilación o inestabilidad, sino también cuando ocurra una oscilación de la cual no se pudo haber recuperado el sistema.

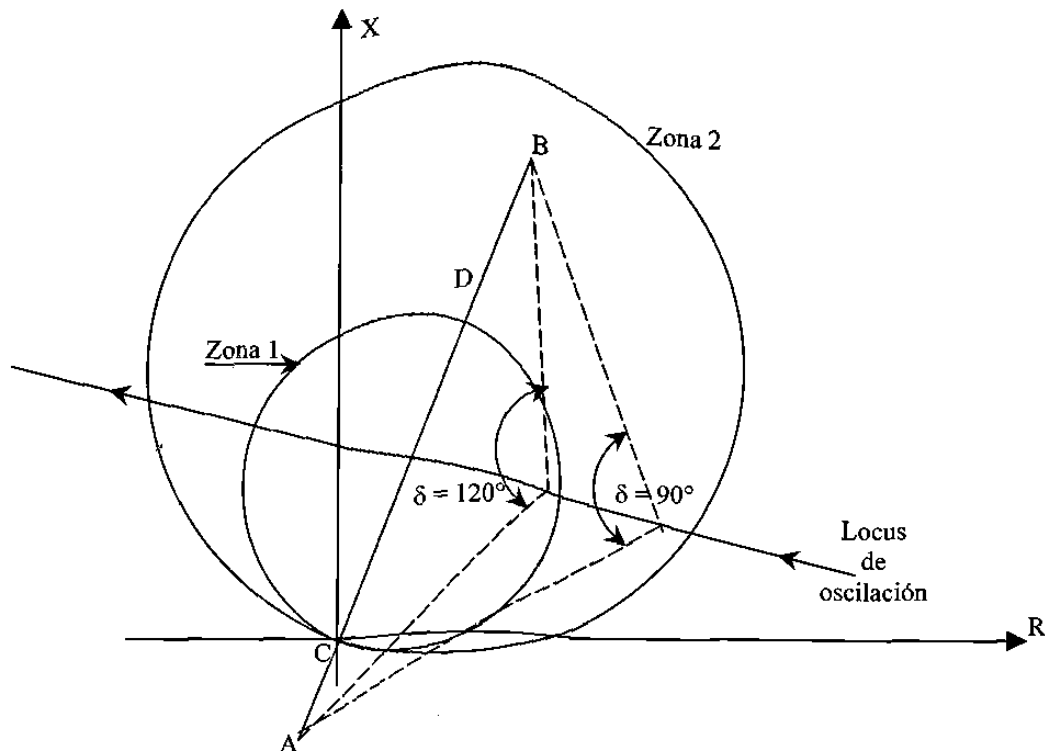


Figura 7.17 Efecto de la oscilación impedancia de L.T. grande.

La zona 2 verá la oscilación, antes de que los sistemas lleguen a estar desfasados  $90^\circ$ , mientras que la zona 1 verá la oscilación antes de que el desfase sea de  $120^\circ$ .

En ambos casos, los relevadores mandarían el disparo durante la oscilación de la cual el sistema pudiera recuperarse. En estas circunstancias, se deberá estipular un método para permitir el bloqueo de tales disparos, o si se deseará permitir el disparo, el área que cubre las características del relevador deberá restringirse.

El método anterior no se aplica al relevador de distancia a tierra, ya que su característica "Mho" la cual da la direccionalidad a las unidades de reactancia, no podrá "ver" las oscilaciones, ya que el fenómeno que se está tratando es balanceado. Pero sin embargo, el disparo de este tipo de relevador se evita al ser supervisado por detectores de sobrecorriente de secuencia cero ( $3I_0$ ), por razones de seguridad.

## 7.10 BLOQUEO DE DISPARO A CAUSA DE LAS OSCILACIONES.

El tipo de relevador utilizado para lograr esta operación es del tipo admitancia con unidad de "Offset", es decir, que su característica desplazada no pasa por el origen, sino que lo circunda. La unidad opera en combinación con las unidades del tipo "Mho" de los relevadores de protección de la línea, esto para proporcionar un bloqueo del disparo durante alguna oscilación severa, o bloquear el recierre automático después de un disparo ocasionado por una operación fuera de sincronismo.

