



**UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLAS DE HIDALGO**



FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**Esquemas de Protección Adaptables a los Cambios de
la Topología de la Red Eléctrica**

T E S I S:

Que para obtener el grado de:

Ingeniero Electricista

Presenta:

Jaime Nieto Jiménez

Asesor:

M.C. José Alberto Avalos González

RESUMEN

La necesidad de contar con una mayor confiabilidad y seguridad de los Sistemas Eléctricos ha llevado a incrementar la utilización de relevadores microprocesados que permite la detección rápida y oportuna de fallas en el mismo. La protección adaptiva se vislumbra como la solución óptima para las condiciones cambiantes de la topología de la red eléctrica que exige en diversas ocasiones la adecuación de los ajustes de los relevadores, principalmente en aquellos que operan como respaldo. Una de las soluciones que ha resultado más práctica y económica de implementar es el switcheo dentro de los relevadores microprocesados [11 y 12] entre los diferentes grupos de ajustes que son posibles de programar internamente en base a las condiciones cambiantes más probables de presentarse en la red protegida.

El presente trabajo cubre los siguientes aspectos:

Se describe la teoría y antecedentes acerca de la protección adaptable y el lugar que ocupa dentro de la protección de los sistemas eléctricos de potencia (SEP).

Se presenta la descripción de los fundamentos de la protección de distancia aplicada a la protección de líneas de transmisión.

Se revisan los aspectos principales que afectan la coordinación de la protección de distancia. Se hace una descripción conceptual de lo que es la protección adaptable y los relevadores microprocesados, así como la integración de los sistemas de protección, control y de comunicación.

Finalmente se revisa la aplicación particular de la protección adaptable para el caso particular del efecto de fuente intermedia en un sistema de transmisión, en el esquema de protección de distancia, la solución propuesta ante este problema mediante la utilización de los grupos de ajuste y la utilización del SCADA como medio de comunicación para su puesta en marcha.

ÍNDICE GENERAL

	Pagina
Resumen	i
Capitulo 1. Introducción.....	1
Capitulo 2. Protección de Distancia.....	5
Capitulo 3. Efectos que afectan la coordinación de los relevadores de distancia.....	14
Capitulo 4. Protección Adaptable y Relevadores Digitales Multifunción.....	22
Capitulo 5. Descripción y Análisis de Caso de Estudio.....	32
Capitulo 6. Implementación de la Protección Adaptable.....	46
Conclusiones.....	50
Apéndice A.....	51
Apéndice B.....	68
Bibliografía.....	75

INDICE

	Pagina
Capitulo 1. Introducci3n.....	1
1.1. Introducci3n.....	1
1.2. Antecedentes de la Protecci3n Adaptable	2
1.3. Objetivo de la Tesis.....	2
1.4. Descripci3n de la Tesis	3
 Capitulo 2. Protecci3n de Distancia	 5
2.1. Introducci3n	5
2.2. Principio del relevador de distancia	5
2.3. Conexiones de corriente y voltaje para los relevadores de distancia	7
2.4. Esquemas de la protecci3n de distancia	7
2.5. Selecci3n del esquema de distancia	9
2.6. Diagrama R-X	12
2.7. Conclusiones	13
 Capitulo 3. Efectos que afectan las zonas de protecci3n de los relevadores de distancia	 14
3.1. Introducci3n	14
3.2. Alcance del relevador de distancia	14
3.3. Efecto de la resistencia de arco	17
3.4. Efecto de fuente intermedia	19
3.4.1. Efecto de aportaci3n intermedia de corriente (infeed)	19
3.4.2. Efecto Outfeed o de salida intermedia de corriente	21
3.5 Conclusiones.....	21
 Capitulo 4. Protecci3n Adaptable y Relevadores Digitales Multifunci3n	 22
4.1. Protecci3n Adaptable.....	22
4.1.1. Introducci3n	22
4.1.2. Definici3n	22

	Pagina
4.1.3. Comité IEEE de protección de sistemas de potencia	23
4.1.4. S.H.Horowitz, A.G.Phadke y J.S.Thorp	23
4.1.5 G. D. Rockefeller, C. L. Wagner, J. R. Linders, KL. Hicks, D. T. Rizy	23
4.1.6. A. K. Jampala, S. S. Venkata y M. J. Damborg	23
4.2. Relevadores Digitales Multifunción	26
4.3. Evolución de las interfases de comunicación de los relevadores digitales	27
4.3.1. Señalización o bandera local	27
4.3.2. Pantalla Local	28
4.3.3. Comunicación Local con una terminal o PC	29
4.3.4. Comunicación Remota con una PC y MODEM (SCADA básico)	30
4.3.5. Comunicación con múltiples relevadores	30
4.4 Conclusiones	31
Capitulo 5. Descripción y Análisis del Caso de Estudio	32
5.1. Introducción	32
5.2. Descripción del Caso de Estudio	33
5.3. Análisis del Caso de Estudio	35
5.4. Aplicación de la Protección Adaptable	38
5.5. Conclusiones.....	45
Capitulo 6. Implementación da la Protección Adaptable	46
6.1. Introducción	46
6.2. Unidad terminal Maestra	46
6.3. Implementación de la Protección Adaptable	48
6.4. Conclusiones.....	49
Conclusiones	50

	Pagina
Apéndice A	51
A.1.- Estudio de corto circuito	51
A.2.- Teoría Básica	51
A.3.- Datos Requeridos para el Estudio de Corto Circuito	55
A.4.- Falla Trifásica	57
A.5.- Falla de una Fase a Tierra con Resistencia	59
A.6.- Consideraciones para los distintos tipos de falla	61
 Apéndice B. Diferentes características de los relevadores de distancia	
en el plano complejo $R - X$	68
B.1.- Relevador tipo impedancia	68
B.2.- Relevador tipo mho o admitancia	69
B.3.- Relevador tipo impedancia-ángulo	71
B.4.- Relevador con característica elíptica	72
B.5.- Relevador con característica cuadrilateral	73
 Bibliografía	75

INDICE DE TABLAS:

	Pagina
CAPITULO 5.....	32
Tabla 5.3.1: Operación de los relevadores para los distintos casos.....	38
Tabla 5.4.1: Impedancias de las líneas de transmisión en ohms secundarios.....	39
Tabla 5.4.2: Impedancias vistas por el relevador 8 en cada uno de los casos.....	41
Tabla 5.4.3: Impedancias vistas por el relevador 5 en cada uno de los casos.....	41
Tabla 5.4.4: Grupos de ajustes del relevador 8.....	43
Tabla 5.4.5: Grupos de ajustes del relevador 5.....	44
Tabla 5.4.6: Grupos de ajustes correspondientes a cada caso para el relevador 8.....	44
Tabla 5.4.7: Grupos de ajustes correspondientes a cada caso para el relevador 5.....	45

INDICE DE FIGURAS:

CAPITULO 2.....	5
Figura 2.2.1.- Conexiones básicas de relevador tipo impedancia.....	6
Figura 2.4.1.- Característica típica escalonada de distancia / tiempo para los alimentadores alimentados desde ambos extremos.....	9
Figura 2.6.1.- Característica de funcionamiento de un relevador de impedancia en un diagrama RX.....	13
CAPITULO 3.....	14
Figura 3.2.1.- Característica de sobrealcance.....	15
Figura 3.2.2.- Subalcance del relevador de distancia.....	16
Figura 3.4.1.- Efecto Infeed.....	20
Figura 3.4.2.- Efecto Outfeed.....	21
CAPITULO 4.....	22
Figura 4.3.1 Señalización o bandera local	28

	Pagina
Figura 4.3.2. Pantalla local	29
Figura 4.3.3 Comunicación local con terminal o PC.....	29
Figura 4.3.4 Comunicación remota con una PC y MODEM (SCADA básico).....	30
Figura 4.3.5 Comunicación con múltiples relevadores	31
CAPITULO 5.....	32
Figura 5.2.1.- Sistema de Prueba.....	33
Figura 5.2.2.- Alcances del relevador 5.....	34
Figura 5.2.3.- Alcances del relevador 8.....	34
Figura 5.3.1.- Falla en línea a con efecto INFEED.....	35
Figura 5.3.2.- Falla en línea c con efecto INFEED.....	35
Figura 5.3.3.- Falla en la línea c con a fuera de servicio.....	36
Figura 5.3.4.- Falla en la línea a con c fuera de servicio.....	36
Figura 5.3.5.- Falla en la línea a con b fuera de servicio.....	36
Figura 5.3.6.- Falla en la línea a con d fuera de servicio.....	37
Figura 5.3.7.- Falla en la línea d con efecto infeed.....	37
Figura 5.3.8.- Falla en la línea d sin efecto infeed.....	37
CAPITULO 6.....	46
Figura 6.2.1.- Unidad Terminal Remota	47
APENDICE A.....	51
Figura A.1.- Circuito Equivalente del sistema en condiciones normales.....	52
Figura A.2.- Circuito Equivalente del Sistema al ocurrir una falla.....	53
Figura A.3.- Grafica de la Corriente de Corto Circuito.....	53
Figura A.4.- Voltajes y corrientes en el punto de falla trifásica.....	57
Figura A.5.- Voltajes y Corrientes en el Punto de Falla de Fase a Tierra a través de una Resistencia.....	59
Figura A.6.- Interconexión de las redes de secuencia para distintos tipos de falla.....	62

Figura A.7.- Diagrama unificar de un sistema de distribución.....	63
APENDICE B.....	68
Figura B.1.- Relevador tipo impedancia.....	68
Figura B.2.- Relevador tipo mho o admitancia.....	69
Figura B.2.1.- Relevador mho modificado.....	70
Figura B.3.- Relevador tipo impedancia-ángulo.....	71
Figura B.3.1.- Relevador tipo reactancia.....	71
Figura B.4.- Relevador con característica elíptica.....	73
Figura B.5.- Relevador con característica cuadrilateral.....	74

CAPITULO 1

Introducción

1.1.- Introducción:

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia crecen y se vuelven más complejos conforme se incrementa la necesidad de energía eléctrica por parte de la sociedad, la protección y el control del SEP resultan más críticos, por lo que es parte del trabajo y responsabilidad del ingeniero el aplicar la última tecnología a su alcance para asegurar su confiabilidad y seguridad del sistema.

La función del sistema de protección por relevadores es la de remover lo más rápido posible del servicio cualquier elemento del sistema eléctrico, cuando éste sufre un corto circuito o bien cuando empieza a operar de manera anormal de tal forma que pueda causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema.

El ingeniero de protecciones no solo debe comprender la naturaleza de las fallas en un SEP, además debe tener un entendimiento básico de todos los componentes y su función en la operación de dicho sistema para así poder analizar y diseñar un sistema de protección efectivo, también debe de tener una comprensión profunda del funcionamiento de los relevadores de protección actuales ya que éstos cuentan con una tecnología avanzada basada en microprocesadores.

En teoría el sistema de protección debe tener la habilidad de responder a un número infinito de anomalías que pueden ocurrir en el sistema de potencia. Pero en la práctica existen algunos factores que impiden esta habilidad, un ejemplo de estos factores es el efecto infeed que se menciona más adelante.

El diseño de los esquemas de protección puede variar para un mismo sistema de potencia. Como resultado existe poca estandarización en las protecciones. No solo el tipo de relevadores puede variar, sino la cobertura en la que se extiende el esquema de protecciones establecido.

1.2.-Antecedentes de la Protección Adaptable

La sociedad depende en forma gradual de la energía en forma de electricidad, conforme esta necesidad crece, la protección y el control del sistema eléctrico de potencia resultan más complejos y críticos por lo que es parte del trabajo y responsabilidad del ingeniero el aplicar la última tecnología económicamente alcanzable para asegurar su confiabilidad y seguridad.

La función del sistema de protección por relevadores es el rápido aislamiento del servicio de cualquier elemento del SEP, cuando éste sufre un cortocircuito o bien cuando empieza a operar de manera anormal de tal forma que pueda causar daño o interferir con la operación correcta del resto del sistema. [7]

Se ha demostrado que los relevadores basados en una arquitectura de microprocesadores son económicos y técnicamente superiores respecto a los relevadores electromecánicos por lo que tienden a ser la alternativa y solución de los problemas de protección de SEP actuales, esto debido a la complejidad de la operación de los mismos. Es razonable pensar que en la evolución del sistema de protección, éste se integre a un sistema completo que involucre una amplia área de la red eléctrica. [2]

La idea de los sistemas de protección adaptable se ha desarrollado desde hace más de 25 años. Pero es a fines de la década de los ochenta que el concepto de adaptabilidad resurge como resultado del desarrollo tecnológico de los sistemas y de las computadoras digitales. [1, 4]

1.3.- Objetivo de la Tesis

El objetivo de este trabajo es la aplicación de la protección adaptable dentro de los relevadores microprocesados actuales para evitar que se pierda la coordinación en el esquema de protecciones debido a los cambios de configuración de una red eléctrica y evitar también la problemática que ocasiona el efecto de una fuente intermedia (efecto infeed) dentro de un sistema eléctrico mallado.

1.4.- Descripción de la Tesis

Este trabajo se inicia con la descripción de los aspectos principales involucrados en la problemática de la protección que se tiene en los SEP, debido principalmente al crecimiento de éstos por la gran demanda de energía eléctrica, también se mencionan algunos antecedentes referentes a la protección adaptable que es una de las soluciones para asegurar la confiabilidad y seguridad de los sistemas de protección ante condiciones cambiantes del sistema.

Este trabajo de tesis esta organizado en seis capítulos; el primero de ellos es la presente introducción.

En el capítulo dos se realiza una descripción de los principios de funcionamiento de la protección de distancia así como la forma de coordinar los relevadores de distancia, selección del esquema de distancia y selección de los ajustes del relevador de distancia de acuerdo al tamaño de la línea que se desea proteger.

El capítulo tres describe los factores que afectan la definición de zonas de protección de los relevadores de distancia, como el sobrealcance y el subalcance debido a la presencia de resistencia de arco o componentes de corriente directa; así como el efecto infeed que se genera por aportaciones de corriente de falla de puntos intermedios entre la ubicación del relevador y el punto de falla, debido a fuentes u otros circuitos con alimentación alterna.

En el capítulo cuatro se define en concepto de protección adaptable, el objetivo de ésta y sus principales características, a su vez se hace mención de las características de los relevadores multifuncionales así como las ventajas que presentan ante los relevadores electromecánicos; finalmente se hace un bosquejo histórico de cómo han ido evolucionando las interfases de comunicación de los relevadores digitales desde la bandera de señalización de los relevadores electromecánicos hasta la comunicación remota con una PC y MODEM (SCADA básico).

El capítulo cinco, describe y analiza el sistema de ejemplo en el cual se llevará a cabo el estudio de este trabajo y en donde se tomará la protección adaptable como solución a uno de los

efectos que se generan en un sistema mallado y que ocasiona problemas en el esquema de protección como lo es el efecto de la fuente intermedia (infeed). Aquí se analizan las diferentes contingencias y se calculan los nuevos grupos de ajustes los cuales servirán para implementar la protección adaptable con los relevadores multifunciones.

En el capítulo seis se realiza una descripción de lo que es una Unidad Terminal Maestra, la manera en como opera, las partes que la conforman, el tipo de datos que maneja y la manera en que los mismos llegan a ella. También se mencionan los diferentes tipos de comunicación por los que la unidad terminal maestra puede recibir los datos de alarmas para realizar el cambio de ajustes y cuál de estos tipos de comunicación se eligió en este trabajo y por que se hizo esa elección. Así como también, se menciona la forma en que se llevarán acabo los cambios de los grupos de ajustes cuando esto sea necesario.

Finalmente se presentan las conclusiones que se obtuvieron respecto a este trabajo de investigación en las cuales se da a conocer la problemática que presentan los esquemas de protecciones dentro de los sistemas eléctricos muy extensos, así como la aplicación de sistemas de protección adaptivos, resaltando la versatilidad que presentan los relevadores microprocesados para realizar esta aplicación y de esta manera solucionar este problema.

CAPÍTULO 2

Protección de Distancia

2.1.- Introducción

El empleo de relevadores de distancia de alta velocidad en los sistemas modernos se ha vuelto necesario debido a la complejidad de la configuración de los SEP, ya que cuentan con varias fuentes de alimentación procedentes de distintas plantas generadoras o son sistemas de gran extensión, aunado a la necesidad de tiempos más cortos en el aislamiento de la falla conforme aumenta el nivel de ésta, así como la dificultad que presenta el ajustar los relevadores de tiempo/sobrecorriente con un número creciente de estaciones de interrupción. Ya que si se utilizaran relevadores de sobrecorriente en este tipo de sistemas los ajustes de tiempos para la coordinación de las últimas zonas de protección (3ra. o 4ta. Zona) resultarían demasiado altos. Como consecuencia se alargaría excesivamente el tiempo invertido en operar al ocurrir una falla, con los consiguientes peligros para la seguridad de los generadores y equipos en general así como para la estabilidad del sistema, debido a que los generadores podrían salir de sincronismo. Por otro lado, la duración de la caída de tensión provocada por un cortocircuito puede tener graves consecuencias para las industrias, principalmente en aquellas que cuentan con procesos de fabricación continua.

Las protecciones de distancia se utilizan como regla general en líneas de transmisión de 110 kV y voltajes superiores, realizando la función de protección contra cortocircuitos entre fases y, en ocasiones, también la de protección contra cortocircuitos a tierra.

2.2.-Principio del relevador de distancia

La protección de distancia es aquella con selectividad relativa, es decir que puede operar tanto para cortocircuitos dentro de la zona protegida (protección primaria), como en los elementos adyacentes (protección de respaldo); que tiene direccionalidad y que se logra con relevadores denominados de distancia, los cuales son órganos de medición de dos señales de entrada (y en ocasiones más de dos) voltaje y corriente.

El funcionamiento de estos relevadores lo rige el cociente entre el voltaje y la corriente a ellos aplicados en la ubicación del relevador. Al aumentar dicha relación, el tiempo de operación del relevador aumenta automáticamente. Ahora, la impedancia o la reactancia del circuito entre el relevador y el punto de falla es proporcional a la distancia física que hay entre ellos; de este hecho se deriva el nombre de la protección, siempre que se hallan obtenido correctamente las cantidades de voltaje y corriente por el relevador. En la Figura 2.2.1 se ilustra un ejemplo básico de medición de la impedancia en la línea hasta el punto de falla. El relevador está conectado en el punto R; sus dos bobinas, la de operación y la de restricción, reciben corriente i_F y voltaje v_F , proporcionales a la corriente de falla I_F y al voltaje de lazo o circuito de falla V_F . Al ocurrir un cortocircuito la I_F aumenta y el V_F disminuye, por lo que el valor de $Z = V / I$ tiende a disminuir; por eso los relevadores de distancia son por lo general órganos de mínima, es decir, opera cuando Z disminuye. Estos relevadores son ajustados a un determinado valor de impedancia, debajo de este valor de Z el relevador operará, mientras que arriba de dicho valor el relevador no opera.

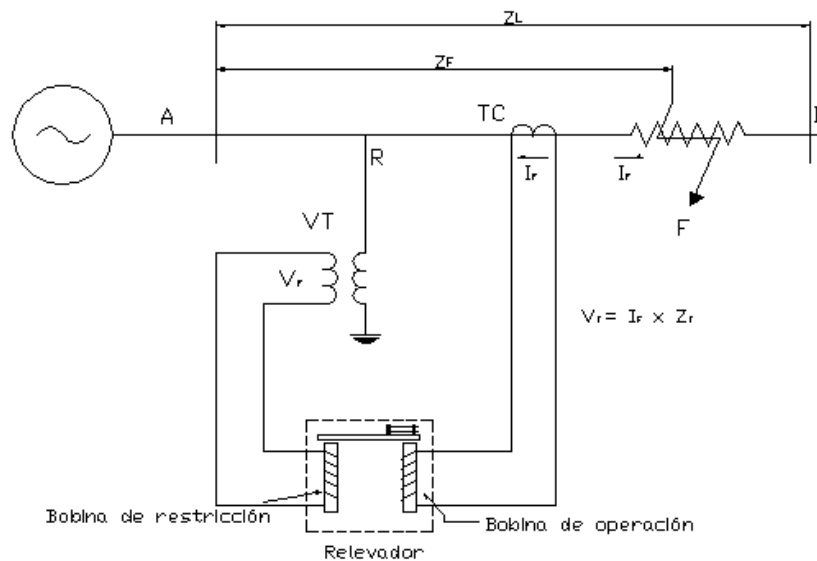


Fig. 2.2.1 Conexiones básicas del relevador tipo impedancia

La impedancia detectada por el relevador en realidad puede no resultar directamente proporcional a la distancia comprendida entre el relevador y la falla, esto debido a factores que afectan la precisión de la medición de esa distancia, tales como:

- a) La presencia de una resistencia debida al arco formado en el lugar de ubicación de la falla.
- b) La presencia de cargas y / o fuentes de generación entre el relevador y el lugar de la falla, etc.

Para operación selectiva, en muchas ocasiones el relevador requiere no sólo de la medición de la magnitud sino también del ángulo de impedancia de la línea hasta el punto de falla. Sin embargo, la denominación relevador de distancia se usa para designar al grupo completo formado por los relevadores tipo impedancia, reactancia, mho, impedancia modificados, ohm, mho con desplazamiento, elíptica, etc. Cuyas características de operación se explican más adelante.

2.3.-Conexiones de corriente y voltaje para los relevadores de distancia

Es importante que el relevador de distancia mida siempre la misma distancia entre la falla y el relevador, cualquiera que sea el tipo de falla y sus condiciones. Es posible disponer de los relevadores de tal manera que siempre midan Z_1 , la impedancia de secuencia positiva del alimentador protegido, mediante una elección adecuada de las conexiones de voltaje y corriente, bajo cualquier condición de falla. Es común emplear relevadores trifásicos, medidores de la falla de fase y relevadores trifásicos medidores de la falla de tierra.

2.4.- Esquemas de la protección de distancia

Al desarrollar el esquema general de una protección de distancia, es necesario considerar el número de relevadores con los cuales se obtendrá la discriminación requerida. Actualmente se acostumbra adoptar un método de protección de distancia definida, aplicada en tres zonas. Se emplean varios relevadores de distancia junto con relevadores de control de tiempo, en forma tal que el sistema de fuerza quede dividido en un número de zonas con tiempo de disparo diferentes

para cada una de las zonas. El disparo de la primera zona, que es instantáneo, se ajusta normalmente entre el 80% y 90% de la sección protegida. La protección de la zona dos, se realiza aplicando un retardo suficiente para los márgenes del tiempo de operación del disyuntor y del tiempo de discriminación; cubre el resto de la línea que no protegió la primer zona, más de un 20% a un 50% de la sección siguiente. La zona dos también proporciona protección de respaldo para el relevador de la siguiente sección, en el caso de fallas próximas a la barra. La zona tres que tiene aún más retardo, proporciona una protección completa de respaldo para todas las fallas en todas las ubicaciones se extiende de 120-180% de la siguiente línea. En la práctica, la entrada en operación del relevador de la zona tres puede inicialmente, usarse como arrancador para el equipo, en vista de que su propia acción de medición tendrá lugar solamente después de un largo retardo.

Este esquema de tres escalones, es para líneas con entrada en un extremo. Ahora, si la falla puede alimentarse desde ambos extremos, como sucede en un sistema interconectado, suponiendo que la zona 1 represente el 80% de la sección protegida, habrá entonces un 40% de la línea en que las fallas se aíslen finalmente en el tiempo de la zona 2. Esto se aprecia mejor en la Figura 2.4.1. Tal condición es indeseable desde el punto de vista de la estabilidad y, en general, es necesario para evitar este retardo de comunicación entre ambos relevadores ubicados en extremos opuestos de la línea. Esto es posible si el relevador de distancia que ha disparado instantáneamente en la zona 1, envía una señal de disparo al extremo remoto de la línea para que dispare el disyuntor rápidamente, en lugar de esperar el disparo de la zona 2.

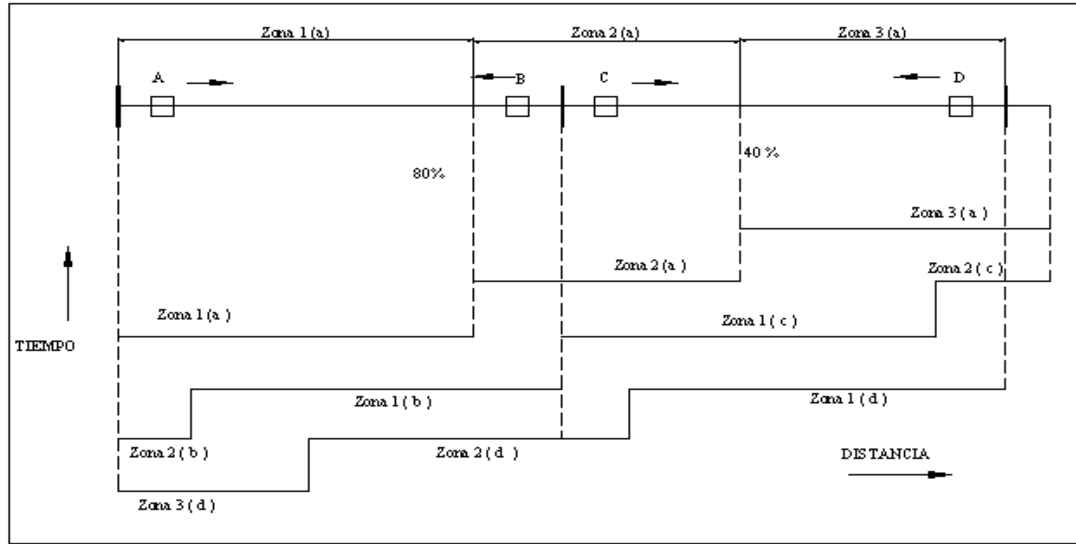


Fig. 2.4.1 Característica típica escalonada de distancia / tiempo para los alimentadores alimentados desde ambos extremos

2.5.-Selección del esquema de distancia

Los factores más importantes a considerar, para la selección de un esquema de distancia, se enumeran a continuación:

- ⇒ Velocidad de operación.
- ⇒ Características de medición del relevador.
- ⇒ Cobertura de las fallas.
- ⇒ Consideraciones económicas.

Velocidad de operación. El tiempo de operación es de gran importancia en los sistemas que tienen la posibilidad de volverse inestables en caso de que persista la falla durante más de cinco ciclos o alrededor de éstos. La operación de la zona 1 de los esquemas no afectados por interruptores, en los que se emplean unidades de medición separadas para las diferentes fases, está en la región de 2-3 ciclos, pero aproximadamente el 40% de la sección protegida, vista desde ambos extremos, está cubierto por el tiempo de operación de la zona 2. Tal esquema se usa en combinación con la portadora de la línea de fuerza, para extender el alcance de la zona 1 en caso de fallas internas, asegurando con ello la operación simultánea a alta velocidad de los disyuntores

instalados en ambos extremos, sin embargo, el esquema trabaja como un respaldo simple de distancia para fallas externas.

Todos los esquemas con interruptores que utilizan una sola unidad de medición para las diferentes fases, conectadas o desconectadas por selectores o arrancadores apropiados, son protecciones de baja velocidad. Por lo tanto, en general los esquemas sin la operación de interruptores se aplican en todos los alimentadores importantes, a los niveles de voltaje de subtransmisión y distribución, y en combinación con la portadora de línea de fuerza en todos los alimentadores, a los voltajes de transmisión para potencias importantes. Los esquemas con operación de los interruptores se aplican como una alternativa económica a las formas de protección con graduación del tiempo, en los circuitos de distribución radiales y de anillo, y en las líneas de transmisión menos importantes.

En los esquemas con operación de los interruptores, a causa de los largos tiempos para el aislamiento de la falla, se acostumbra agregar relevadores de bloqueo y relevadores de disparo fuera de paso, para evitar que haya paros prolongados durante condiciones de oscilación de potencia.

Características de medición del relevador. El campo de aplicación de los diversos relevadores de distancia se traslapa en gran medida, y por tal motivo no pueden trazarse las líneas divisorias que definen sus campos de aplicación respectivos. La longitud de la línea por proteger y el voltaje de transmisión son determinantes en la selección de estas características.

Debido a que la resistencia de tierra puede ser tan variable, un relevador de distancia de tierra debe mantenerse prácticamente inafectado por las grandes variaciones en la resistencia de falla. En consecuencia, por lo general se prefieren los relevadores de reactancia para la protección de tierra.

En la protección de fallas entre fases, cada tipo de relevador ofrece ciertas ventajas y desventajas. Para secciones de líneas muy cortas, se prefiere el tipo de reactancia por la razón de que la mayor parte de la línea puede protegerse a gran velocidad. Esto se debe a que el relevador

de reactancia prácticamente no es afectado por la resistencia de arco que puede ser grande comparada con la impedancia de la línea. Por otra parte, en ciertas localidades de un sistema, los relevadores de distancia del tipo reactancia son los más inclinados a funcionar erróneamente en ondas severas de potencia de sincronización a menos que se cuente con el equipo adicional de relevadores para impedir dicho funcionamiento. Estos relevadores son inadecuados para la protección de líneas largas.

El relevador de impedancia es el más adecuado para la protección en falla de fase en las líneas de moderada longitud que en las líneas muy cortas o muy largas. El arco afecta más a un relevador de impedancia que a uno de reactancia pero menos que a un relevador mho. Las oscilaciones de la potencia afectan menos a un relevador de impedancia que a un relevador de reactancia, pero más que a un relevador mho. Si una característica de un relevador de impedancia está descentrada como para convertirlo en uno de impedancia modificada, esto puede hacerlo parecer, de reactancia o de mho, y entonces requerirá una unidad direccional separada.

El tipo mho es el más adecuado para la protección de falla de fase para líneas largas, y en particular allí donde pueden presentarse ondas severas de potencia de sincronización. Lo menos aceptable es tener que requerir equipo adicional para impedir el disparo en presencia de dichas ondas. Cuando la protección mho se ajusta para proteger cualquier sección dada de línea, su característica de funcionamiento encierra el espacio mínimo en el diagrama R-X, lo que significa que ésta será menos afectada por condiciones anormales del sistema, distintas de las fallas en las líneas; en otras palabras, es la característica más selectiva de todos los relevadores de distancia. Debido a que el relevador mho es el más afectado por la resistencia de arco que cualquier otro tipo, se aplica en las líneas largas. El hecho de que ésta combine las funciones direccional y la medición de distancia en una unidad con un contacto la hace muy segura.

El relevador de conductancia es más tolerante a la resistencia de falla que el mho o el de impedancia simple, y es más económico que la unidad de reactancia, porque no necesita unidad direccional. Es aplicable a las líneas de distribución tanto aéreas como subterráneas.

Cabe mencionar que no existe ninguna línea divisoria entre las áreas de aplicación que indique donde usar uno u otro tipo de los relevadores de distancia. Actualmente, hay muchas confusiones de estas áreas. Por consiguiente, comprendiendo en mayor medida las capacidades de los relevadores de distancia, se podrá usar el tipo que mejor se ajusta a cada aplicación. En algunos casos la mejor selectividad puede obtenerse entre los relevadores del mismo tipo, pero si se usan relevadores que se ajustan mejor a cada línea, los diferentes tipos en líneas adyacentes no tienen efecto adverso apreciable en la selectividad.

Cobertura de las fallas. Cuando un sistema no está sólidamente aterrizado, o cuando está aterrizado a través de una bobina de supresión de arco, sólo es necesario aplicar los esquemas de protección para fallas de fase; en cambio, en los sistemas aterrizados sólidamente, hay previsión para la cobertura de las fallas de fase y de las fallas de tierra.

2.6.- Diagrama R-X

En general, todos los relevadores electromecánicos responden a una o más de las cantidades de entrada producidas: voltaje E , corriente I ; producto de voltaje, corriente y el ángulo de desfase θ entre ellos; y una fuerza física o diseñada tal como un control de resorte, consideraciones similares también tienen los relevadores de estado sólido. Para los relevadores de distancia, el análisis de respuesta para todas las condiciones es difícil porque el voltaje varía para cada falla, o varía para la misma falla pero con condiciones diferentes del sistema. Para resolver esta dificultad, es común usar un diagrama R-X para analizar y visualizar la respuesta del relevador. Utilizando sólo dos cantidades, R y X , o Z y θ . Hay una ventaja adicional: el diagrama R-X permite representar tanto al relevador como al sistema en el mismo diagrama.

Un ejemplo de este diagrama se muestra en la Figura 2.6.1, donde se representa al relevador tipo impedancia:

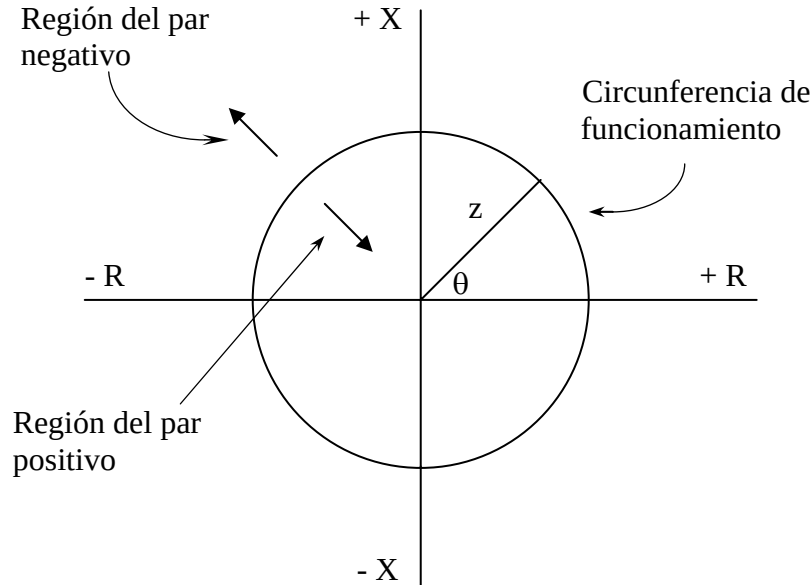


Fig. 2.6.1 Característica de funcionamiento de un relevador de impedancia en un diagrama RX

El valor numérico de la relación de V a I se muestra como la longitud de un radio vector dado por Z que es la impedancia medida por el relevador, y el ángulo de fase θ entre V e I determina, como se muestra, la posición del vector. Si I está en fase con V , el vector se sitúa a lo largo del eje $+R$; pero si I está a 180° fuera de fase con V , el vector se localiza a lo largo del eje $-R$. Si I se atrasa de V , el vector tiene una componente $-X$. Ya que el funcionamiento del relevador de impedancia es prácticamente o realmente independiente del ángulo de fase entre V e I , la característica de funcionamiento de un círculo con su centro en el origen.

2.7.- Conclusiones

La protección de distancia se utiliza por regla general en sistemas de potencia con niveles de tensión de 110 KV o mayores, es una protección con selectividad relativa, y tiene direccionalidad.

El empleo de relevadores de distancia de alta velocidad se ha vuelto necesario debido a la complejidad de los SEP, estos relevadores de distancia por su naturaleza de respuesta son también llamados órganos de mínima.

El grupo de este tipo de relevadores esta formado por los relevadores de tipo: impedancia, reactancia, mho, impedancia modificados, ohm, mho con desplazamiento, elíptica, etc.

CAPITULO 3

Factores que afectan la definición de zonas de protección de los relevadores de distancia

3.1.- Introducción

A medida que los sistemas eléctricos crecen, debido a la creciente demanda del servicio eléctrico, éstos se vuelven más complejos trayendo como consecuencia que surjan otros efectos no deseados dentro de estos sistemas, llegando en ocasiones a afectar la operación de las protecciones de los mismos. En este capítulo se mencionan algunos de estos factores así como la manera en como afectan a los esquemas de protección de los sistemas eléctricos y la manera en como pueden modificarse los nuevos esquemas para contrarrestar los efectos negativos.

3.2.- Alcance del relevador de distancia

Un relevador de distancia se ajusta para operar hasta con un valor en particular de la impedancia; para una impedancia mayor a la del valor de ajuste, el relevador no debe operar. Esta impedancia, o su distancia correspondiente, se conocen como alcance del relevador.

La impedancia vista por el relevador es un reflejo de la impedancia de la línea afectada por la relación de transformación de los Transformadores de corriente (RTC) y de potencial (RTP), siendo necesario convertir la impedancia primaria (impedancia de la línea referida al voltaje y a la corriente de la misma) a un valor secundario (impedancia de la línea referida al lado del relevador), para fines de ajuste de un relevador de distancia, se emplea (3.2.1).

$$Z_{\text{sec}} = Z_{\text{prim}} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) \quad (3.2.1)$$

En donde RTC es la relación de la corriente de fase del sistema a la corriente de fase del relevador, RTP la relación del voltaje de fase a fase del sistema al voltaje de fase a fase del relevador, todas bajo condiciones de estado estable.

La tendencia de un relevador de distancia a operar con impedancias mayores que las de sus valores de ajuste se conoce como subalcance y, de modo semejante, la tendencia a restringir, al valor de ajuste de la impedancia o con impedancias menores que las del valor de ajuste, se conoce como sobrealcance.

Una razón importante para el sobrealcance es la presencia del desplazamiento de la componente de corriente directa en la onda de la corriente de falla, ya que la corriente desplazada tiene un valor máximo mayor que el de una onda simétrica, que es para la que se ajusta el relevador.

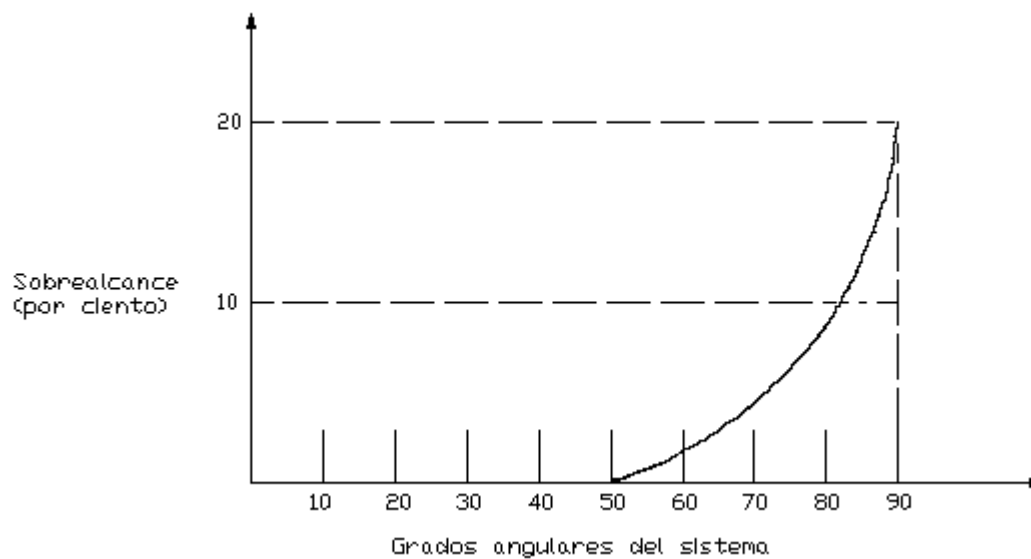


Fig. 3.2.1 Característica de sobrealcance

El sobrealcance transitorio se define como (3.2.2).

$$\text{Porcentaje de alcance transitorio} = \frac{Z_{os} - Z_{xy}}{Z_{xy}} \times 100 \quad (3.2.2)$$

Donde:

Z_{os} : La impedancia máxima para la cual operará el relevador con una onda de corriente desfasada y un ajuste dado.