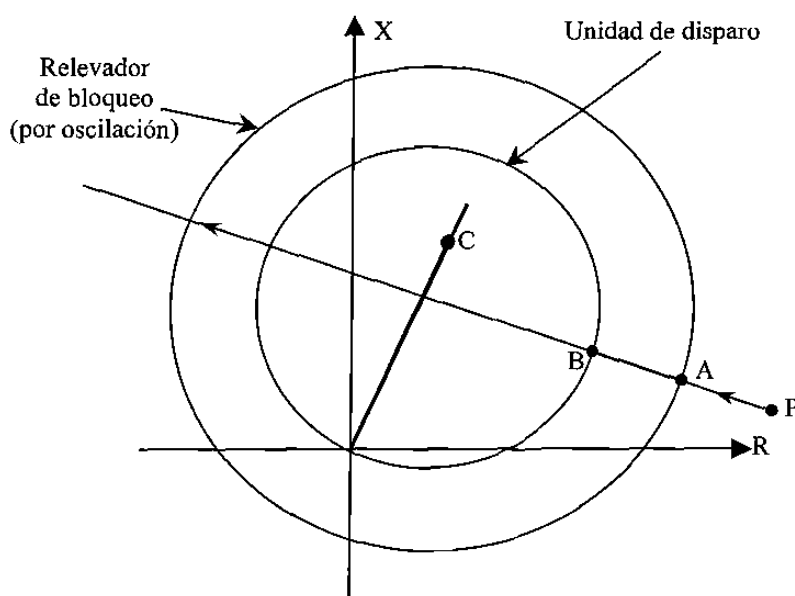


Figura 7.18 Bloqueo por oscilación con una unidad Mho con "Offset".

El alcance óhmico de la unidad de bloqueo se ajusta de tal manera que su característica sea mayor y concéntrica con la característica de los relevadores de disparo. Durante la oscilación, el locus de la impedancia se mueve hacia las características de los relevadores y entra primero en el círculo de bloqueo en el punto "A". Instantes después se pasa al punto "B" y entra al círculo del relevador de disparo. Si el tiempo de transición de A hasta B excede a unos cuantos ciclos, la unidad de bloqueo operará un dispositivo auxiliar que bloqueará a los relevadores de distancia de fase.

Cuando se requiera bloquear el recierre, se permitirá el disparo a los relevadores de fase y el dispositivo auxiliar incapacitará al recierre automático.

La operación de este esquema de bloqueo por oscilación, se basa en el hecho de que existe un cambio progresivo en la impedancia que se les presenta a las unidades del relevador, y no un cambio instantáneo como ocurriría durante una falla. Por ejemplo, al ocurrir una falla en el punto "C", existirá un cambio instantáneo de impedancia del punto "P" al punto "C", las unidades de disparo y de bloqueo operarán al presentarse esta condición.

### 7.11 DISPARO A CAUSA DE UNA OSCILACIÓN.

Consiste de dos unidades tipo reactancia modificada, cuyas características son las líneas A y B mostradas en la siguiente figura.

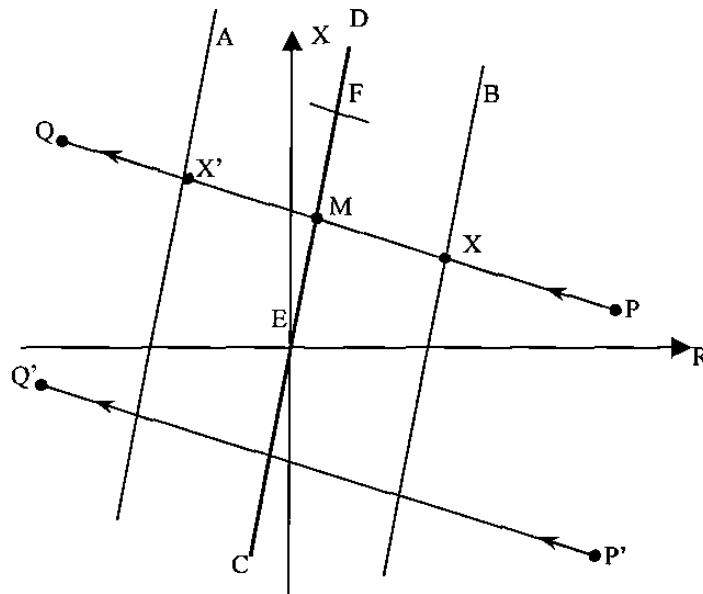


Figura 7.19 Característica de disparo por oscilación.