Z_{xy} : La impedancia máxima a la que operará el relevador con corrientes simétricas y el mismo ajuste que para Z_{os} .

El sobrealcance transitorio aumenta en la medida en que se incrementa el ángulo del sistema $\tan^{-1} X / R$; la Figura 3.2.1 demuestra la variación del sobrealcance con el ángulo del sistema.

Un relevador de distancia puede tener subalcance por la introducción de la resistencia de la falla, como se ilustra en la Figura 3.2.2. El relevador instalado en O está ajustado para dar protección hasta P, pero si ocurre una falla en P' de tal manera que la resistencia de falla (PP') sea alta y que sumando esta resistencia, la impedancia detectada por el relevador sea OP', de forma que P' caiga fuera de la región de operación del relevador, entonces el relevador no operará. [7]

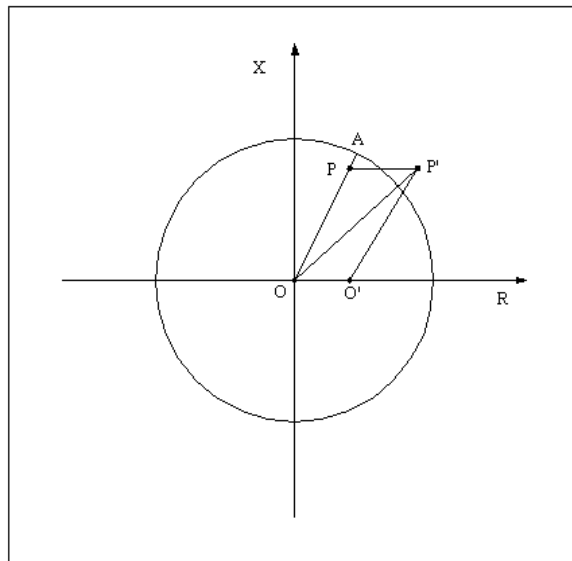


Fig. 3.2.2 Subalcance del relevador de distancia

3.3.-Efecto de la resistencia de arco

En virtud de que la mayoría de las fallas en los sistemas eléctricos se presentan en las líneas de transmisión por estar más expuestas a contingencias en las redes, la protección de distancia se puede ver afectada debido al arco eléctrico que se presenta entre conductores de fase en la línea, o entre conductor y estructura, cuando se presenta una falla. La resistencia de arco puede ser apreciable especialmente en líneas de transmisión de alta tensión en donde las distancias de fase a tierra y de fase a fase son considerables. [10]

El efecto de la resistencia de arco puede ser relevante en la protección especialmente en la primera zona de ajuste de la protección de distancia.

La resistencia de arco se suma a la impedancia de la línea hasta el punto de la falla para dar la impedancia medida por el relevador.

La localización más crítica del arco es en el punto en donde el funcionamiento del relevador de distancia cambia de alta velocidad (primera zona) al tiempo intermedio (2da. zona), o del intermedio al de respaldo (3er. Zona). Interesa la posibilidad de que un arco dentro de la primera zona (zona de alta velocidad) haga funcionar el relevador en la segunda zona (zona intermedia), o que un arco en la segunda zona haga funcionar el relevador en tiempo de respaldo, o que un arco dentro de la zona de respaldo impida completamente el funcionamiento del relevador. Es decir, un arco puede originar un subalcance en el relevador de distancia.

Si el arco se encuentra muy cerca del extremo de la primera zona, lo que interesa es su característica inicial. La primera zona de un relevador de distancia es tan rápida, que si la impedancia es tal que la primera zona pueda funcionar en forma inmediata cuando se establece el arco, lo hará antes de que éste pueda extenderse evitando así que éste aumente su impedancia. Por lo tanto, se puede calcular la característica del arco para una longitud igual a la distancia entre conductores para fallas de fase a fase, o a través de la cadena de aisladores para fallas de fase a tierra.

Para arcos dentro de la 2da y 3ra zona, debe considerarse el efecto de la extensión del arco por el viento, y el tiempo de funcionamiento para el que el relevador está ajustado. El hecho de que un arco tienda a descentrar el tiempo más largo tiene que extenderse en el viento cuando esté en las zonas 2 y 3, cuanto más lejos está la falla de arco del relevador, menor será su efecto en este relevador. Es decir cuanto más impedancia de línea haya entre el relevador y la falla, menor será el cambio que habrá en la impedancia total cuando se suma la resistencia de arco.

La resistencia del arco se puede calcular a partir de (3.3.1) y (3.3.2) [10].

$$R_{arco} = \frac{2.9 \cdot 10^4 \cdot L}{I^{1.4}} \text{ ohms} \quad (3.3.1)$$

donde: L : Longitud del arco en metros en aire estable

I : Corriente de falla en amperes

L es la distancia de fase a fase o de fase a tierra según sea el caso. Ahora cuando interviene el viento y el tiempo, la resistencia de arco se calcula por (3.3.2):

$$R_{arco} = \frac{50}{I} (V_L + 47 \cdot v \cdot t) \text{ ohms} \quad (3.3.2)$$

donde: V_L : Voltaje de fase a fase en KV

v : velocidad del viento en Km/hora

t : tiempo en segundos

Como dato de referencia en sistemas eléctricos de 115 a 400 kV se pueden dar los siguientes valores de resistencia de arco:

- Resistencia de arco para fallas de fase a fase $\rightarrow$ 2 ohms.
- Resistencia de arco para fallas de fase a tierra $\rightarrow$ 0.7 ohms.
- Para ausencia de cables de guarda o para altas resistencias al pie de la torre $\rightarrow$ 5 ohms pudiendo ser mayores en suelo seco o rocoso. [10]

Aunque en la práctica un arco es de naturaleza puramente resistiva, puede tener una componente de reactancia capacitiva o inductiva cuando es vista desde el extremo de una línea donde están los relevadores. La impedancia de un arco (Z_A) tiene la apariencia (3.3.3):

$$Z_A = [(I_1 + I_2) / I_1] R_A = R_A + (I_2 / I_1) R_A \quad (3.3.3)$$

donde:

I_i : La expresión compleja para la corriente que fluye en el arco desde el extremo de la línea donde están los relevadores

I_2 : La expresión compleja para la corriente que fluye en el arco desde el otro extremo de la línea.

R_A : La resistencia de arco con la corriente $(I_1 + I_2)$ que fluye en éste.

Si I_1 e I_2 están fuera de fase, Z_A será un número complejo. Por lo tanto, un relevador de reactancia puede afectarse en forma adversa por un arco. Este efecto es pequeño, y por lo general se desprecia.

3.4.- Efecto de fuente intermedia

3.4.1.-Efecto de aportación intermedia de corriente (infeed)

De los efectos que pueden influir en la mala operación de un esquema de protección está el efecto de fuente intermedia que se debe considerar para efectuar una adecuada coordinación de los sistemas o si se presenta una reconfiguración de los mismos.

En la Figura 3.4.1, se define como afectan las aportaciones de corriente de falla de puntos intermedios entre la ubicación del relevador y el punto de falla, obteniéndose como el cociente de la corriente que fluye por el elemento fallado y la corriente que fluye por el relevador.

Observando la Figura 3.4.1, la corriente que mide el relevador es I_1 y el voltaje es V_R el cual esta definido por (3.4.1):

$$V_R = I_1 * Z_{AB} + (I_1 + I_2) Z_{BF} \quad (3.4.1)$$

De esta manera la impedancia medida por el relevador resulta (3.4.2):

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} \quad (3.4.2)$$

Sustituyendo la ecuación (3.4.1) en la ecuación (3.4.2) e $I_R = I_1$ el valor de impedancia que ve el relevador queda determinado por (3.4.3) y (3.4.4):

$$Z_R = \frac{(I_1 Z_{AB} + (I_1 + I_2) Z_{BF})}{I_1} \quad (3.4.3)$$

$$Z_R = Z_{AB} + Z_{BF} + \left(\frac{I_2}{I_1} \right) Z_{BF} \quad (3.4.4)$$

El cociente $\left(\frac{I_2}{I_1} \right) > 0$ implica que la impedancia medida por el relevador es mayor que la impedancia de las líneas involucradas, por lo que la falla parece más alejada, lo que significa que el relevador presenta un subalcance. En otras palabras, el relevador de distancia protege menos conforme la aportación de la fuente intermedia aumenta. [6]

El efecto de la fuente intermedia varía con cambios y configuración del sistema, por lo que la impedancia aparente puede ser máxima en condiciones del sistema de generación máxima o mínima.

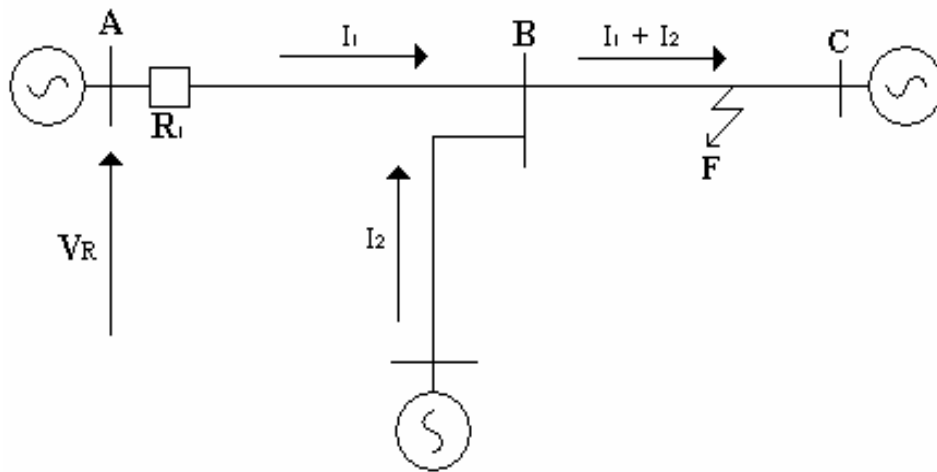


Fig. 3.4.1 Efecto Infeed

3.4.2.- Efecto Outfeed o de salida intermedia de corriente:

Este es otro efecto que afecta la operación de los sistemas de protección, y es la salida intermedia de corriente como se muestra en la Figura 3.4.2, en donde se observa una sección de la red que presenta este efecto.

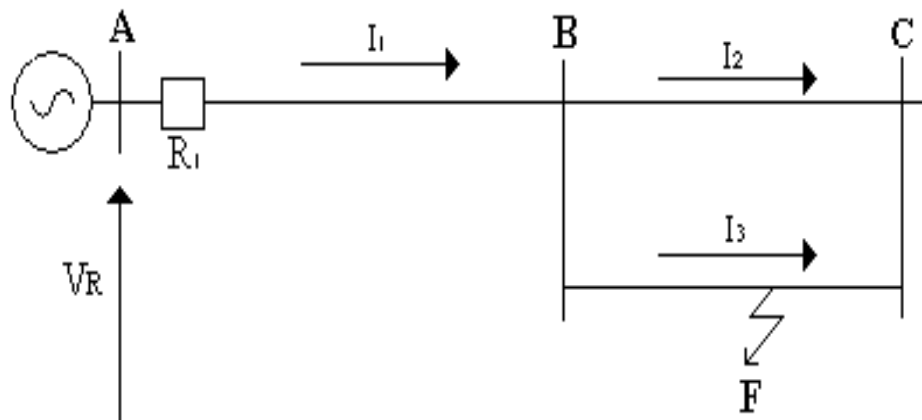


Fig. 3.4.2 Efecto Outfeed

3.5.- Conclusiones

En este capítulo, se han mostrado las características principales de operación de los relevadores de distancia así como los factores que afectan la operación de los mismos.

La presencia de una resistencia debida al arco formado en el lugar de ubicación de una falla o la presencia de cargas y /o fuentes de generación entre el relevador y el lugar de la falla, son los principales efectos que afectan el correcto funcionamiento de la protección de distancia.

El subalcance se debe a la tendencia de un relevador de distancia a operar con impedancias mayores que las de sus valores de ajuste y, de modo semejante, la tendencia a restringir, al valor de ajuste de la impedancia o con impedancias menores que las del valor de ajuste, se conoce como sobrealcance.

CAPITULO 4

Protección Adaptable y Relevadores Digitales Multifunción.

4.1.- Protección Adaptable

4.1.1.-Introducción:

Con el desarrollo de las protecciones microprocesadas, la protección adaptable proporciona la flexibilidad necesaria para obtener altos niveles de confiabilidad en los esquemas de protección al permitir el cambio de ajustes de acuerdo a las condiciones cambiantes del SEP protegido.

Con el advenimiento de la tecnología digital y los sistemas con capacidades de comunicación y programación basadas en microprocesadores, la implementación del concepto de protección adaptable es factible.

La protección adaptable considera el hecho de que el sistema de potencia cambia de estado continuamente. Por lo tanto, los ajustes de los relevadores deben también cambiar para adaptarse a estos cambios.

Así, la protección adaptable permite un mejor desempeño del esquema de protección, ya que los ajustes se establecen en base a las condiciones del sistema. Esto ayuda a encontrar soluciones más cercanas a la ideal evitando operaciones falsas de los relevadores o la no operación de los mismos.

4.1.2.-Definición

El nombre de protección adaptable ha sido comúnmente asociado con muchos propósitos específicos así como conceptos generales.

Puesto que no existe una definición bien establecida, queda libre la definición del término a condiciones impuestas para realizar la investigación.[3]

4.1.3.- Comité IEEE de protección de sistemas de potencia.

El Comité IEEE de protección de sistemas de potencia, da la definición en 1993 como:

“Una función adaptable es definida como una función que automáticamente ajusta las características de operación del sistema de relevadores en respuesta a los cambios en las condiciones del sistema de potencia” [3].

4.1.4.- S.H.Horowitz, A.G.Phadke y J.S.Thorp

Existen tres versiones ligeramente distintas de este concepto; una difundida por S. H. Horowitz, A. G. Phadke y J. S. Thorp que esta definida como: **“Protección adaptable es una filosofía de protección la cual permite y trata de hacer los ajustes a varias funciones de protección en función de hacer a éstas más apropiadas a las condiciones prevalecientes en el sistema de potencia”**[1, 2, 3]

4.1.5.- G. D. Rockefeller, C. L. Wagner, J. R. Linders, K. L. Hicks, D. T. Rizy

Otra definición difundida por G. D. Rockefeller, C. L. Wagner, J. R. Linders, K. L. Hicks, D. T. Rizy que esta definida como: **“Protección Adaptable es una actividad en línea que modifica la respuesta de protección predefinida por un cambio en las condiciones del sistema o requerimientos. Esto es usualmente automático pero también podrá incluir temporalmente intervención humana”**. [4,3]

4.1.6.- A. K. Jampala, S. S. Venkata y M. J. Damborg

Y la última difundida por A. K. Jampala, S. S. Venkata y M. J. Damborg, como: **“La habilidad de el sistema de protección para automáticamente alterar sus parámetros de**

operación en respuesta a los cambios de las condiciones del sistema, para mantener un desempeño óptimo”. [6]

El concepto clave es el cambio de alguna característica del sistema de protección en respuesta al cambio en el sistema de potencia causado por cambios: en la carga, en la operación del sistema o reconfiguraciones después de una falla, entre otras. Como un hecho, todos los sistemas de protección existentes deben ajustarse a los cambios en el sistema de potencia. Esto se logra haciendo que todos los ajustes del relevador sean los correctos para todas las condiciones actuales del sistema. Por ejemplo, los ajustes de las zonas 2 y 3 de los relevadores de distancia deben ser ajustados tomando en cuenta el efecto de aportación de corriente.

No tomar en cuenta estas consideraciones resulta en el diseño de un sistema de protección deficiente en dos aspectos principales: no todas las posibles contingencias pueden ser anticipadas durante el diseño de un sistema de protección, y segundo, no se puede encontrar un solo ajuste que sea aplicable a varias configuraciones del sistema. De cualquier manera la protección adaptable acomoda los ajustes de los relevadores a las condiciones variables del sistema por lo que las mejores características de operación son fundamentalmente adaptables.

Puesto que la protección adaptable implica que los relevadores de protección se deben adaptar a las condiciones cambiantes del sistema, debe asumirse que existe un sistema integrado jerarquizado. La comunicación puede establecerse con otros equipos dentro de la misma Subestación o con la estación maestra. La protección adaptable, como su nombre lo indica se “adapta” a las necesidades del sistema. Claramente son muy necesarios los canales de comunicación. Mientras las comunicaciones locales en las Subestaciones son más fáciles de lograr, y por lo tanto las características adaptables que dependen solo de comunicaciones locales son las primeras en ser implementadas.

Cuando se necesitan comunicaciones a más larga distancia, algunas características adaptables requieren información en tiempo real de las localizaciones remotas, mientras que otras solo requieren un sólo flujo de datos. Los sistemas de protección adaptable que requieren un modesto flujo de datos serán seguramente implementados antes de los sistemas que requieren un flujo de

datos en tiempo real. Así mismo los enlaces de fibra óptica ofrecen un medio confiable de transmisión de grandes volúmenes de datos.

Conforme estos enlaces de comunicación prosperen muchos de los conceptos de protección adaptable serán implementados.

Excepto por pequeñas diferencias todas las definiciones sugieren:

- ⇒ Cambio de los ajustes, funciones o características.
- ⇒ Encontrar las condiciones óptimas de operación en los ajustes del relevador en vez de los ajustes convencionales que provocan conflictos en la dependabilidad y seguridad del sistema.

La protección adaptable a través del cambio de grupos de ajuste puede darse en dos sentidos:

I. Adaptando los ajustes

En los sistemas de protección de distancia, las condiciones de las fuentes pueden tener un gran impacto en la sensibilidad, los intervalos de coordinación y de tiempo es un compromiso entre las condiciones normales y la peor condición posible.

II. Adaptando la lógica

La característica de cambiar los grupos de ajustes fue expandida para permitir la programación de la lógica interna y la salida de los contactos para cambiar más allá de los cambios de los ajustes del relevador.

La lógica puede ser cambiada en cada uno de los distintos grupos de ajustes. Generalmente se deshabilitan funciones, como la direccionalidad, el instantáneo o la zona 3 de los relevadores de distancia.

Diferentes grupos de ajuste pueden ser programados para diferentes contingencias. Los relevadores actuales manejan la adaptabilidad a múltiples configuraciones del sistema mediante múltiples grupos de ajustes que pueden ser habilitados por:

- ▣ Comandos vía puerto de comunicación.
- ▣ Selección del grupo mediante las entradas digitales del propio relevador.