Las características pueden ajustarse a que sean casi paralelas a la línea que representa la impedancia de la línea de transmisión y los sistemas equivalentes. Al ocurrir la oscilación, el locus de la oscilación entrará eventualmente al área de las características del relevador y emerge a la izquierda del relevador en "A". Esta secuencia de eventos será reconocida por los relevadores en "A" y en "B", y evaluada por los relevadores auxiliares asociados, para cerciorarse de que está ocurriendo una oscilación. Estos relevadores dispararán entonces al interruptor local, o iniciarán una

señal de disparo transferido, si se desea que un interruptor remoto sea el que se dispare. El disparo sobrevendrá después de que el locus de la oscilación pase por el punto "X".

Este esquema reconocerá la condición de oscilación para el locus que vayan de "P" hasta "Q" o de "Q" hasta "P". El esquema detectará una oscilación que ocurra detrás de la terminal "E", donde se encuentra el relevador. Una unidad instantánea de sobrecorriente supervisa la operación del esquema.

La desventaja de esto, es que a menudo es difícil implementar un esquema de relevadores para detectar las condiciones de oscilación. La dificultad estriba primordialmente, en la obtención de una información confiable del sistema para poder ajustar los relevadores en:

1. Localizaciones de los locus de la oscilación durante diferentes condiciones del sistema.
2. El deslizamiento máximo entre los sistemas o las áreas.

La segunda parte de la información sólo puede obtenerse del resultado de estudios de estabilidad transitoria, para poder determinar el máximo deslizamiento.

## **7.12 AJUSTE Y COORDINACIÓN ( TIEMPOS DE OPERACIÓN).**

Los factores que deben de tomarse en cuenta para determinar los ajustes del relevador, ya sean, como protección primaria o de respaldo incluye lo siguiente:

1. Corriente de falla, voltaje y ángulo fasorial.
2. Impedancia de la línea u otro equipo protegido.
3. Oscilaciones transitorias y constantes de inercia.
4. Configuraciones normales y anormales del sistema de potencia.
5. Capacidad del equipo de potencia.
6. Tipo y función de los relevadores.

A continuación se describe la manera de ajustar los diferentes tipos de relevadores de distancia (de fase línea con dos terminales, de fase líneas con tres terminales y de tierra), así como la coordinación de los tiempos de operación de cada uno de ellos.

## 7.12.1 DE FASE LÍNEA CON DOS TERMINALES.

### 7.12.1.1 AJUSTE.

Alcance de las zonas.

- a) El elemento de la zona 1, dispara instantáneamente. Dependiendo del tipo de relevador y del ángulo de la línea, los relevadores de distancia tienen limitado el sobrealcance transitorio deben ajustarse para cubrir aproximadamente del 80% al 90% de la longitud eléctrica de la línea a la terminal remota adyacente.
- b) El elemento de la zona 2, cuando se usa para permitir el disparo por carrier y/o disparar como respaldo, debe ajustarse para un alcance mínimo del 120% de la línea protegida. Debe intentarse en donde sea posible obtener un alcance del 100% de la línea protegida más el 50% del tramo adyacente de línea, considerando “infeed” mínimo para cualquier contingencia razonable del sistema.
- c) El elemento de la zona 3, cuando se usa como función permisiva para carrier y/o para respaldo remoto debe ajustarse como sigue:
  1. Como permisivo para el carrier, el alcance cubrirá 100% de la línea protegida, más el 50%. El tramo adyacente de línea, considerando “infeed” mínimo para cualquier contingencia razonable del sistema.
  2. Cuando esta zona se usa para respaldo remoto, su alcance deberá cubrir aproximadamente el 10% del tramo coadyacente, tomando en cuenta “infeed” mínimo en ese bus adyacente.
  3. Bajo ninguna circunstancia deberá este ajuste limitar a la carga que pueda, e un momento dado, llevar la línea, y considerarse debidamente la sensibilidad a la falla remota.