El simple cambio de los ajustes remotamente por grupos de ajustes preestablecidos puede ser realmente factible para ser desarrollado e implementado por los ingenieros de protección.

El cambio de grupos de ajustes es una de las características más poderosas de los relevadores actuales. La habilidad para tener múltiples grupos de ajustes del relevador que pueden ser conmutados manualmente o automáticamente para ajustarse a las necesidades del sistema. Cuando las condiciones del sistema cambian, el relevador es notificado y los ajustes pueden ser cambiados instantáneamente. No hay necesidad de comprometer el ajuste a dos condiciones cambiantes del sistema.

4.2.- Relevadores Digitales Multifunción

Los relevadores digitales multifuncionales han estado disponibles por cerca de diez años y en uso popular por menos tiempo. Hoy, los relevadores digitales son la más popular alternativa de las nuevas instalaciones de protección, monitoreo y control y son ampliamente aplicados como reemplazo de los relevadores electromecánicos y analógicos de estado sólido.

Existen muchas razones para la popularidad de los relevadores digitales: el precio, la confiabilidad, la funcionalidad y la flexibilidad. Pero la característica que separa a los relevadores digitales de los anteriores tipos es la información. Los relevadores digitales ofrecen información en tiempo real e histórica, de ellos mismos, del sistema de potencia, del sistema de protección, medición y control o cualquier equipo seleccionado de la subestación.

Los diseños tradicionales de subestaciones utilizan dispositivos individuales para proporcionar la misma información, tal como datos de medición o de falla. Otro tipo de información no estaba disponible en estas instalaciones tradicionales como datos de operación del interruptor o autodiagnóstico de los relevadores.

Los relevadores digitales multifuncionales han abierto un amplio y nuevo mundo de la información no disponible antes, con un costo adicional reducido. El gran valor de la información se distribuye en una gran variedad de personal de la compañía suministradora pues es de interés para el mantenimiento, planeación, diseño, atención al usuario, información para trabajar adecuadamente, así como para deslindar responsabilidades ante eventualidades que así lo exijan.

Acorde a estas nuevas necesidades se deben realizar cambios en el diseño de las subestaciones para darle balance a los requerimientos funcionales y de información. [5]

4.3.- Evolución de las interfases de comunicación de los relevadores digitales

La arquitectura de las comunicaciones, así como, la interfase de comunicación de los relevadores ha evolucionado para cubrir los requerimientos de la información de los usuarios.[5]

Enseguida se presenta diversas etapas de como han ido evolucionando las interfases de comunicación de los relevadores.

4.3.1.- Señalización o bandera local

La señalización o bandera fue la primera interfase desarrollada para comunicarse con el relevador electromecánico que ha desempeñado una función. Conforme los relevadores se fueron sofisticando, los sistemas de señalización evolucionaron también, para indicar qué fase o zona en particular del relevador ha operado. Los relevadores analógicos de estado sólido utilizaban señalizaciones electrónicas tales como los LED's. Algunos de estos relevadores ya incluían señalizaciones de los estados internos de los relevadores indicando el estado interno de sus

sistemas. En su evolución a los relevadores digitales se ha mantenido la incorporación de estos LED's para indicar la operación básica que el relevador ha realizado, Figura 4.3.1. [5]

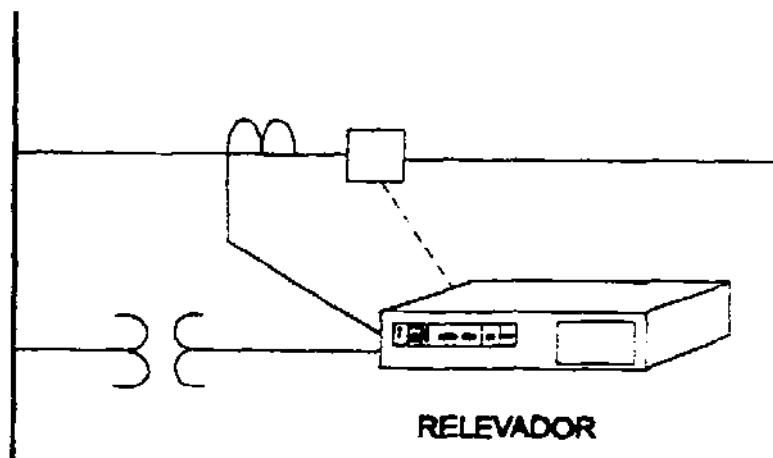


Fig. 4.3.1 Señalización o bandera local

4.3.2.- Pantalla Local

Conforme los datos de los relevadores son más sofisticados, se tiene la necesidad de proveer un sistema más completo de comunicación de la información. Datos de la falla, tales como magnitud de corriente, tipo de falla y localización del mismo, requirieron una pantalla local alfanumérica para la interrogación local por el personal encargado de recopilar los datos de señalización, Figura 4.3.2. Debido a que las fallas ocurren esporádicamente, la pantalla alfanumérica local se utiliza de manera continua para desplegar datos en tiempo real, tales como voltajes o corrientes presentes en el sistema. En esencia, ésta es una integración de un medidor y un relevador. Muchas otras funciones se despliegan en pantalla como registro de eventos, ajustes del relevador, datos de la línea de transmisión, estado de auto prueba del relevador y datos de operación del mismo. Con la adición de un teclado y con la pantalla es posible cambiar los ajustes en algunos relevadores. [5]

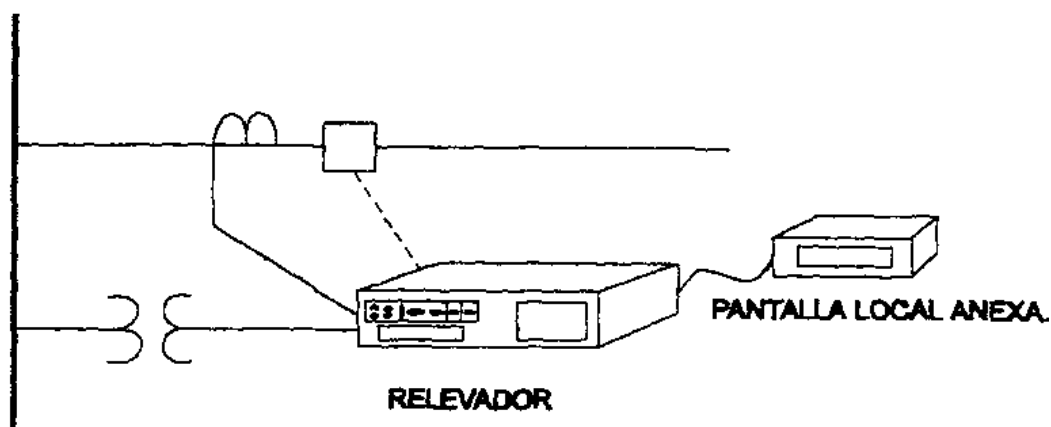


Fig. 4.3.2 Pantalla local

4.3.3.- Comunicación Local con una terminal o PC

Como los relevadores digitales progresaron en capacidad e información, rápidamente las capacidades de señalización y las pantallas locales fueron inadecuadas. Por lo que uno o más puertos de estos relevadores digitales fueron habilitados para permitir la comunicación con una terminal o PC con un software de emulación de la terminal, Figura 4.3.3. Esto amplió enormemente la capacidad de interfase de comunicación con el relevador, y permitió que toda la información en el relevador fuera accesada y los ajustes del relevador y otras funciones ajustadas y cambiadas. Así mismo la industria de la computación estandarizó el puerto EIA 232 que permanece como interfase de comunicación estándar con una PC, relevadores digitales u otros dispositivos electrónicos inteligentes en los relevadores más recientes. Además se estandarizó hacia comandos en caracteres ASCII. [5]

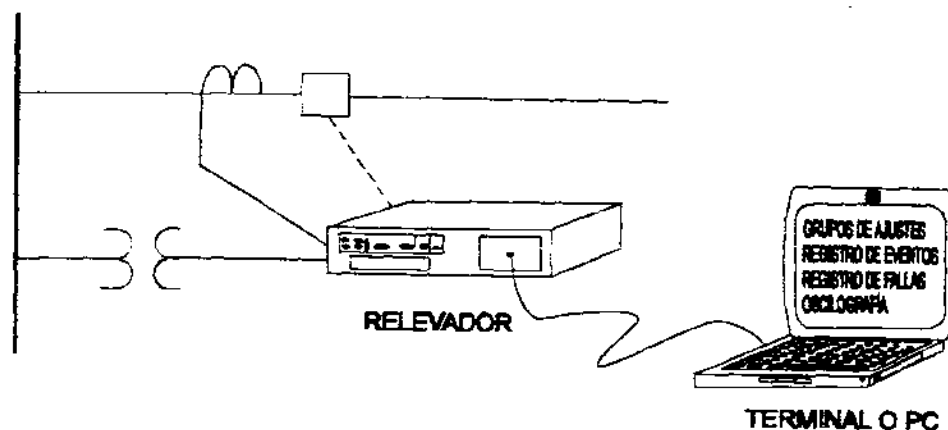


Fig. 4.3.3 Comunicación local con terminal o PC

4.3.4.-Comunicación Remota con una PC y MODEM (SCADA básico)

Todas las funciones de interrogación y control que son desempeñadas localmente pueden ser, así mismo, realizadas de manera remota con el uso de PC's, modems y software de comunicaciones. Los medios de comunicación incluyen redes telefónicas comerciales y privadas, microondas y redes de fibra óptica, Figura 4.3.4. Esto permite a los ingenieros de operación, mantenimiento y diseño, acceder a la información en tiempo real e histórica que necesiten para desempeñar su trabajo.

Las funciones de un SCADA básico son desempeñadas utilizando estas capacidades de control e interrogación de los relevadores. El acceso a las diferentes funciones es restringido por claves y los códigos de entrada de manera similar a lo realizado de manera local. [5]

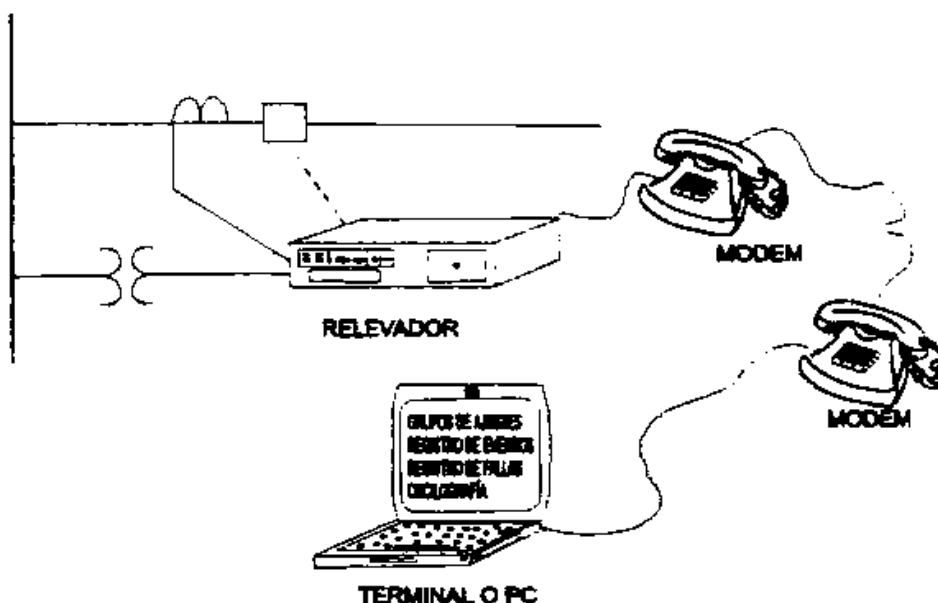


Fig. 4.3.4 Comunicación Remota con una PC y MODEM (SCADA básico)

4.3.5.-Comunicación con múltiples relevadores

La proliferación de los relevadores digitales e IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) con capacidades de comunicación local y remota requirió concentradores de comunicación que permitieran la conexión de múltiples dispositivos a través de un canal único, Figura 4.3.5.

Los relevadores digitales y muchos otros IED's incluyen en su construcción un reloj, este registra el tiempo exacto en que ocurre un evento. La sincronización de los relojes permite un análisis perfectamente sincronizado de los eventos registrados en diferentes IED's. La más popular sincronización se realiza a través de un código de tiempo IRIG-B, el cual consiste en un tren de pulso con niveles lógicos (0 - +5 volts) a través de un puerto específicamente dedicado para este efecto. [5]

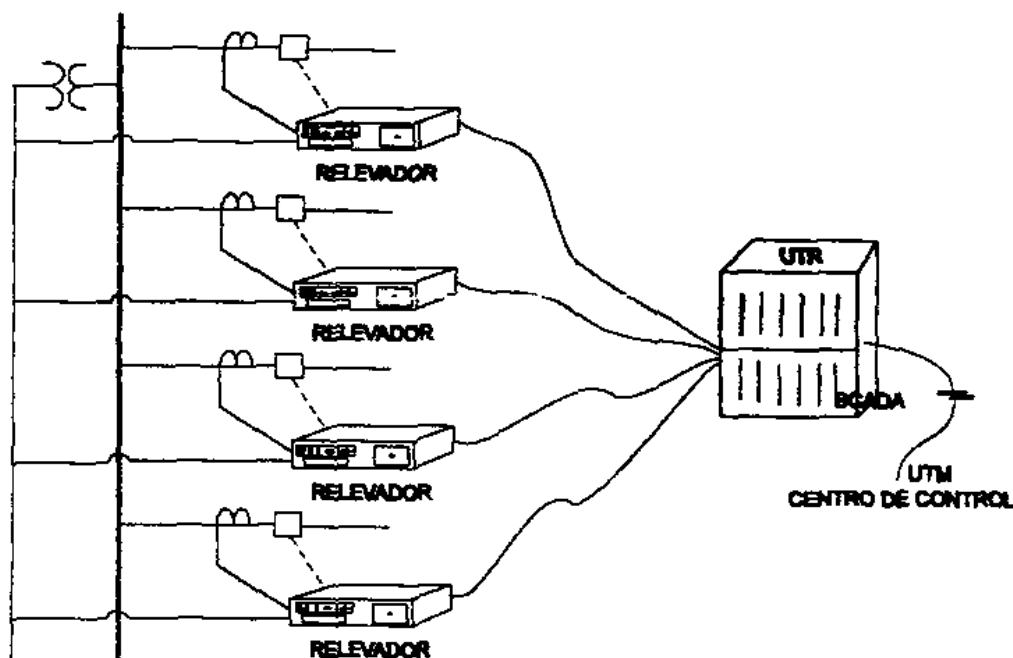


Fig. 4.3.5 Comunicación con múltiples Relevadores

4.4.-Conclusiones

La protección adaptable permite ajustar automáticamente las zonas de operación del sistema de relevadores de distancia en respuesta a los cambios en las condiciones del sistema de potencia.

Los medios de comunicación actuales permiten a los ingenieros de operación, mantenimiento y diseño, acceder a la información en tiempo real e histórica que necesitan para desempeñar su trabajo. Esto amplió enormemente la capacidad de interfase de comunicación con el relevador, y permitió que toda la información en el relevador fuera accesada y los ajustes del relevador y otras funciones ajustadas y cambiadas.

CAPITULO 5

Descripción y Análisis del Caso de Estudio

5.1.- Introducción

Como ya se mencionó anteriormente en la medida en que un SEP crece la protección y el control de éste resultan más críticos, ya que se debe diseñar un esquema de protección que satisfaga con todas las necesidades del sistema de potencia. El mal diseño del esquema de protección podría ocasionar una mala coordinación de los relevadores de protección, esto traería como consecuencia una mala selectividad por parte del esquema de protección. El caso de estudio al cual se enfoca este trabajo, es un sistema eléctrico de potencia cuya coordinación que actualmente tienen los relevadores de protección opera en la mayoría de los casos correctamente. Pero que ocurre cuando alguna de las fuentes generadoras o alguna línea quedan fuera de servicio por un periodo de tiempo largo (horas o incluso días) ya sea por una desconexión debido a una falla o por una desconexión programada por maniobra o simplemente para dar servicio a esa línea, se producen cambios en la configuración del sistema, en la carga y algunos desbalances de fases, así como grandes variaciones en los niveles de falla debido al estado de las fuentes de generación y alimentadores, esto conduce a que la coordinación de los relevadores de protección puede perderse lo que traería como consecuencia una mala selectividad del esquema o incluso podrían quedarse tramos del sistema de potencia sin protección lo que no es conveniente. Lo anterior debido a que existe la posibilidad de que en ese momento ocurriera una segunda contingencia, para lo cual el equipo de protección no sería capaz de proteger completamente al sistema y la eficiencia del esquema de protección disminuiría y esto podría dejar fuera de servicio a tramos del sistema que no se deberían desconectar, además podría ocasionar daños severos a los elementos del sistema que no estén protegidos e incluso daños al personal si en ese instante se encuentran trabajando dentro del sistema.

En este capítulo se describe y analiza el sistema en el cual se llevara a cabo el estudio y en donde se tomará la protección adaptable como solución a uno de los efectos que se generan en un sistema mallado y que ocasionan problemas en el esquema de protección.

5.2.- Descripción del Caso de Estudio

Para ilustrar la necesidad de la aplicación de la protección adaptable, en la Figura 5.2.1 se muestra el sistema que será objeto de estudio y que forma parte de un SEP más extenso que opera a una tensión de 115 kV, este sistema cuenta con 5 buses (A, B, C, D y E), de los cuales como se observa en la Figura tres de ellos tienen una fuente de generación diferente conectada, estas diferentes fuentes provocan en algunos relevadores efectos no deseados al momento de realizar su coordinación, los relevadores instalados (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8) son relevadores de distancia microprocesados los cuales cuentan con varios grupos de ajustes cada uno, las líneas que unen a estos buses son (a, b, c y d).

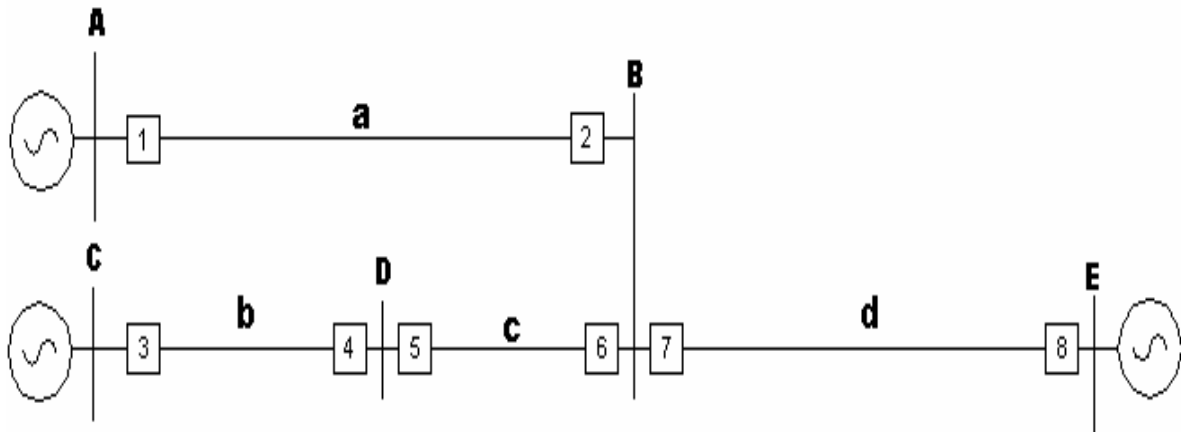


Fig 5.2.1 Sistema de Prueba

En el diagrama de la Figura 5.2.1 la presencia del efecto INFEED en los relevadores 5 y 8 provoca en ellos un efecto de subalcance para algunas configuraciones del sistema.

En condiciones normales los relevadores 5 y 8 presentan un subalcance debido a la existencia de una fuente intermedia, por lo que al ocurrir alguna falla éstos ven una impedancia de falla

mayor a la real, lo que es indeseable ya que de esta manera estos relevadores pueden presentar una operación inadecuada para este tipo de fallas.

En las figuras 5.2.2 y 5.2.3 se muestran los esquemas de alcances de los relevadores 5 y 8 respectivamente, en los cuales se observa claramente que los dos relevadores son afectados por el efecto infeed.

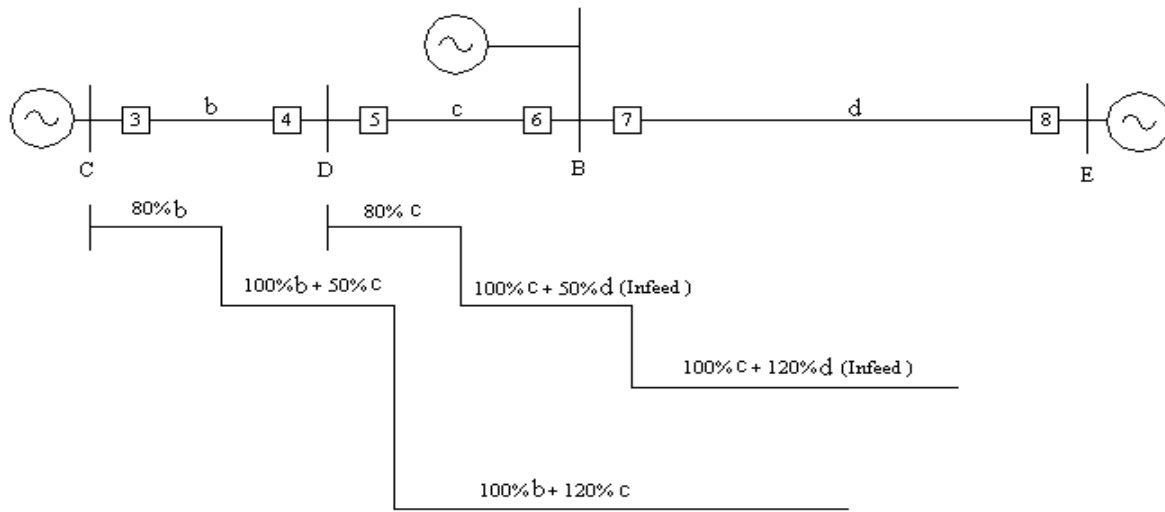


Fig. 5.2.2 Alcances del relevador 5

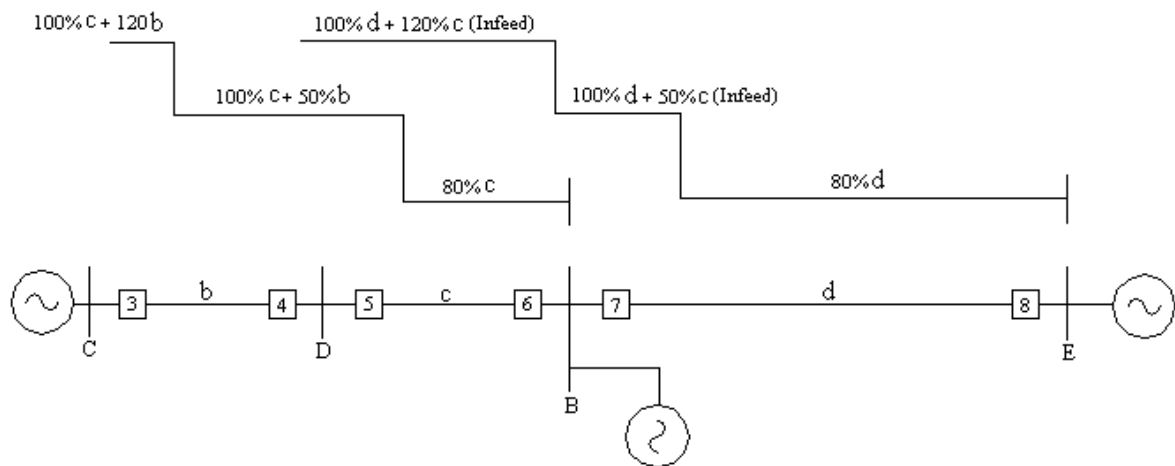


Fig. 5.2.3 Alcances del relevador 8

5.3.-Análisis del Caso de Estudio

La forma en que estos relevadores se comportan al cambiar la topología del SEP es la siguiente:

1. Si el sistema tiene la configuración de la Figura 5.2.1 y se produce una falla al 50% de la línea **a** o del 80 al 100% de la línea **c**, como se muestra en las Figuras 5.3.1 y 5.3.2, el relevador número 8 no opera debido a que se presenta un subalcance por el efecto de la fuente intermedia.

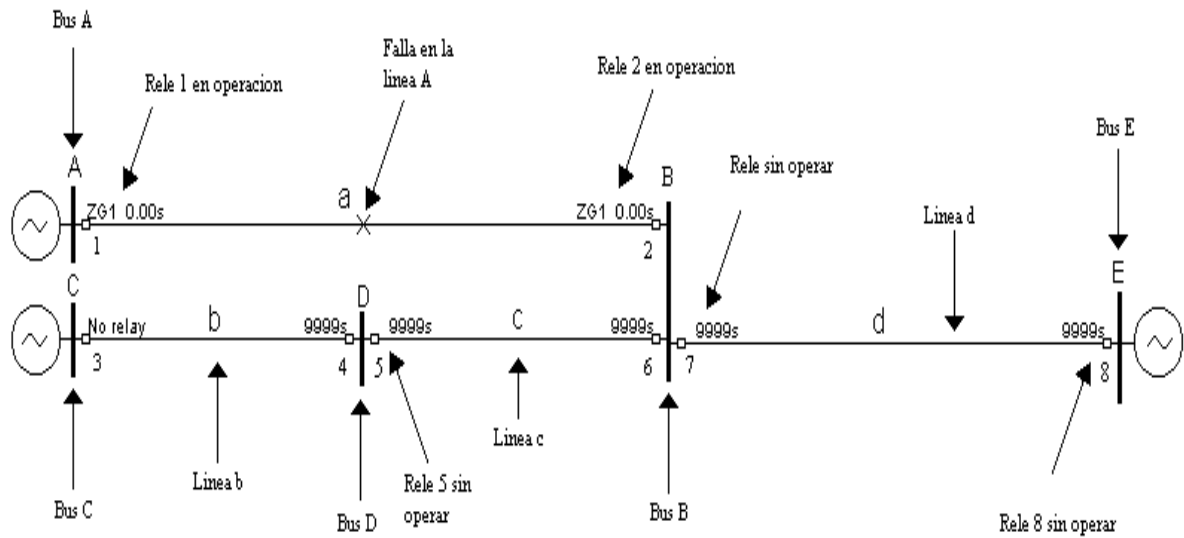


Fig. 5.3.1 Falla en línea **a** con efecto INFEED

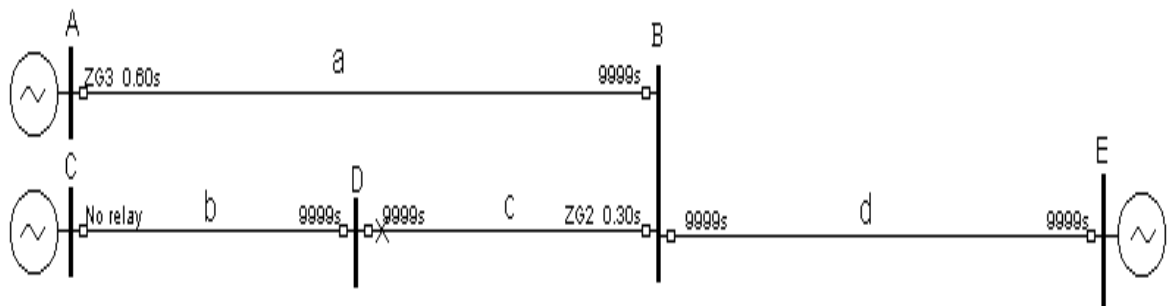


Fig. 5.3.2 Falla en línea **c** con efecto INFEED

2. Si sale de servicio la línea **a** y se produce una falla del 80 al 100% de la línea **c**, como se muestra en la Figura 5.3.3, el relevador 8 opera pero en zona 3 esto debido a que al salir de servicio la línea **a** el efecto infeed desaparece.

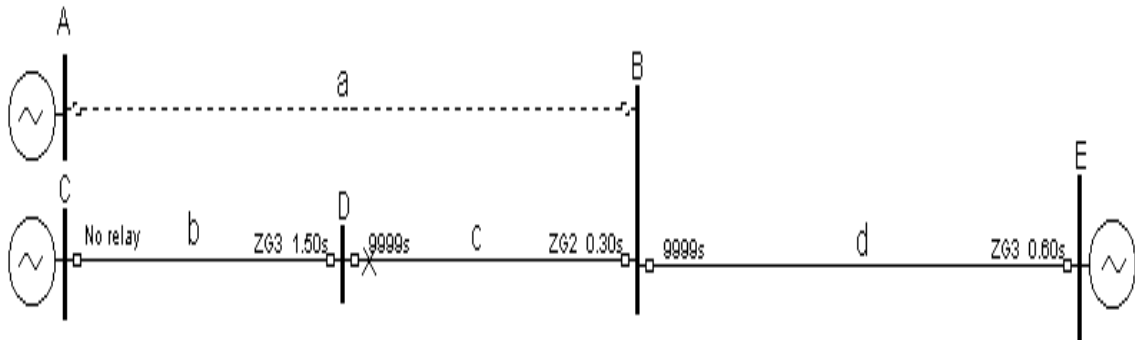


Fig. 5.3.3 Falla en la línea **c** con la línea **a** fuera de servicio

Sin embargo, si salen de servicio la línea **c** o **b**, como se muestra en las Figuras 5.3.4 y 5.3.5, para una falla al 65% de la línea **a** el relevador 8 se ve afectado operando en zona 3 por el mismo efecto anterior.

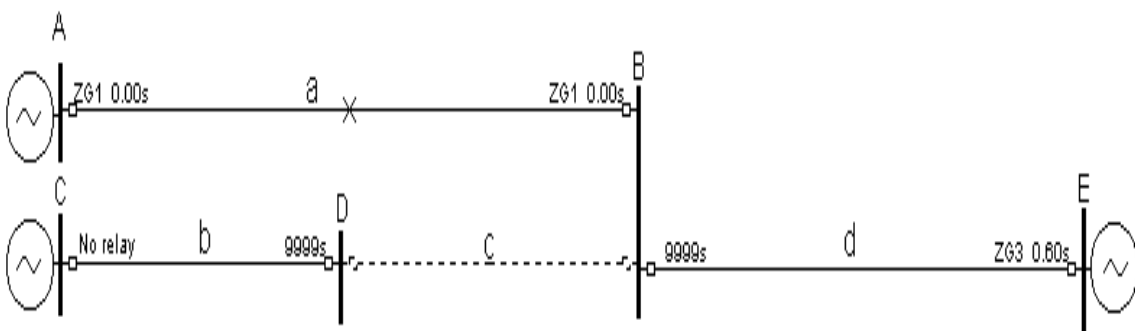


Fig. 5.3.4 Falla en la línea **a** con la línea **c** fuera de servicio

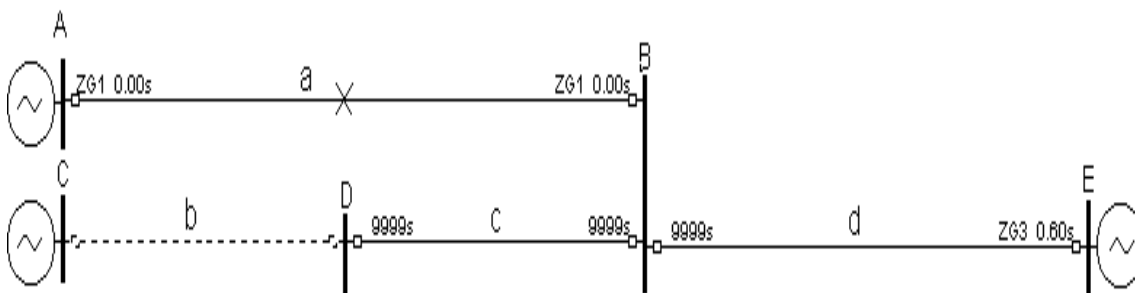


Fig. 5.3.5 Falla en la línea **a** con la línea **b** fuera de servicio

3. Si falla la línea **a** con la configuración de la Figura 5.2.1 no opera el relevador 5; pero si sale de servicio la línea **d** desaparece el efecto infeed, el relevador opera en zona 3, como se muestra en la Figura 5.3.6.

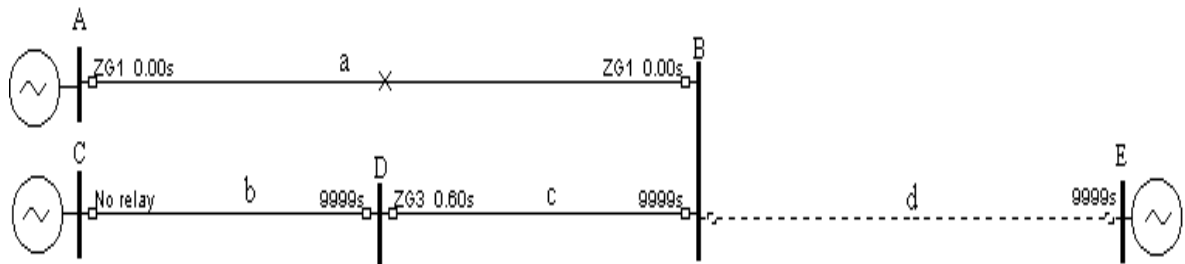


Fig. 5.3.6 Falla en la línea **a** con la línea **d** fuera de servicio

4. Para una falla al 34% de la línea **d** en condiciones normales, incluye efecto infeed, el relevador 5 opera en zona 3, como se observa en la Figura 5.3.7.

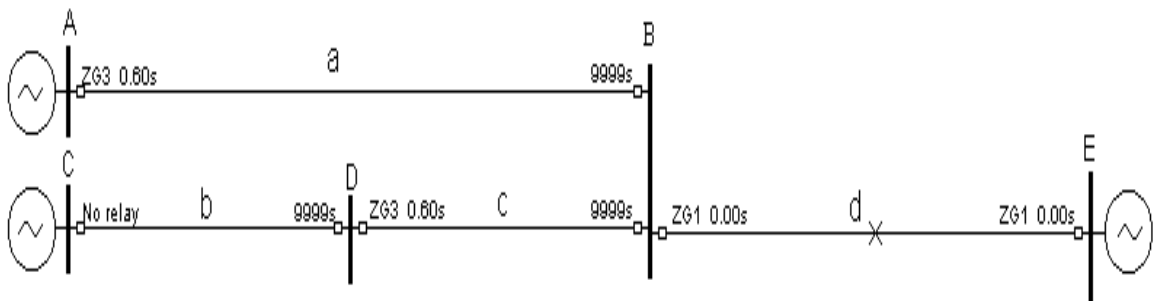


Fig. 5.3.7 Falla en la línea **d** con efecto infeed

5. Si sale de servicio la línea **a** el relevador 5 opera en zona 2 debido a que el subalcançe desaparece, como se observa en la Figura 5.3.8.

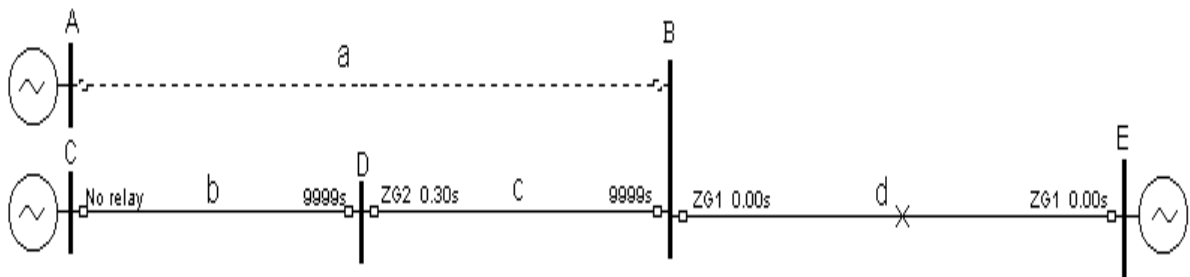


Fig. 5.3.8 Falla en la línea **d** sin efecto infeed

En los casos anteriores se observa que los relevadores involucrados, principalmente el 5 y 8, operan de forma anormal cuando cambian las condiciones o la configuración del sistema, y éste es un problema no deseable en los esquemas de protección ya que disminuye la selectividad y por lo tanto la confiabilidad del mismo.

En la Tabla 5.3.1, se muestran los relevadores que operan en cada uno de los casos anteriormente mencionados, así como también la zona de operación de cada relevador.

Tabla 5.3.1: Operación de los relevadores para los distintos casos

Línea Fallada	Relevadores que operan con efecto infeed		Relevadores que operan sin efecto infeed		Líneas fuera de servicio
	Relevador	Zona	Relevador	Zona	
a	1 2	1 1	--	--	Ninguna
a	--	--	1 y 2 8	1 3	c
a	--	--	1 y 2 8	1 3	d
a	--	--	1 y 2 5	1 3	e
c	1 6	3 2	--	--	Ninguna
c	--	--	6 8	2 3	a

5.4.-Aplicación de la Protección Adaptable

Una solución a los 6 casos antes mencionados, es aprovechar los grupos de ajustes con que cuentan los relevadores digitales actuales.

Los relevadores instalados en este sistema son del tipo mho direccional y cuadrilateral, los cuales cuentan con 6 grupos de ajustes cada uno.

De esta manera se aplicaría el concepto de adaptabilidad dentro de los relevadores de protección.

Para ajustar los relevadores de distancia se utilizan las impedancias de las líneas de transmisión, para este caso las impedancias de las líneas se muestran en la Tabla 5.4.1

Tabla 5.4.1 Impedancias de las líneas de transmisión en ohms secundarios.

Línea	Impedancia de línea en ohms secundarios
a	0.79 $\angle 73.77$
b	0.21 $\angle 74.2$
c	0.26 $\angle 74.7$
d	0.989 $\angle 74.4$

Las señales de voltaje necesarios para alimentar el relevador de distancia se obtiene a través de un transformador de potencial con una relación de RTP = 1000, es decir, de 115 kV a 115 volts.