Cuando la zona 3 se invierte para arrancar al carrier o disparar como respaldo invertido de zona 3, su ajuste debe ser así:

1. Cuando es para “arrancar” al carrier, el alcance debe ser mayor que el que tiene la unidad como permisiva para el carrier en el extremo opuesto de la línea, en una proporción de por lo menos 1.25 veces.



2. Cuando se usa como respaldo remoto invertido de la zona 3, el alcance deberá ser aproximadamente el 20% del tramo coadyacente más corto considerando “infeed” mínimo en esa terminal.
3. El alcance no deberá limitar la máxima carga que pueda llevar la línea, considerando la sensibilidad para una falla remota.

### **7.12.1.2 COORDINACIÓN.**

El tiempo de operación de la zona 2, deberá ser de 0.25 a 0.30 segundos (15 a 18 ciclos), para limitar los daños ocasionados por la falla y minimizar la inestabilidad del sistema. Este ajuste supone un margen de 10 ciclos en el que debieron haber librado fallas en líneas que caen dentro del alcance de la zona 2.

El tiempo de operación de la zona 3, deberá ser de 0.5 a 0.6 segundos (30 a 36 ciclos), o un margen de 10 ciclos arriba del tiempo en que se libre una falla que esté dentro de su alcance.

Si las zonas 2 ó 3 llegasen a traslaparse en líneas adyacentes bajo condiciones normales de operación, entonces se requerirán mayores tiempos para la coordinación.

### **7.12.2 DE FASE LÍNEAS CON TRES TERMINALES.**

#### **7.12.2.1 AJUSTE.**

Alcance de las zonas.

- a) El elemento de la zona 1, dispara instantáneamente. Dependiendo del tipo del relevador y del ángulo de la línea, los relevadores de distancia que tengan sobrealcance transitorio limitado, deben ajustarse para cubrir aproximadamente del 80 al 90% de la longitud eléctrica de la línea, sin “infeed”, a la terminal inmediata.
- b) El elemento de la zona 2 cuando se usa para “aceptar” al carrier y/o disparar como respaldo debe ajustarse:
  1. Para “aceptar” al carrier, tendrá un alcance mínimo de 1.1 veces la impedancia aparente máxima de la terminal más lejana de las dos secciones adyacentes.

2. Para respaldo remoto, tendrá un alcance de aproximadamente el 50% del tramo adyacente más corto, considerando “infeed” mínimo hacia ese tramo más corto de línea, pero que esto no represente menos de 1.2 veces la impedancia a la terminal más lejana.
- c) El elemento de la zona 3, cuando se use para “aceptar” al carrier y/o dispara como respaldo, deberá ajustarse:
1. Como permisivo del carrier, debe tener un alcance de por lo menos 1.25 a 1.5 veces la impedancia aparente máxima de la terminal más lejana de las dos secciones adyacentes.
  2. Para respaldo remoto, el alcance será de aproximadamente el 10% del tramo coadyacente más corto, considerando “infeed” mínimo en el tramo adyacente.
  3. Bajo ningún caso deberá limitarse la capacidad de manejo de carga de la línea, dando consideración a la sensibilidad a la falla.

Si el elemento de la zona 3 se invierte y se usa para arrancar al carrier o para dispara como respaldo invertido de la zona 3, su ajuste será el siguiente:

1. Exceder el mayor de los alcances de la unidad para “detener” el carrier en las otras dos terminales opuestas, por un mínimo de 1.25 veces.
2. Alcanzar hasta un 20% aproximadamente del más corto de los tramos coadyacentes de la línea, considerando mínimo “infeed” hacia ese tramo coadyacente.
3. No limitar la máxima carga que se puede transmitir por la línea, dando consideración a la sensibilidad para la falla.

### **7.12.2.2 COORDINACIÓN.**

El tiempo de operación de la zona 2, deberá ser de 0.25 a 0.30 segundos (15 a 18 ciclos), para limitar los daños ocasionados por la falla y minimizar la inestabilidad del sistema. Este ajuste supone un margen de 10 ciclos en el que debieron haber librado fallas en líneas que caen dentro del alcance de la zona 2.

El tiempo de operación de la zona 3, deberá ser de 0.5 a 0.6 segundos (30 a 36 ciclos), o un margen de 10 ciclos arriba del tiempo en que se libre una falla que esté dentro de su alcance.

Es mucho más factible que ocurran traslapes de las zonas 2 y 3, requiriéndose mayores tiempos con fines de coordinación.