Los ajustes en condiciones normales para los relevadores 5 y 8 son:

Relevador 5:

$$Z1=0.208 \angle 74.4$$

$$Z2=1.03 \angle 75.10$$

$$Z3=1.80 \angle 75.16$$

Relevador 8:

$$Z1=0.79 \angle 74.4$$

$$Z2=1.25 \angle 74.88$$

$$Z3=1.61 \angle 75.29$$

Las impedancias vistas por los relevadores debido al efecto de la fuente intermedia, para los distintos casos antes enumerados se calculan enseguida:

Para el RELEVADOR 8 las impedancias son:

Para una falla en **c** con efecto infeed

$$Z_{ap} = 0.989\angle 74.4 + 0.26\angle 74.7 + \left(\frac{831\angle 81}{816\angle 77} \right) 0.26\angle 74.7 = 1.513\angle 75.2$$

Para una falla en **c** sin efecto infeed (sacando de servicio la línea a)

$$Z_{ap} = 0.989\angle 74.4 + 0.26\angle 74.7 = 1.24\angle 74.4$$

Falla al 50% de **a** con efecto infeed

$$Z_{ap} = 0.989\angle 74.4 + 0.395\angle 73.77 + \left(\frac{846\angle -81}{812\angle -78} \right) 0.395\angle 73.77 = 1.79\angle 73.429$$

Falla al 50 % de **a** sin efecto infeed (sacando de servicio la línea **c**)

$$Z_{ap} = 0.989\angle 74.4 + 0.395\angle 73.77 = 1.39\angle 74.22$$

Para el RELEVADOR 5 las impedancias son:

Para una Falla al 50% de la línea **d** con efecto infeed

$$Z_{ap} = 0.26\angle 74.7 + 0.4945\angle 74.4 + 0.4945\angle 74.4 \left(\frac{1325\angle -80}{1362\angle -79} \right) = 1.23\angle 74.07$$

Falla al 50% de la línea **d** sin efecto infeed (sacando de servicio la línea **a**)

$$Z_{ap} = 0.26\angle 74.7 + 0.4945\angle 74.4 = 0.75\angle 74.5$$

Falla al 65% de la línea **a** con efecto infeed

$$Z_{ap} = 0.26\angle 74.7 + 0.51\angle 74.1 + 0.51\angle 74.1 \left(\frac{812\angle -78}{846\angle -81} \right) = 1.25\angle 75.38$$

Falla al 65% de la línea **a** con la línea **d** fuera

$$Z_{ap} = 0.26\angle 74.7 + 0.51\angle 74.1 = 0.769\angle 74.3$$

En forma resumida se presentan las impedancias para cada uno de los relevadores en las Tablas 5.4.2 y 5.4.3:

Tabla 5.4.2: Impedancias vistas por el relevador 8 en cada uno de los casos.

Línea fallada	Impedancia (Ω) sec. con infeed	Impedancia (Ω) sec. sin infeed	Líneas fuera de servicio
c	1.513 $\angle$ 75.2	--	Ninguna
c	--	1.24 $\angle$ 74.4	a
a	1.79 $\angle$ 73.42	--	Ninguna
a	--	1.39 $\angle$ 74.2	c ó b

Tabla 5.4.3: Impedancias vistas por el relevador 5 en cada uno de los casos.

Línea fallada	Impedancia (Ω) sec. con infeed	Impedancia (Ω) sec. sin infeed	Líneas fuera de servicio
d	1.23 $\angle$ 74.07	--	Ninguna
d	--	0.75 $\angle$ 74.5	a
a	1.25 $\angle$ 75.38	--	Ninguna
a	--	0.769 $\angle$ 74.3	d

Como puede observarse los relevadores 5 y 8 no operan satisfactoriamente para las condiciones en donde se presenta el efecto infeed, porque las impedancias aparentes son más grandes que las reales para las cuales están ajustados.

Es por ello que es necesario realizar el cálculo de nuevas zonas de protección para los relevadores, y de esta manera lograr que operen correctamente ante contingencias para los casos antes mencionados, estos cálculos se harán tomando en cuenta el efecto de la fuente intermedia (infeed) y se muestran a continuación.

Calculo de las nuevas zonas de ajustes para los relevadores 5 y 8:

Configuración original

Relevador 5:

$$Z1=0.208 \angle 74.4$$

$$Z2=1.03 \angle 75.10$$

$$Z3=1.80 \angle 75.16$$

Relevador 8:

$$Z1=0.79 \angle 74.4$$

$$Z2=1.25 \angle 74.88$$

$$Z3=1.61 \angle 75.29$$

Para el relevador 8

Falla en **a** con efecto infeed

$$Z1 = 0.8(0.989 \angle 74.4) = 0.79 \angle 74.4$$

$$Z2 = 0.989 \angle 74.4 + 0.8\{0.26 \angle 74.7 + (1.02 \angle 4)0.26 \angle 74.7\} = 1.40 \angle 75.3$$

$$Z3 = 0.989 \angle 74.4 + 1.6\{0.26 \angle 74.7 + (1.02 \angle 4)0.26 \angle 74.7\} = 1.82 \angle 75.46$$

Falla en **a** sin infeed sacando de servicio la línea **c**

$$Z1 = 0.8(0.989 \angle 74.4) = 0.79 \angle 74.4$$

$$Z2 = 0.989 \angle 74.4 + 0.25(0.79 \angle 73.77) = 1.18 \angle 74.29$$

$$Z3 = 0.989 \angle 74.4 + 0.6(0.79 \angle 73.77) = 1.46 \angle 74.19$$

Falla en **c** sin infeed sacando de servicio la línea **a**

$$Z1 = 0.8(0.989 \angle 74.4) = 0.79 \angle 74.4$$

$$Z2 = 0.989 \angle 74.4 + 0.5(0.26 \angle 74.7) = 1.11 \angle 74.43$$

$$Z3 = 0.989 \angle 74.4 + 1.2(0.26 \angle 74.7) = 1.3 \angle 74.4$$

Para el relevador 5

Falla en **d** con efecto infeed

$$Z1 = 0.8(0.26\angle 74.7) = 0.208\angle 74.7$$

$$Z2 = 0.26\angle 74.7 + 0.65\{0.79\angle 73.77 + (0.9598\angle 3)0.79\angle 73.77\} = 1.26\angle 75.12$$

$$Z3 = 0.26\angle 74.7 + 1.2\{0.79\angle 73.77 + (0.9598\angle 3)0.79\angle 73.77\} = 2.11\angle 75.17$$

Sin infeed, sacando de servicio la línea **a**

$$Z1 = 0.8(0.26\angle 74.7) = 0.208\angle 74.7$$

$$Z2 = 0.26\angle 74.7 + 0.5(0.989\angle 74.4) = 0.75\angle 74.5$$

$$Z3 = 0.26\angle 74.7 + 1.2(0.989\angle 74.4) = 1.44\angle 74.4$$

Falla en **a**, sacando de servicio la línea **d**

$$Z1 = 0.8(0.26\angle 74.7) = 0.208\angle 74.7$$

$$Z2 = 0.26\angle 74.7 + 0.5(0.79\angle 73.77) = 0.65\angle 74.13$$

$$Z3 = 0.26\angle 74.7 + 1.2(0.79\angle 73.77) = 1.20\angle 73.99$$

Los nuevos grupos de ajustes así como sus correspondientes zonas de protección que permitirán la correcta operación de los relevadores se muestran en la Tabla 5.4.4 y en la Tabla 5.4.5:

Tabla 5.4.4: Grupos de ajustes del relevador 8

Grupo1 (condiciones normales)	Grupo 2	Grupo 3
Z1=0.79 $\angle$ 74.4	Z1=0.79 $\angle$ 74.4	Z1=0.79 $\angle$ 74.4
Z2=1.25 $\angle$ 74.8	Z2=1.18 $\angle$ 74.29	Z2=1.40 $\angle$ 75.30
Z3=1.61 $\angle$ 75.2	Z3=1.46 $\angle$ 74.19	Z3=1.82 $\angle$ 75.46

Tabla 5.4.5: Grupos de ajustes del relevador 5

Grupo 1 (Condiciones normales)	Grupo 2	Grupo 3
Z1=0.208/74.4 Z2=1.03/75.10 Z3=1.80/75.16	Z1=0.208/74.7 Z2=0.65/74.13 Z3=1.20/73.97	Z1=0.208/74.7 Z2=1.26/75.12 Z3=2.11/75.17

En las Tablas 5.4.6 y 5.4.7 se muestran los grupos de ajustes correspondientes que tendrán tanto el relevador número 5 como el relevador número 8, tomando en cuenta los nuevos ajustes de las zonas de protección:

Tabla 5.4.6: Grupos de ajustes correspondientes a cada caso para el relevador 8

Línea fallada	Efecto infeed	Sin efecto infeed	Líneas fuera de servicio
c	Grupo 1	--	Ninguna
c	--	Grupo 2	a
a	Grupo 3	--	Ninguna
a	--	Grupo 2	c o b

Tabla 5.4.7: Grupos de ajustes correspondientes a cada caso para el relevador 5

Línea fallada	Efecto infeed	Sin efecto infeed	Líneas fuera de servicio
d	Grupo 3	--	Ninguna
d	--	Grupo 1	a
a	Grupo 3	--	Ninguna
a	--	Grupo 1	d

5.5.-Conclusiones

Al analizar las posibles contingencias en el sistema de potencia en estudio, se observa que para ciertos casos algunos relevadores no operan satisfactoriamente esto debido a que se ven afectados por el efecto de la fuente intermedia, debido a este efecto las impedancias aparentes son más grandes que las reales para las cuales están ajustados. Es por esto que resulta necesario realizar el cálculo de nuevas zonas de protección para los relevadores, y de esta manera lograr que éstos operen correctamente ante este efecto.

CAPITULO 6

Implementación de la Protección Adaptable

6.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza la descripción de lo que es una Unidad Terminal Maestra, en ella se menciona la manera en como se opera, las partes que la conforman, la manera en que los datos llegan a ella y el tipo de datos que maneja. También se mencionan los diferentes tipos de comunicación por los que la unidad terminal maestra puede recibir los datos de alarmas para poder hacer el cambio de ajustes, y cual de estos tipos de comunicación se eligió y por que se hizo esa elección. A su vez se menciona la forma en que se llevarán acabo los cambios de los grupos de ajustes cuando resulte necesario.

6.2. Unidad terminal Maestra

Para la operación confiable y económica del sistema de potencia es necesario monitorear el sistema completo desde un centro de control. Los centros de control de energía son equipados actualmente con computadoras en línea, éstas trabajan bajo una estructura jerárquica para la apropiada coordinación de los diferentes requerimientos funcionales, tanto para condiciones normales como de emergencia. Todo centro de control posee una consola la cual consiste en una pantalla, un teclado y un generador de señales. Las computadoras dan aviso del progreso de alarmas a los operadores cuando el sistema opera de forma anormal. El operador del sistema elabora juicios y decisiones y las ejecuta con la ayuda de la computadora. Las herramientas de simulación y los paquetes de software especializado de lenguaje de alto nivel son implementados para la adecuada operación confiable del sistema de potencia. Este es referenciado como SCADA acrónimo para “Supervisory Control And Data Acquisition” o simplemente Control Supervisorio.

Cuando se diseña un sistema con tal cobertura de información, la oficina central debe distribuir los datos según las necesidades de cada usuario. El departamento responsable del sistema de protección requiere información detallada de la que no puede estar interesado el

departamento de operación, que es el principal usuario del SCADA. Mientras los operadores del centro de control están interesados en la localización de la falla, el departamento de protecciones está interesado en el reporte de eventos, y la oscilografía. Los departamentos de protección están interesados en fracciones de ciclo relevantes a la falla. Mientras que otros usuarios del SCADA están interesados en datos de medición y estadísticas basadas en periodos más largos de muestreo. Esta diversidad en las necesidades necesitan ser integradas en un sistema de protección, medición y control.

Los datos en tiempo real son de particular importancia para el personal de operación del sistema. La información en tiempo real de voltajes, corrientes, potencias tanto real como reactiva son necesarios para la operación del sistema. Así mismo, los datos de tipo de falla y su localización permiten al centro de control de energía guiar a las cuadrillas de mantenimiento para una rápida restauración del sistema. La economía y la eficiencia dictan que estos datos serán transmitidos a través del mismo SCADA por donde se obtienen los demás datos de operación. La Figura 6.2.1, muestra un ejemplo de una Unidad Terminal Maestra.

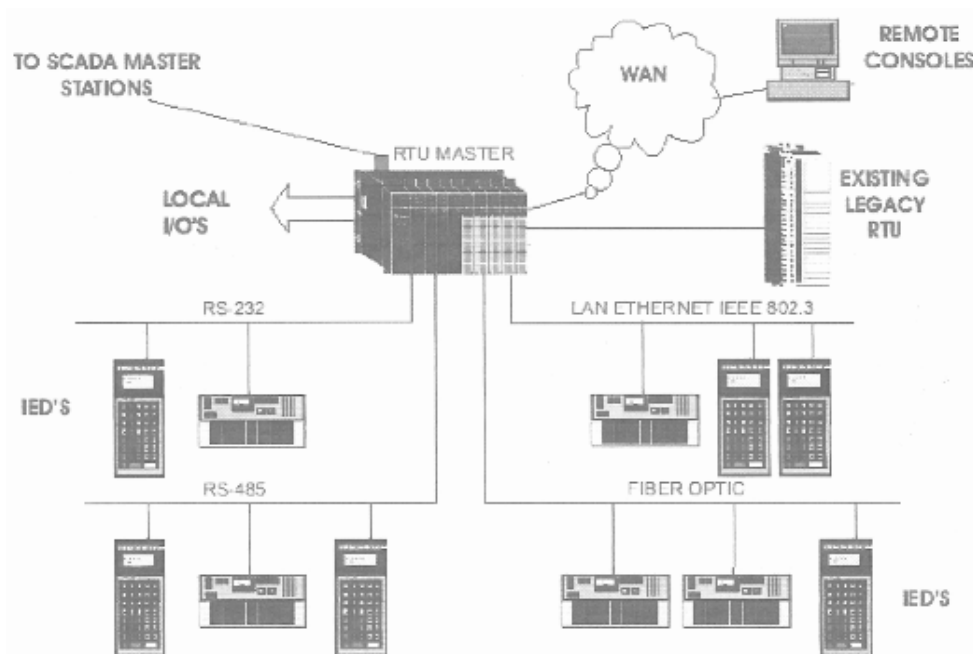


Fig. 6.2.1 Unidad Terminal Maestra

6.3.- Implementación de la Protección Adaptable

Cabe mencionar que en la actualidad ya existen relevadores microprocesados capaces de adaptarse en forma automática a los cambios de topología que el sistema eléctrico al que protegen experimente.

La razón por la cual no se han puesto en servicio es porque no es factible llevar a cabo el cambio de este tipo de relevador por los que actualmente se encuentran instalados, debido a que estos relevadores adaptables son más costosos que los otros relevadores digitales, y en caso de que se sustituyeran sería necesario cambiar también otros elementos del sistema de protecciones para la correcta operación de los relevadores adaptables, lo que llevaría a un gasto muy elevado el cual no es redituable.

Existen diferentes maneras de cambiar los grupos de ajustes de los relevadores microprocesados.

El cambio de un grupo a otro de ajustes, puede realizarse en forma manual desde el centro de control y es realizado por la persona a cargo de este centro a través de diferentes canales de comunicación hacia el relevador. Sin embargo, los grandes avances tecnológicos y los sistemas de comunicación actualmente disponibles permiten el cambio de estos ajustes en forma automática a través de sistemas de control remoto programables.

En la actualidad dentro del área de las comunicaciones, existen varias maneras de realizar el cambio de grupo de ajustes de los relevadores digitales, algunas de estas maneras son:

- Unidad Terminal Maestra (UTM).
- Fibra Óptica.
- Por medio de señales de microondas.
- Comunicación vía satélite.
- Entre otras.

La utilización de la fibra óptica ha tomado gran relevancia en los últimos tiempos ya que como medio de comunicación resulta rápido y eficiente, sin embargo, aun y que sus costos se han reducido considerablemente, no en todas las condiciones resulta rentable ya que el tiempo de recuperación de su inversión sigue siendo alto.

La manera más factible de realizar el cambio de estos grupos de ajustes para el sistema de estudio manejado en este trabajo es por medio de una Unidad Terminal Maestra, porque actualmente el sistema es monitoreado por una de estas unidades y la inversión requerida para su implementación resulta considerablemente baja, debido a que se cuenta con los elementos principales que son los relevadores microprocesados con seis grupos de ajustes y la unidad maestra para la toma de decisiones. La forma en que se cambiarán los grupos de ajustes es la siguiente:

A la Unidad Terminal Maestra se le introducirá la matriz con los grupos de ajustes correspondientes para cada configuración del sistema, programando en la misma la lógica que corresponde a cada condición analizada y ésta por medio de un comando hará el cambio entre los grupos de ajustes establecidos. Otra opción, sin embargo, sigue siendo el permitir que el controlador del sistema tome la decisión y mande directamente la orden a los relevadores.

6.4.-Conclusiones

Existen muchas maneras de implementar la protección adaptable como Unidad Terminal Maestra (UTM), Fibra Óptica, por medio de señales de microondas, Comunicación vía satélite, entre otras. La manera más factible de realizar el cambio de estos grupos de ajustes para el sistema de estudio manejado en este trabajo es por medio de una Unidad Terminal Maestra, ya que actualmente el sistema es monitoreado por una de estas unidades y la inversión requerida para su implementación resulta considerablemente baja, y las demás opciones son muy costosas y no son redituables.

CONCLUSIONES

- La complejidad de los sistemas eléctricos que representan las configuraciones anilladas, complica la coordinación de los esquemas de protección.
- La presencia del efecto infeed entre otros factores obliga a ajustar las protecciones considerando este efecto de fuente intermedia. Sin embargo, en condiciones en las cuales cambia la topología de la red y este efecto desaparece, obliga a un reajuste de las zonas de protección de los relevadores.
- Los relevadores electromecánicos son poco confiables dentro de los sistemas eléctricos mallados por sus limitaciones cuando se necesita reajustar las zonas de protección en forma rápida.
- La aplicación de esquemas de protección adaptivos representa una solución viable mediante el uso de los diferentes grupos de ajustes programables, con los que cuentan actualmente los relevadores microprocesados.
- La aplicación de estos esquemas vía Unidad Terminal Maestra a través del radio control o bien por cualquier otro medio de comunicación avanzado, hace viable la automatización de este switcheo entre los grupos de ajustes de los relevadores involucrados.
- El esquema adaptivo aquí mostrado es el más económico y relativamente sencillo de implementar, ya que el sistema que se está estudiando en este trabajo actualmente monitoreado por una Unidad Terminal Maestra, a la vez que se cuenta con los elementos principales que son los relevadores microprocesados sin embargo, pueden existir cambios en la topología de la red que sean no predecibles y además permanentes que obliguen a recalcular los diferentes ajustes de los grupos utilizados.

APÉNDICE A

A.1.- Estudio de corto circuito

El estudio de corto circuito tiene como finalidad determinar las corrientes de falla, aportaciones y voltajes en los diversos puntos del sistema.

La evaluación de las corrientes de corto circuito en las diversas partes del sistema permite determinar lo siguiente:

1. Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para su comportamiento bajo esas condiciones.
2. Verificar que es adecuada la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y cortacircuitos.
3. Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.
4. Dimensionamiento de los conductores de la red de tierras de la Subestación para minimizar los riesgos del personal, que pudiera estar en contacto con aparatos y equipo conectados a dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.

A.2.- Teoría Básica

En la Figura A.1 se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada con la impedancia equivalente del sistema y de la línea de alimentación, por lo cual la corriente de carga normal es baja (varios cientos de amperes).

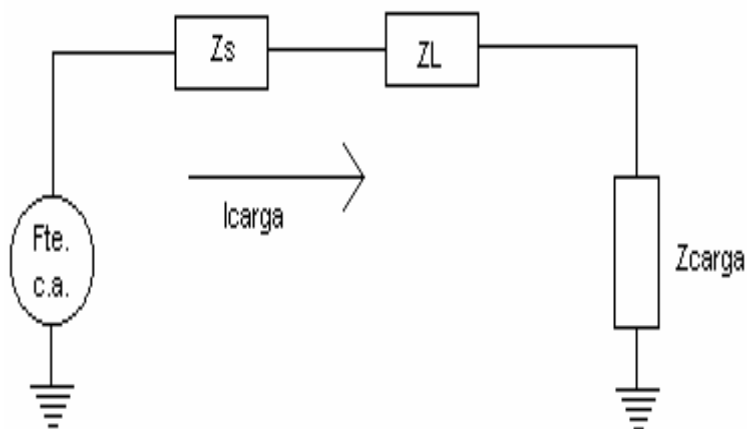


Fig. A.1 Circuito Equivalente del sistema en condiciones normales

Al ocurrir un corto circuito, la impedancia que se le presenta a la fuente cambia a una de magnitud más pequeña comparada con la carga normal y lo resultante es que la corriente que fluye en estas circunstancias es una corriente elevada (normalmente varios miles de amperes); esta corriente se denomina corriente de corto circuito.

Se puede ver en la Figura A.2 que lo que limita a la corriente de corto circuito son las impedancias equivalentes de la fuente y la impedancia de la línea de alimentación, entonces, en principio para obtener el valor de la corriente de corto circuito es necesario dividir el voltaje que había en el sistema (justo antes de ocurrir la falla y que dependerá de las condiciones de carga en es momento) entre la impedancia equivalente de Thévenin hasta el punto donde se localiza la falla.

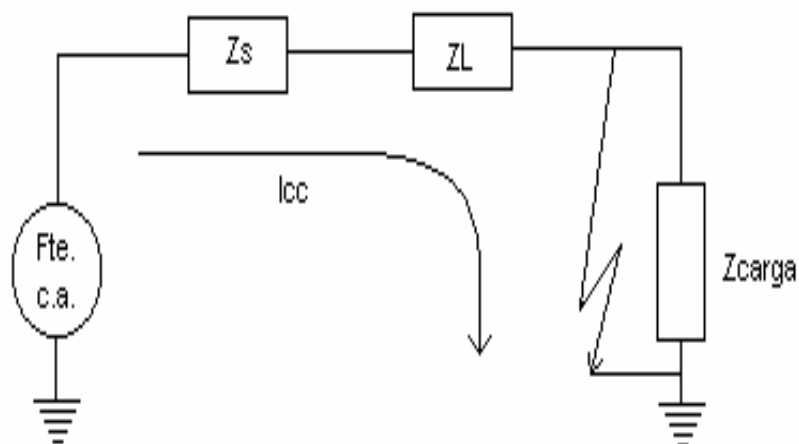


Fig. A.2 Circuito Equivalente del Sistema al ocurrir una falla

Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla, es necesario considerar en fenómeno transitorio debido a un circuito RL, ya que al ocurrir la falla, la impedancia cambia de una cuya componente resistiva es mayor que la componente reactiva a otra cuya componente reactiva es mayor que la resistiva.

Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RL), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

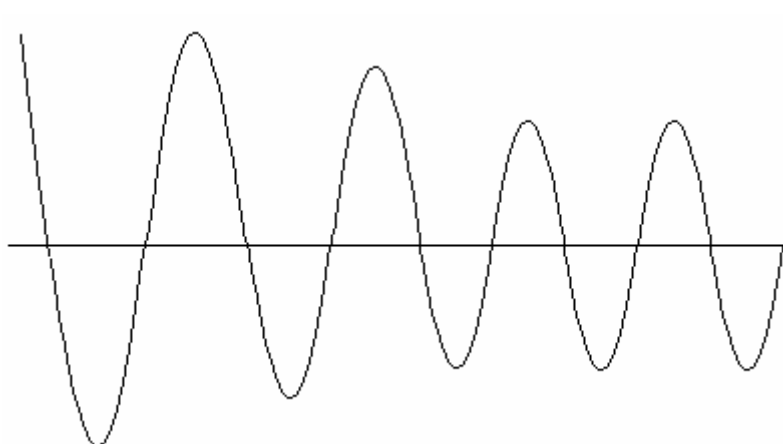


Fig. A.3 Grafica de la Corriente de Corto Circuito

Como se observa en la Figura A.3, la grafica de la corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al eje del tiempo, esto se presenta cuando en el momento de ocurrencia de la falla la onda de voltaje no pasa por su valor máximo; bajo esta condición, siempre el efecto será una onda de corriente con asimetría respecto al eje del tiempo, la asimetría será mayor cuanto el instante en que ocurre la falla se aleje del pico de la onda de voltaje y se acerque al tiempo en que el voltaje pase por cero, estrictamente hablando, el punto de máxima asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thévenin del sistema en el punto de falla.

También se observa que durante los primeros ciclos la corriente tiene una mayor magnitud, esto se debe a que la reactancia de los generadores varía al cambiar las condiciones del circuito que alimenta de impedancia de carga normal a impedancia de falla, esto causa una respuesta dinámica del generador la cual se traduce en el cambio de la magnitud de su reactancia durante los primeros ciclos de ocurrencia de falla.

Es práctica común considerar que los generadores presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo en que se lleve a cabo el análisis:

- X_d'' Reactancia Subtransitoria (Primeros 3 ciclos).
- X_d' Reactancia Transitoria (De 3 a 8 ciclos).
- X_s Reactancia Sincrona (Más de 8 ciclos).

En resumen, hay que considerar el efecto de asimetría de la corriente de corto circuito para determinar el comportamiento de los dispositivos de protección de alta velocidad que operan en 3 ciclos o menos.

En los estudios de corto circuito se obtienen valores simétricos de corriente, entonces para los primeros ciclos de la falla, la magnitud de la corriente debe afectarse por el factor de asimetría, o bien, elaborar los estudios de corto circuito con reactancias subtransitorias.

A.3.- Datos Requeridos para el Estudio de Corto Circuito

Los datos que son necesarios para llevar a cabo estudios de corto circuito son:

- ✓ Equivalentes de Thévenin del Sistema Generación-Transmisión-Subtransmisión (generalmente en el bus de alta tensión de la Subestación). Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad, quedando a criterio del analista si se utilizan los equivalentes a máxima o mínima generación o solamente a máxima generación, esto en el caso en que no exista una variación sustancial entre ellos.
- ✓ Diagramas de secuencia del Sistema de Distribución conteniendo:
 - Las impedancias equivalentes de Thévenin en el bus de alta tensión de la Subestación.
 - Las impedancias de Transformador(es) y líneas en el lado de bajo voltaje en por unidad, además, la forma en que están interconectados en las redes de secuencia, esto dependa del tipo de falla a calcular.
- ✓ Tipo de fallas a calcular.- Normalmente, sólo se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de una fase a tierra. La falla trifásica porque es la que proporciona las corrientes de corto circuito de mayor magnitud en la mayoría de nodos a analizar.

La falla de fase a tierra generalmente es la de menor magnitud, (excepto en los buses donde están conectados transformadores en Y con neutro aterrizado). En

ocasiones la magnitud de la corriente de falla de fase a tierra es menor que la corriente de carga normal del circuito, sobre todo cuando involucra la existencia de arco; pero también esta falla es la que ocurre con mayor frecuencia en cualquier sistema eléctrico.

Las magnitudes de las corrientes que se obtienen en los otros tipos de falla, (falla fase a fase, falla dos fases a tierra), estan comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica.

Para determinar como se interconectan las redes de secuencia para distintos tipos de falla, es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Dibujar un diagrama trifilar mostrando todas las conexiones de los conductores de fase en el punto de la falla, como se muestra en las Figuras 5.4 y 5.5. Identificando todas las corrientes, voltajes e impedancias; se debe tener especial cuidado en anotar las direcciones y polaridades. Se considera que la carga consiste de impedancias balanceadas y que las corrientes de falla fluyen del sistema hacia el punto fallado.
2. Escribir las ecuaciones que relacionan las corrientes en la falla y los voltajes de acuerdo con el tipo de falla a considerar.
3. Efectuar la transformación de corrientes y/o voltajes del sistema a-b-c al sistema 0-1-2 mediante el uso de la matriz de transformación **A**.
4. Observar las corrientes de secuencia para determinar las conexiones apropiadas de las terminales de las redes de secuencia que satisfagan lo mencionado en el paso 3.
5. Revisar los voltajes de secuencia para determinar la conexión de las terminales restantes de las redes de secuencia, añadiendo impedancias como sea requerido para satisfacer lo mencionado en los puntos 3 y 4.

A.4.- Falla Trifásica

Paso 1.-

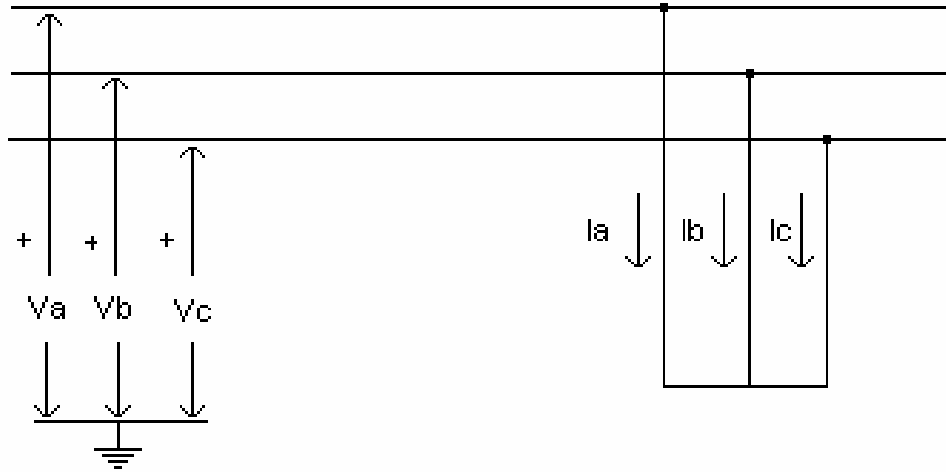


Fig. A.4 Voltajes y corrientes en el punto de falla trifásica

Paso 2.-

$$| I \text{ falla} | = | I_a | = | I_b | = | I_c | \quad (\text{A.3.1})$$

$$I_b = a^2 I_a \quad (\text{A.3.2})$$

$$I_c = a I_a \quad (\text{A.3.3})$$

Donde el operador “a” es un vector de magnitud unitaria y ángulo de 120° ($1/\underline{120}$)

Y el operador “ a^2 ” es un vector de magnitud unitaria y ángulo de 240° ($1/\underline{240}$)

Paso 3.- Ecuación de Transformación

$$| I_{012} | = | A |^{-1} \times | I_{abc} | \quad (\text{A.3.5})$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.6})$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a + I_b + I_c \\ I_a + aI_b + a^2I_c \\ I_a + a^2I_b + aI_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.7})$$

Sustituyendo:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (\text{A.3.8})$$

$$I_a + aI_b + a^2I_c = I_a + a^3I_a + a^3I_a = 3I_a \quad (\text{A.3.9})$$

$$I_a + a^2I_b + aI_c = I_a (1 + a + a^2) = 0 \quad (\text{A.3.10})$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 3I_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.3.11})$$

$$I_0 = 0 \quad (\text{A.3.12})$$

$$|I_1| = |I_a| = |I_b| = |I_c| \quad (\text{A.3.13})$$

$$I_2 = 0 \quad (\text{A.3.14})$$

Por ser condición balanceada, la falla trifásica solo contiene cantidades de secuencia positiva, lo cual queda demostrado analíticamente.

A.5.- Falla de una Fase a Tierra con Resistencia

Paso 1.-

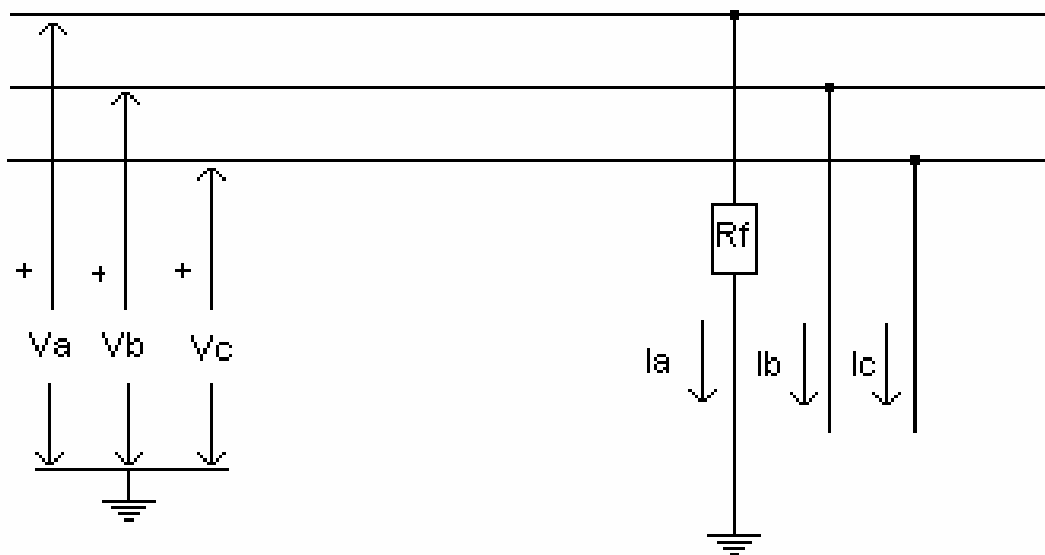


Fig. A.5 Voltajes y Corrientes en el Punto de Falla de Fase a Tierra a través de una Resistencia

Paso 2.-

$$I_a = I_{\text{falla}} \quad (\text{A.4.1})$$

$$I_b = 0 \quad (\text{A.4.2})$$

$$I_c = 0 \quad (\text{A.4.3})$$

$$V_a = R_f I_a \quad (\text{A.4.5})$$

Paso3.- Ecuación de Transformación:

$$| I_{012} | = | A |^{-1} x | I_{abc} | \quad (A.4.6)$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (A.4.7)$$

Multiplicando las matrices del lado derecho:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (A.4.8)$$

Se observa que todas las corrientes de secuencia son iguales, por lo tanto, las redes de secuencia para este tipo de falla deben estar conectadas en serie. También, de la Figura 5.5 se tiene que:

$$V_a = R_f I_a = 3 R_f I_{a1} \quad (A.4.9)$$

La ecuación anterior puede expresarse también como:

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3 R_f I_{a1} \quad (A.4.10)$$

Esto implica que se tiene que añadir una impedancia externa igual a $3R_f$ en el circuito de las 3 redes de secuencia conectadas en serie, como se ilustra

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_{th}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f} \quad (A.4.11)$$

Suponiendo $V_{th} = 1.0$ p.u. la corriente de falla de fase a tierra es:

$$I_{falla} = I_a = 3I_0 = \frac{3}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f} \quad (A.4.12)$$

Considerar o no la existencia de la resistencia de falla R_f en el cálculo de las corrientes de falla a tierra, depende del uso que se dará a los resultados del estudio de corto circuito en los estudios de coordinación de protecciones.

Si se requiere determinar la sensibilidad (mínima corriente para operar) del dispositivo de protección, entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla, usualmente se considera que ésta varía desde 10 hasta 100 ohms en circuitos de distribución.

Por otro lado, si lo que se requiere es ajustar el tiempo de operación del dispositivo de protección con el fin de coordinarlo con otro, entonces la falla debe considerarse como sólida (sin resistencia de falla).

A.6.- Consideraciones para los distintos tipos de falla

Para el caso en que se desee efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución, es recomendable entonces obtener el equivalente de Thévenin en el bus de baja tensión de la Subestación y de ahí partir para la elaboración de diagramas de secuencia,

considerando solamente las impedancias de los tramos de línea propios del circuito y las impedancias equivalentes del sistema.

En la figura A.6, se muestran las diversas formas de interconexión de las redes de secuencia para los distintos tipos de falla y las cantidades que intervienen en cada caso.

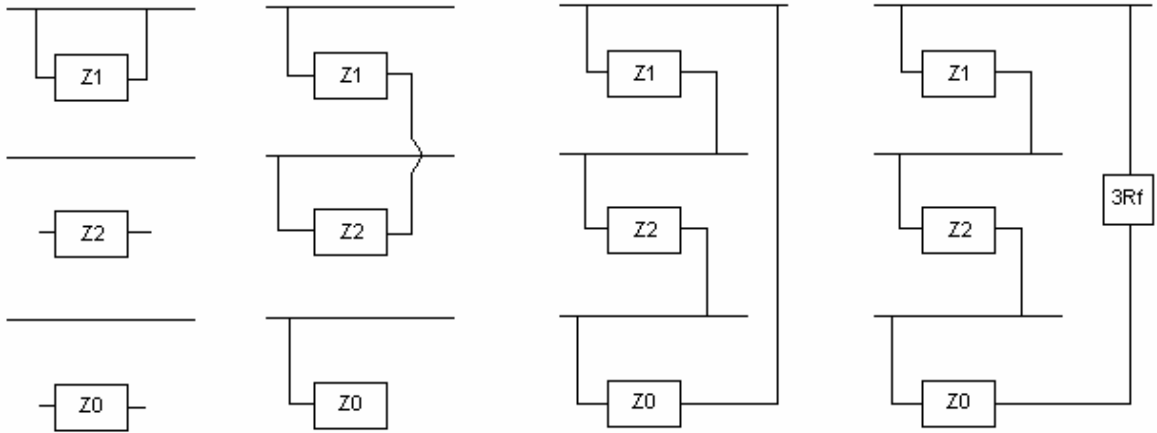


Fig. A.6 Interconexión de las redes de secuencia para distintos tipos de falla

Impedancias que intervienen según el tipo de falla:

$$\text{Fallas Trifásicas} \quad Z_{cc3f} = Z_1 \quad (\text{A.5.1})$$

$$\text{Falla entre dos fases} \quad Z_{2f} = Z_1 + Z_2 \quad (\text{A.5.2})$$

$$\text{Falla de una fase a tierra} \quad Z_{f-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0 \quad (\text{A.5.3})$$

$$\begin{aligned} &\text{Falla de una fase} \quad Z_{f-T} = Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 R_f \\ &\text{a tierra con resistencia} \end{aligned} \quad (\text{A.5.4})$$

A.7.- Ejemplo

Cálculo de corto circuito en el sistema de distribución representado en el diagrama unifilar de la Figura A.7

Se calculan las fallas trifásicas y de una fase a tierra en los puntos: B1, B2 y B3.