### **7.12.3 DE TIERRA.**

#### **7.12.3.1 AJUSTE.**

Los ajustes para estos relevadores se efectúan generalmente en:

1. Las zonas 1, 2 y 3.
2. Ajustes para los temporizadores de las zonas 2 y 3.
3. Ajuste para el detector de sobrecorriente de secuencia cero
4. Ajuste para el transformador compensador auxiliar por corriente de secuencia cero.

Para los sistemas aterrizados sólidamente y para líneas aéreas, en los cuales las impedancias de secuencia cero y positiva tienen aproximadamente el mismo ángulo, se deben de ajustar de la siguiente forma:

Alcance de las zonas.

a) Zona 1.

La unidad compensada tipo reactancia de la zona 1 para disparo instantáneo, de ajustarse para un alcance de aproximadamente del 70 al 80% de la longitud de la línea a la terminal opuesta, dependiendo de la exactitud del cálculo de la impedancia de secuencia cero de la línea, de los efectos mutuos de secuencia cero debido a las líneas paralelas, y de qué tan bien se podrán compensar estos efectos.

Para líneas con tres terminales, el alcance deberá ser de un 70 a un 80% de la terminal remota más cercana sin "infeed".

- b) La unidad compensada tipo reactancia de la zona 2 debe alcanzar por lo menos un 110% de la sección de las líneas protegidas, y si es posible, no más allá del 40 ó 50% del tramo más corto adyacentes de línea, considerando los efectos tales como:

1. Mínimo “infeed” en el bus remoto para una contingencia razonable del sistema.
2. Una compensación inapropiada para efectos mutuos debido a un interruptor abierto en el circuito paralelo.
3. Efectos mutuos no compensados debido a circuitos paralelos parcialmente.

En líneas con tres terminales la zona 2 deberá tener un alcance:

1. Por lo menos 1.1 veces la impedancia máxima aparente (máximo “infeed”) del tramo adyacente más lejano.
2. Aproximadamente un 40 o un 50% del tramo de línea adyacente más corto.

c) El elemento de la zona 3, el cual opera como una unidad direccional de arranque tipo “Mho” no compensada, se utiliza para dar direccionalidad de las zonas 1 y 2. También para que actúe como respaldo de la zona 3, y como no es una unidad que mida con exactitud la distancia para fallas de una fase a tierra, deberá:

1. Tener un alcance lo suficientemente grande para detectar fallas en cualquier parte de la línea protegida con un factor de seguridad de 1.25.
2. Limitar su alcance con un margen del 10% por lo menos de manera que las unidades de la zona 3 de las fases no falladas no operen para una falla de fase a tierra, provocando un bloqueo del disparo del relevador indicado.

Las unidades tipo reactancia para la zona 3 deberán:

1. Ajustarse de 1.25 a 1.5 veces de la impedancia a la terminal remota. Para líneas con tres terminales deberá ajustarse para un alcance de por lo menos 1.25 a 1.5 veces de la impedancia aparente máxima (máximo “infeed”) del tramo de línea más lejano de los dos adyacentes.
2. Tener un alcance de aproximadamente el 10% de la sección de línea coadyacente más corta considerando un mínimo “infeed” para respaldo remoto.

Algunos tipos de relevadores de distancia de tierra del tipo reactancia utilizan un principio de operación, según el cual, se requiere de una corriente mínima de falla a tierra de 1.4 veces la corriente máxima de carga.

### 7.12.3.2 COORDINACIÓN.

#### Zona 2.

El tiempo de operación de esta zona debe ser de 0.25 a 0.3 segundos (15 a 18 ciclos) para reducir el daño por la falla y reducir las posibilidades de inestabilidad.

Este ajuste supone un margen de 10 ciclos arriba del tiempo de disparo de 5 a 8 ciclos de interruptores que son cubiertos por esta zona.

#### Zona 3.

El tiempo de operación de esta zona deberá ser de un 0,5 a 0.6 segundos (30 a 36 ciclos) o un margen de 10 ciclos arriba del tiempo de apertura de otros interruptores dentro de su alcance.

Si existiera un traslape de zonas estas otras de secciones con adyacentes bajo condiciones normales, se aumentarán estos tiempos para fines de coordinación.