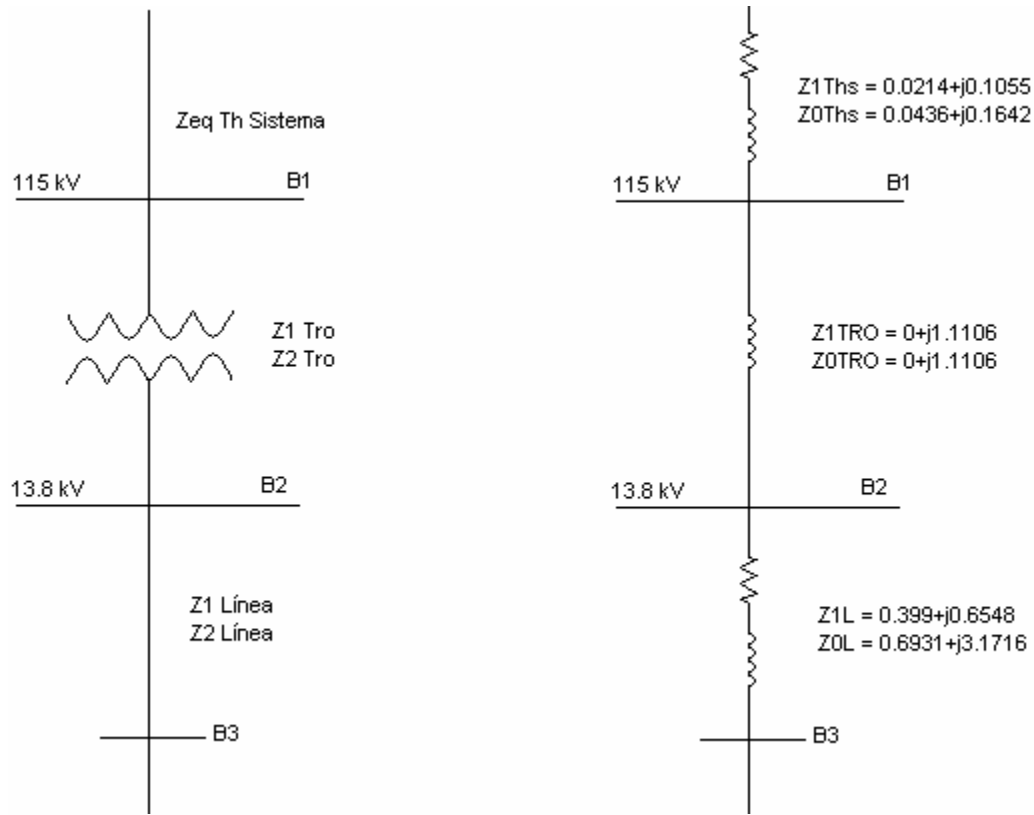


Fig. A.7 Diagrama unificar de un sistema de distribución

Para el punto B1:

$$Z_{1th} = 0.0214 + j0.1055 = 0.1076 \angle 78^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_{0th} = 0.0436 + j0.1642 = 0.1642 \angle 75^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc3f} = \frac{V_{th}}{Z_1}$$

Corriente de falla trifásica

$$V_{th} = 1.0 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

entonces

$$I_{cc} 3f = 9.29 \angle -78^0 \text{ p.u.}$$

MVA base = 100

KV base = 115

$$I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 115} = 502.04 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} | \text{ Amp.} = I_{p.u.} * I_{base}$$

$$I_{cc} 3f = 4664 \angle -78^0 \text{ Amp.}$$

Corriente de falla de fase a tierra

$$I_{cc} ft = \frac{3V_{th}}{2Z_1 + Z_0}$$

$$I_{ccft} = 3I_0$$

$$2Z_1 + Z_0 = 0.0864 + j0.3752 = 0.3850 \angle 77^0 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} ft = \frac{3}{0.3850 \angle 77^0} = 7.792 \angle -77^0 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} ft = 3911.9 \angle -77^0 \text{ Amp.}$$

Para el punto B2:

$$Z_1 th = 0.0214 + j1.2161 = 1.2163 \angle 89^\circ p.u.$$

$$Z_0 th = 0.0000 + j1.1106 = 1.1106 \angle 90^\circ p.u.$$

$$I_{cc} 3f = \frac{V_{th}}{Z_1}$$

Corriente de falla trifásica

$$V_{th} = 1.0 \angle 0^\circ p.u.$$

entonces:

$$I_{cc} 3f = 0.822 \angle -89^\circ p.u.$$

MVA base = 100

KV base = 13.8

$$I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} * 13.8} = 4183.69 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} 3f = 3438 \angle -89^\circ \text{ Amp.}$$

Corriente de falla de fase a tierra

$$I_{cc} ft = \frac{3V_{th}}{2Z_1 + Z_0}$$

$$I_{ccft} = 3I_0$$

$$2Z_1 + Z_0 = 0.0428 + j3.5428 = 3.543 \angle 89.3^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} ft = \frac{3}{3.543 \angle 89.3^\circ} = 0.846 \angle -89.3^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} ft = 3539.40 \angle -89.3^\circ \text{ Amp.}$$

Para el Punto B3:

$$Z_1 th = Z_1 s + Z_1 tro + Z_1 l = 0.4204 + j1.8709 = 1.917 \angle 77^\circ \text{ p.u.}$$

$$Z_0 th = Z_0 s + Z_0 tro + Z_0 l = 0.6931 + j4.2822 = 4.338 \angle 81^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} 3f = \frac{V_{th}}{Z_1}$$

Corriente de falla trifásica

$$V_{th} = 1.0 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

entonces:

$$I_{cc} 3f = 0.522 \angle -77^\circ \text{ p.u.}$$

MVA base = 100

KV base = 13.8

$$I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} * 13.8} = 4183.69 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} 3f = 2183.8 \angle -77^\circ \text{ Amp.}$$

Corriente de falla de fase a tierra

$$I_{cc\ ft} = \frac{3V_{th}}{2Z_1 + Z_0}$$

$$I_{ccft} = 3I_0$$

$$2Z_1 + Z_0 = 1.5339 + j8.169 = 8.169 \angle 79^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc\ ft} = \frac{3}{8.169 \angle 79^\circ} = 0.3672 \angle -79^\circ \text{ p.u.}$$

$$I_{cc\ ft} = 1536.25 \angle -79^\circ \text{ Amp.}$$

Puede observarse como la magnitud da la corriente de falla (p.u.) va disminuyendo conforme el punto fallado se aleja de la fuente.

APÉNDICE B

Diferentes características de los relevadores de distancia en el plano complejo R – X

Existe una gran diversidad de formas de características $Z_{ar} = f(\varphi_r)$ de los relevadores de distancia en el plano complejo. Incluso en las diferentes zonas de una misma protección de distancia se utilizan con frecuencia distintas características, teniendo en cuenta las diferencias existentes entre los requerimientos impuestos a cada zona. Estas diferentes características son las siguientes:

B.1.- Relevador tipo impedancia

Su característica es una circunferencia con centro en el origen de coordenadas, como se muestra en la Fig. B.1

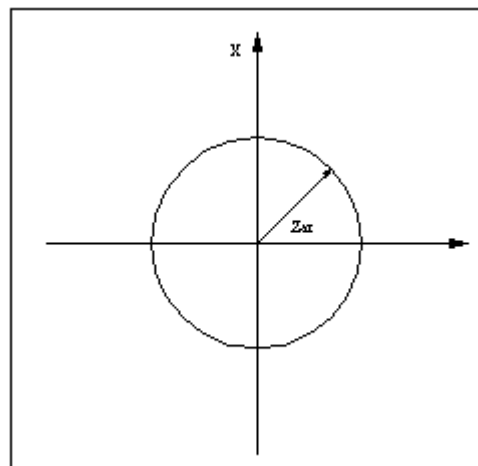


Fig. B.1 Relevador tipo impedancia

el valor de su impedancia de arranque Z_{ar} es independiente de φ_r , y por tanto carece de direccionalidad. Su condición de operación es:

$$|Z_r| \leq |Z_{ar}| \text{ es decir } Z_r \leq Z_{ar} \quad (\text{B.1})$$

donde Z_{ar} es el único parámetro de ajuste del relevador.

Este relevador se utiliza fundamentalmente en la protección de redes de 34,5kV y excepcionalmente, 110 kV, complementado con un órgano direccional de potencia. [9]

B.2.- Relevador tipo mho o admitancia

Su característica es una circunferencia que cruza por el origen de coordenadas, tal como se muestra en la Fig. B.2

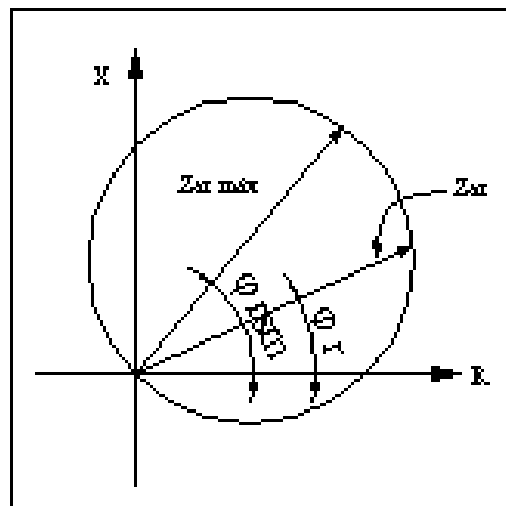


Fig. B.2 Relevador tipo mho o admitancia

No responde a cortocircuitos en las líneas situadas detrás del relevador (impedancias en el tercer cuadrante del plano complejo), por lo que es un órgano con direccionalidad. La condición de operación del relevador mho es:

$$Z_r \leq Z_{arm\acute{a}x} \cos(\varphi_r - \varphi_{sm}) \quad (B.2.1)$$

es decir

$$Z_{ar} \geq \frac{Z_r}{\cos(\varphi_r - \varphi_{sm})} \quad (B.2.2)$$

Los parámetros de ajuste del relevador son el diámetro de la circunferencia $Z_{arm\acute{a}x}$ y el ángulo de sensibilidad máxima φ_{sm} , que es el ángulo del diámetro de la circunferencia con el eje real. Por lo general ambos son ajustables en el relevador. Este relevador se utiliza fundamentalmente en la protección de redes de 110 y 220 kV y su característica (al igual que la del tipo impedancia) puede desplazarse con respecto al origen de coordenadas, como se muestra en la figura B.2.1. Surge así la llamada característica tipo mho (o tipo impedancia) desplazada o modificada, que se utiliza en algunos casos. [9]

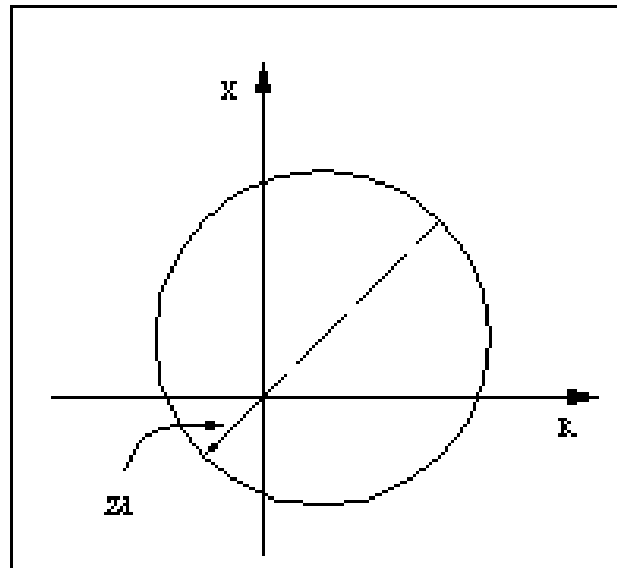


Fig. B.2.1 Relevador mho modificado

B.3.- Relevador tipo impedancia-ángulo

Su característica es una línea recta que no cruza por el origen de coordenadas, como se aprecia en la Figura B.3.

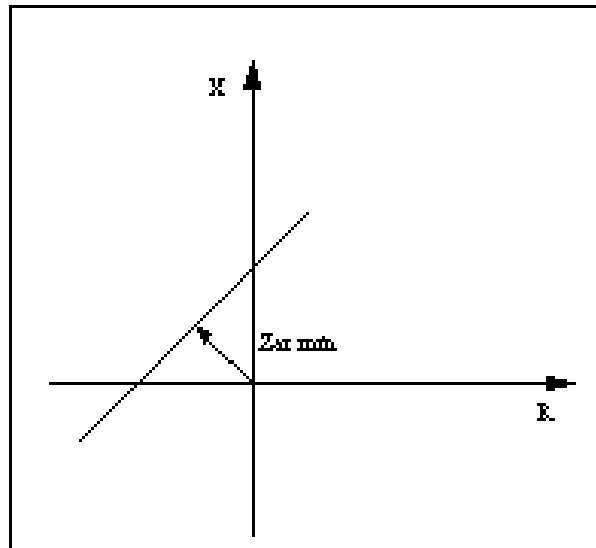


Fig. B.3 Relevador tipo impedancia-ángulo

Este órgano no se utiliza individualmente, sino como complemento de otros tipos de relevadores. Un caso particular importante de este relevador es el tipo reactancia, cuya característica es una línea recta paralela al eje real del plano complejo.

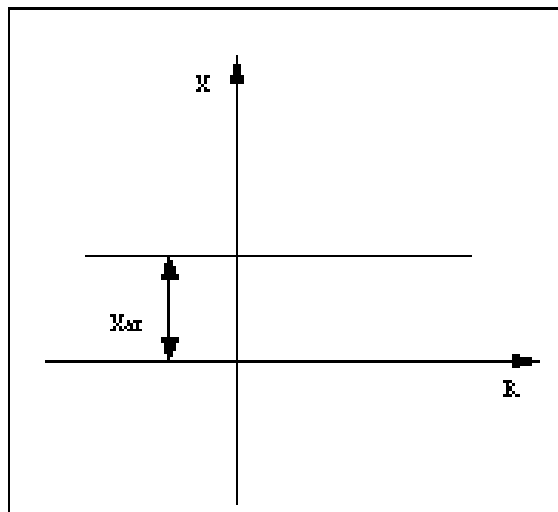


Fig. B.3.1 Relevador tipo reactancia

Su condición de operación está dada por:

$$X_r \leq X_{ar} \quad \text{B.3.1)}$$

donde la reactancia de arranque X_{ar} es el parámetro de ajuste del relevador.

Por responder solamente a la componente reactiva de la impedancia, este relevador es poco afectado por la resistencia de falla, lo que lo hace recomendable para la protección de líneas cortas y para la protección de distancia contra cortocircuitos a tierra, en que la resistencia de falla puede tener valores elevados.

Por no tener direccionalidad, y por tener gran sensibilidad a las impedancias de carga con valores de factor de potencia cercanos a la unidad, el relevador tipo reactancia debe complementarse con un órgano de arranque que sea direccional y que le limite el alcance en la dirección del eje real del plano complejo. Por lo general en esta función se utiliza un relevador tipo mho, que sirve también como órgano de tercera zona de protección. [9]

B.4.- Relevador con característica elíptica.

La característica de este relevador es de forma elíptica (también puede ser ovalada o de alguna forma similar), y puede cruzar por el origen de coordenadas ver figura B.4, o estar desplazada con respecto a él. Se utiliza como órgano de tercera zona por ser poco afectado por los regímenes severos de carga y las oscilaciones de potencia. [9]

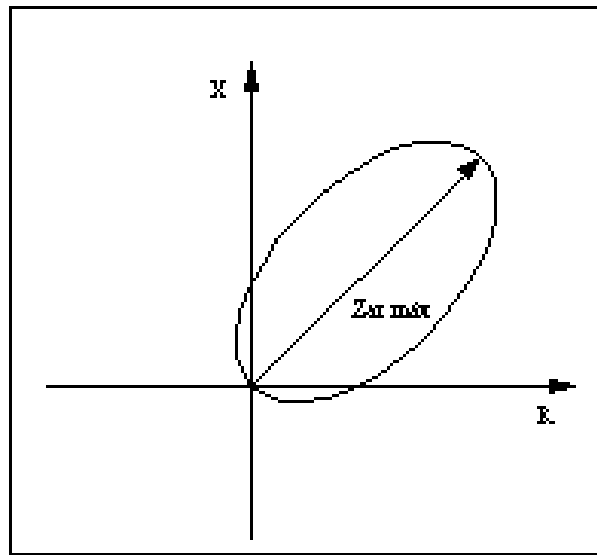


Fig. B.4 Relevador con característica elíptica

B.5.- Relevador con característica cuadrilateral.

La característica se muestra en la Figura B.5. Su lado superior forma un ángulo pequeño con el eje real y por tanto es semejante al relevador tipo reactancia en cuanto a la tolerancia a la resistencia de falla; ese lado fija con precisión el alcance de cada zona. Los lados derecho e izquierdo de la característica evitan la operación incorrecta por regímenes severos de carga o por oscilaciones de potencia. El lado inferior, que cruza por el origen y tiene cierta inclinación hacia el cuarto cuadrante, asegura la direccionalidad y la operación correcta del relevador por cortocircuitos cercanos a través de arco. [9]

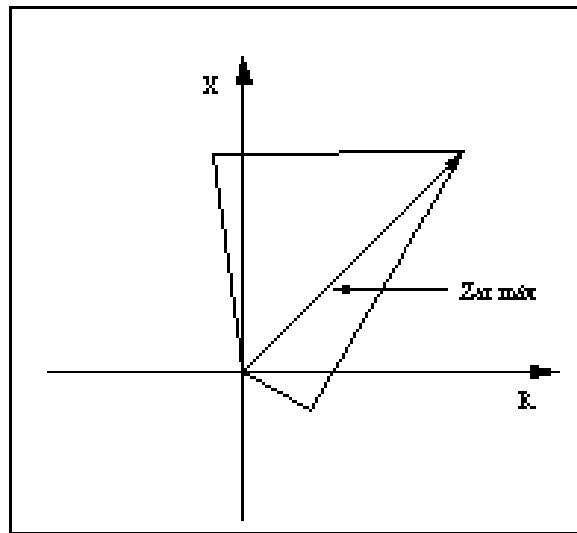


Fig. B.5 Relevador con característica cuadrilateral

Un requerimiento importante de las características cuadrilaterales es que exista la posibilidad de ajustar cada lado en forma independiente. Es también conveniente poder desplazar la característica del origen de coordenadas, sobre todo en la tercera zona.

Los relevadores con características cuadrilaterales se aplican por lo general en redes de 220 kV y voltajes superiores.

Además de estas características, existen otras, compuestas por combinaciones de circunferencias y líneas rectas, que tienen también por objetivo fundamental elevar la sensibilidad del tercer escalón, pero que han dejado de aplicarse en los últimos años, desplazadas por las elípticas y cuadrilaterales. [9]

Bibliografía

- [1] S.H. Horowitz, A.G. Phadke, J.S. Thorp. Adaptive Transmission System Relaying. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 3, No. 4, October 1988, pp 1436-1445.
- [2] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*. New York: Wiley, 1988.
- [3] M.J Damborg, M.Kim, J. Huang, S.S Venkata, A.G.Phadke. Adaptive Protection as Preventive and Emergency Control. IEEE, 2000, pp. 1208-1212.
- [4] G.D. Rockefeller, C.L.Wagner, J.R. Linders, K.L.Hicks, D.T. Rizy. Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved Performance. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 3, No.4 October 1988, pp. 1446-1458.
- [5] Schweitzer Engineering Laboratories SEL. <http://www.selinc.com>.
- [6] W. A. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*. New York: Marcel Dekker, 1994.
- [7] C. Russell Mason, El Arte y la ciencia de La protección por relevadores. Ed. CECSA.
- [8] ASPEN ONLINER copyright 1998.
- [9] Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia Dr. Héctor Jorge Altuve Ferrer Doctorado en Ingeniería Eléctrica, FIME-UANL, pp. 166-169.
- [10] E. Harper, Fundamentos de Protecciones de Sistemas Eléctricos con relevadores. Editorial LIMUSA.
- [11] *SEL-351S Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, Wa., 2003.
- [12] *SEL-321 Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, Wa., 2000.